



## 松辽盆地陆相页岩油地质研究方法 with 勘探评价进展

柳 波<sup>1</sup>, 刘俊杰<sup>1</sup>, 付晓飞<sup>1</sup>, 巩 磊<sup>2</sup>, 李玉伟<sup>1</sup>, 白龙辉<sup>1</sup>, 赵小青<sup>2</sup>

1. 东北石油大学 非常规油气研究院, 黑龙江 大庆 163318;
2. 东北石油大学 环渤海能源研究院, 河北 秦皇岛 066004

**摘 要:** 针对陆相页岩油储层结构非均质性强、孔隙结构复杂、产能主控因素不明等勘探开发面临的挑战和技术瓶颈, 建立了有机、无机地球化学与沉积学结合的陆相细粒沉积旋回及古环境演化重建的沉积地球化学方法, 厘清了古水体性质与矿物组成、有机质富集响应关系; 建立了陆相富有机质页岩岩相划分标准和测井识别方法, 分析了细粒沉积储层结构非均质性; 厘清了泥页岩层系裂缝类型及分布规律。基于能量演化理论, 建立了页岩储层脆性评价模型, 并采用人工智能方法, 建立了含油性地质甜点和脆性工程甜点评价方法。

**关键词:** 沉积演化; 陆相页岩油; 孔隙结构; 储层非均质性; 松辽盆地

## PROGRESS IN GEOLOGICAL RESEARCH METHODS AND EXPLORATION EVALUATION OF CONTINENTAL SHALE OIL IN SONGLIAO BASIN

LIU Bo<sup>1</sup>, LIU Jun-jie<sup>1</sup>, FU Xiao-fei<sup>1</sup>, GONG Lei<sup>2</sup>, LI Yu-wei<sup>1</sup>, BAI Long-hui<sup>1</sup>, ZHAO Xiao-qing<sup>2</sup>

1. Institute of Unconventional Oil and Gas, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, Heilongjiang Province, China;
2. Bohai Rim Energy Research Institute, Northeast Petroleum University, Qinhuangdao 066004, Hebei Province, China

**Abstract:** In view of challenge and technical bottleneck in the exploration and development of continental shale oil, such as significant heterogeneity of reservoir structure, complex pore structure and unknown major controlling factors of productivity, the paper establishes the sedimentary geochemical method to reconstruct the continental fine-grained sedimentary cycle and paleoenvironmental evolution by combining organic and inorganic geochemistry with sedimentology, and discusses the response relation between paleowater property and mineral compositions as well as organic matter enrichment. By the lithofacies division standard and logging recognition method of continental organic-rich shale, the paper analyzes the heterogeneity of fine-grained sedimentary reservoir structure, and clarifies the fracture types and distribution rule of shale layers. Finally, the brittleness evaluation model of shale reservoir is built based on energy evolution theory, and the evaluation method of oil-bearing geological sweet spot and brittleness engineering sweet spot are established through artificial intelligence method.

**Key words:** sedimentary evolution; continental shale oil; pore structure; reservoir heterogeneity; Songliao Basin

收稿日期: 2021-05-07; 修回日期: 2021-05-20. 编辑: 张哲.

基金项目: 国家自然科学基金项目“陆相页岩油储层孔隙结构非均质性成因及其对烃类赋存相态的影响”(编号 41972156).

作者简介: 柳波(1983—), 男, 教授, 主要从事非常规油气方面的研究, 通信地址 黑龙江省大庆市火炬街孵化器 1 号楼, E-mail/liubo@nepu.edu.cn

通信作者: 付晓飞(1972—), 男, 教授, 主要从事油气成藏方面的研究, 通信地址 黑龙江省大庆市高新技术开发区发展路 199 号, E-mail/fuxiaofei2008@sohu.com

## 0 引言

松辽盆地北部在 20 世纪 80 年代就发现了裂缝型页岩油储层, 主要分布于大庆长垣以西的古龙地区白垩系上统嫩江组二段( $K_2n^2$ )、姚家组二三段( $K_2y^{2+3}$ )、青山口组( $K_2qn$ )地层中, 许多探井在页岩段见良好气测异常显示, 并有 10 余口探井获工业油流<sup>[1]</sup>. 前人对古龙地区青山口组裂缝型页岩油有利勘探区进行了预测, 估算石油资源量在  $1.8 \times 10^8 \sim 4.4 \times 10^8$  t, 仅青山口组一段(青一段)有利勘探面积即可达  $2 \times 10^4$  km<sup>2</sup>, 勘探潜力巨大<sup>[2]</sup>. 然而, 青山口组页岩油勘探直到近几年才获得突破性进展<sup>[3]</sup>, 主要原因是: 1) 湖相细粒沉积体系气候敏感性, 岩性纵向变化快, 岩石颗粒细小, 研究难度大; 2) 纳米级储集空间发育, 研究技术要求高, 页岩地层内油气赋存的主要储集空间类型不清楚; 3) 页岩裂缝发育的控制因素及展布规律尚不明确; 4) 针对页岩储层的工程品质开展有效的改造难度较大. 这些问题都严重制约了松辽盆地青山口组湖相区的油气勘探.

近期, 中国地质调查局沈阳地质调查中心和大庆油田联合钻探的松页油 1 井、松页油 2 井和松页油 3 井接连获得工业突破<sup>[4]</sup>, 重新计算松辽盆地北部页岩油甜点区资源量近  $40 \times 10^8$  t. 东北石油大学非常规油气研究院页岩油攻关团队紧跟勘探前沿, 提出地质与工程一体化攻关思路, 取得了系列科研成果.

## 1 细粒沉积研究体系

常规油气勘探使陆源碎屑沉积学的研究侧重于分析相对粗粒的砂岩成因, 而对细粒沉积研究较少<sup>[5]</sup>. 由于缺少明显的砂岩、泥页岩等岩性变化界面以及沉积构造标志, 连续几百米的泥页岩沉积只能笼统地划分为半深湖—深湖亚相, 难以反映细粒沉积体系从宏观、微观甚至到元素尺度的纵向变化, 不能满足精细勘探的需要.

### 1.1 建立旋回格架

高频等时旋回分析是不同级次旋回界面的确定及沉积体系内部结构剖析的关键<sup>[6]</sup>. 测井资料具有连续性强和垂向分辨率高的优点, 能够连续记录所测地层的成层性和韵律性特征, 因此不仅可以有效地识别长期旋回, 也可以识别短期和超短期旋回<sup>[7]</sup>. 这正符合小波深频分析方法研究信号的特点, 通过小波变换可

以将叠加的测井曲线分解成周期各自独立的沉积旋回, 以不同尺度的形式展示出来, 而且不同周期曲线的分界面在小波系数曲线上也有明显变化.

以中央拗陷带斜坡区某井为例, 对自然伽马测井数据进行小波变换, 青一段可划分为 1 个长期半旋回、3 个中期旋回(SSC1—3)(图 1)<sup>[8]</sup>. SSC1 沉积早期, 石英、黏土矿物含量逐渐增大, 斜长石含量逐渐减小, 元素 Sr/Ba 比值逐渐增大, 表明沉积物搬运距离的增加以及成分成熟度的提高. 矿物成分中黄铁矿和元素 Cu/Zn、V/Cr、V/(V+Ni)比值的逐渐增大, 指示水体还原性逐渐升高<sup>[9]</sup>, 综合表现为上升半旋回. SSC1 沉积后期, 粒度平均值逐渐增大, 矿物成分中黏土矿物含量逐渐减小, 斜长石含量逐渐增大, 元素 Sr/Ba 比值逐渐减小, 表明沉积物运移距离逐渐增加, 成分成熟度逐渐提高. 与之相对应, 矿物成分及元素比值的变化指示水体氧化性质逐渐升高, 综合表现为下降半旋回. SSC2 与 SSC3 沉积时期, 同样表现出类似 SSC1 的旋回变化, 反映出青一段沉积时水体还原性减弱的过程中经历了 3 期波动<sup>[10]</sup>.

### 1.2 页岩岩相划分及预测

深湖—半深湖亚相的泥页岩看似单一, 实际上存在着强烈的非均质性. 本次研究提出了“有机碳含量—岩石构造—矿物成分”三分法的岩相分类方案<sup>[10]</sup>, 将古龙凹陷青一段划分七大类岩相: 高有机质页理黏土质页岩相、高有机质块状长英质泥岩相、中有机质块状长英质泥岩相、中有机质纹层状长英质页岩相、低有机质纹层状长英质页岩相、低有机质夹层细砂岩相、低有机质夹层介屑灰岩相.

基于岩心观察和实测数据的岩相划分方案能否有效指导勘探, 取决于不同类型的岩相是否具有能够彼此区分的测井响应特征, 而常规测井曲线的应用又增加了岩相识别的难度. MRGC 算法是 K 邻近分类算法(简称 KNN)中的一种, 是基于非参数最近邻和图形数据表示的多维点模式识别方法, 比较适用于数据交叉或重叠较多的岩心物性和测井曲线的分类回归预测. 通过对常规测井资料中的自然伽马、补偿密度、补偿中子、声波时差、深侧向电阻率和测井计算 TOC 值 6 类数据进行 MRGC 聚类分析, 得到了与 7 类岩相对应应的测井相<sup>[11]</sup>, 实现了基于常规测井数据的页岩岩相识别.

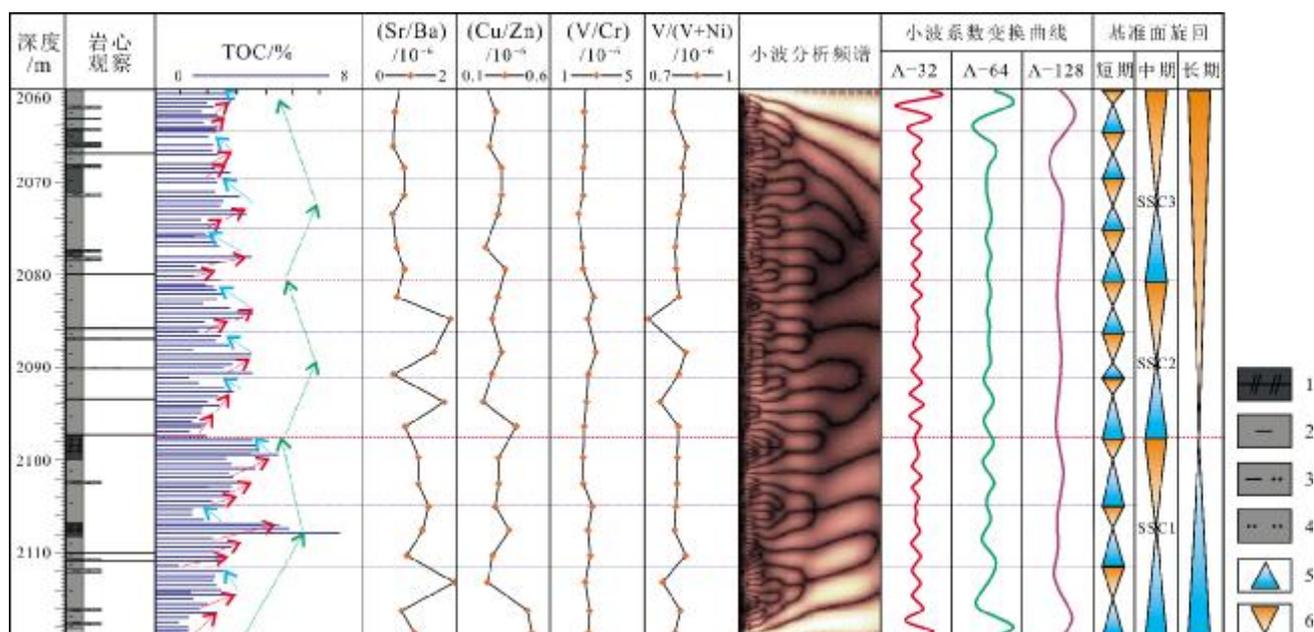


图 1 松辽盆地青山口组一段沉积格架及古水体性质演化剖面  
(据文献[8]修改)

Fig. 1 Evolution profile of sedimentary framework and paleowater property of  $K_2qn^1$  in Songliao Basin  
(Modified from Reference [8])

1—油页岩(oil shale); 2—泥岩(mudstone); 3—粉砂质泥岩(silty mudstone); 4—粉砂岩(siltstone); 5—上升半旋回(rising semi-cycle); 6—下降半旋回(falling semi-cycle)

## 2 页岩储层结构非均质性表征技术

### 2.1 静态表征方法

页岩孔径分布约以 200 nm 为主峰,因此用于常规储层分析的显微薄片观察等手段已不再适用于页岩孔隙的成因分析. 通过氩离子抛光,在扫描电镜下结合能谱分析,可以确定孔隙发育与矿物分布的关系,从而确定页岩的孔隙成因. 古龙地区青一段岩石的储集空间按照成因和几何形态可以分为孔隙和裂缝两类. 孔隙类型有 3 种:有机质孔、粒间孔、粒内孔. 其中粒间孔又可以分为残余原生/溶蚀粒间孔、晶间孔、刚性颗粒边缘孔、黏土矿物间孔;粒内孔又包括粒内溶孔、晶内孔以及黏土矿物集合体内孔<sup>[12]</sup>. 裂缝包括两种:黏土矿物层间缝以及微裂缝. 定量统计结果表明,青一段页岩的孔隙类型主要为粒内孔,占有孔隙类型的 45%~70%,其中又以粒内溶孔占优势;粒间孔的比例集中在 20%~40%,以粒间溶孔居多;而有机质孔占整体的比例约为 5%~15%.

孔隙结构是指孔隙的几何形态、连通性和孔径分布特征等. 依据 IUPAC 的标准分类方法,孔隙宽度大于 50 nm 视为宏孔,2~50 nm 之间为介孔,小于 2 nm

的为微孔. 为综合表征古龙地区青一段泥页岩的全孔径结构特征,本研究对页岩样品进行了高压压汞实验以及低温氮气吸附实验,分别表征宏孔和介孔的分布. 实验结果表明,青一段泥页岩联合孔径分布具有 3 类特征:Ⅰ类以介孔为主,岩相类型以高一中有机质块状泥岩相为主;Ⅱ类以介孔和宏孔双峰分布为特征,主要岩石类型为中—低有机质纹层状页岩相和低有机质夹层细砂岩相;Ⅲ类以宏孔为主,主要岩石类型为低有机质纹层状页岩相、低有机质夹层细砂岩相和低有机质夹层介屑灰岩相.

### 2.2 储层演化机理

不同于一些国内外相关页岩的报道,研究区有机质孔所占比例最大仅为 15%,未达到 60%以上,这是因为青一段泥页岩的有机质类型主要以Ⅰ型和Ⅱ型干酪根为主,Ⅲ型较少,而Ⅲ型干酪根质地较为坚硬,可形成规则的圆状孔隙. 有机质孔的发育程度更重要的是受到烃源岩热演化程度的影响. 大量的研究认为,油倾烃源岩只有当  $R_o > 1.2\%$  时(即处在石油裂解期)才会大量形成有机质孔. 青一段的  $R_o$  平均为 1.05%,在此阶段下的有机质孔或发育较少,或大量被

沥青等填充.此外,与世界其他地区的页岩油气储层相比较,青一段 TOC 及热演化程度均较低,使得有机质孔未占主体.

成岩演化控制着粒/晶间孔和粒/晶内孔的发育情况,古龙凹陷青山口组主要处于中成岩 A<sub>2</sub>—B 亚期,伴随着由于生烃作用释放的有机酸流体<sup>[13]</sup>,在 2 140 m 与 2 330 m 深度处发育有 2 个次生孔隙带,具有低 K、高 I/S、高方解石含量<sup>[14]</sup>.次生孔隙发育带与生烃高峰对应,处于压力梯度较大的超压发育带的顶、底部,其中上部次生孔隙发育带最为有利,下部次生孔隙发育带孔隙半径有所降低(图 2).

### 3 储层裂缝发育类型及分布规律

#### 3.1 裂缝类型及发育特征

天然裂缝为泥页岩储层提供了重要的储集空间,是油气运移和聚集的重要通道<sup>[15-16]</sup>.明确泥页岩天然裂缝成因类型及发育特征是裂缝分布规律预测的重要基础<sup>[17-18]</sup>.古龙地区青山口组岩心发育大量构造裂缝,裂缝产状稳定,裂缝面平直光滑,常被方解石、石英等矿物充填,具有擦痕甚至阶步的特征(图 3a).构造

裂缝延伸长度和高度都较大,平均为 20 cm 左右,最高可达 280 cm.构造裂缝常成组出现,呈雁列式排列.根据裂缝的规模以及它们与岩石力学层之间的关系,泥页岩岩石中构造裂缝又可以分为层控裂缝和穿层裂缝.层控裂缝相互平行,且与岩层面近垂直.穿层裂缝跨越若干个岩石力学单元,为多层构造,其几何形态可以是单条裂缝面,也可以是近平行排列、密集分布的若干条裂缝组成的较窄的带.穿层裂缝也具有较好的等间距性,说明它们是一种普遍存在的透入性构造.

成岩裂缝可以划分为成岩层理裂缝和成岩压溶缝合线等 2 种类型.成岩层理裂缝是在压实作用、胶结作用、黏土矿物转化等成岩过程中形成的沿着层理面发育分布的非构造裂缝(图 3b).缝合线是沉积载荷作用使泥页岩层负载引起的压溶作用形成的,与岩层层理面平行或近于平行,缝合线峰柱垂直于岩层面(图 3c).层理缝垂直于上覆压力方向,开启程度差,而压溶缝合线绝大多数被不溶物质所充填,有效性均很差.古龙地区青山口组岩心超压裂缝表现为被方解石或石英充填的裂缝脉群,单条超压裂缝大多数呈宽而短的透镜状,少数呈薄板状(图 3d).

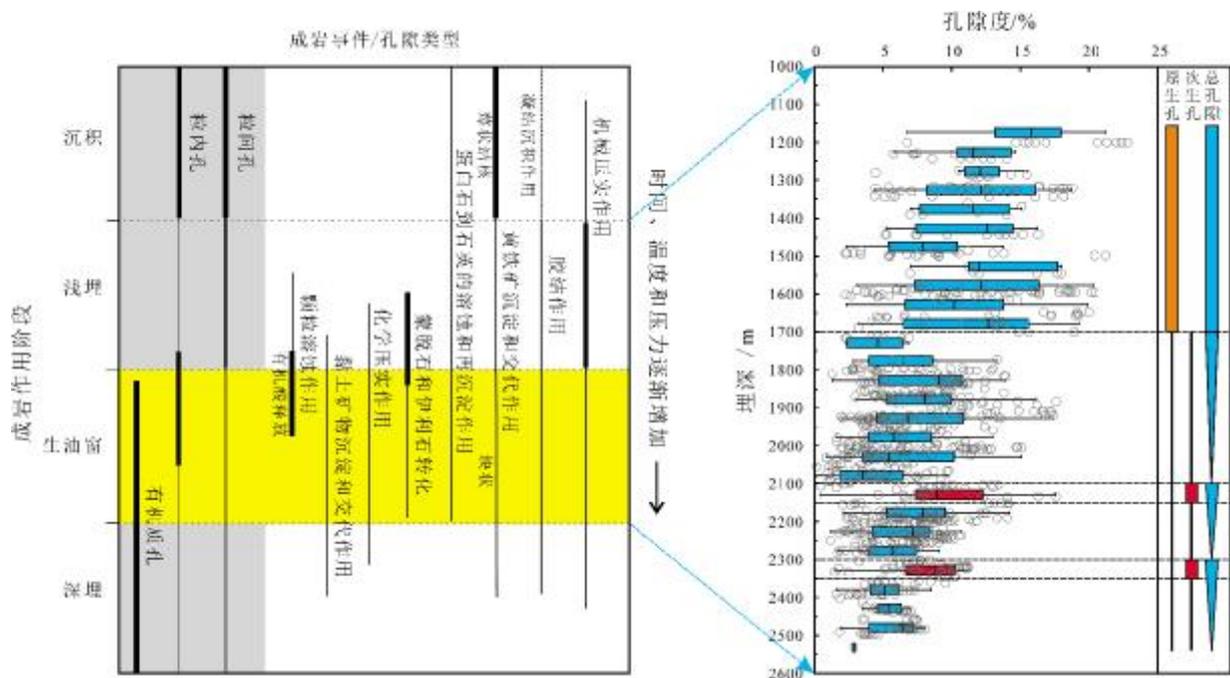


图 2 松辽盆地青山口组泥页岩成岩作用与孔隙演化模式

(据文献[14]修改)

Fig. 2 Diagenesis and pore evolution model of the K<sub>2qn</sub> shale in Songliao Basin

(Modified from Reference [14])

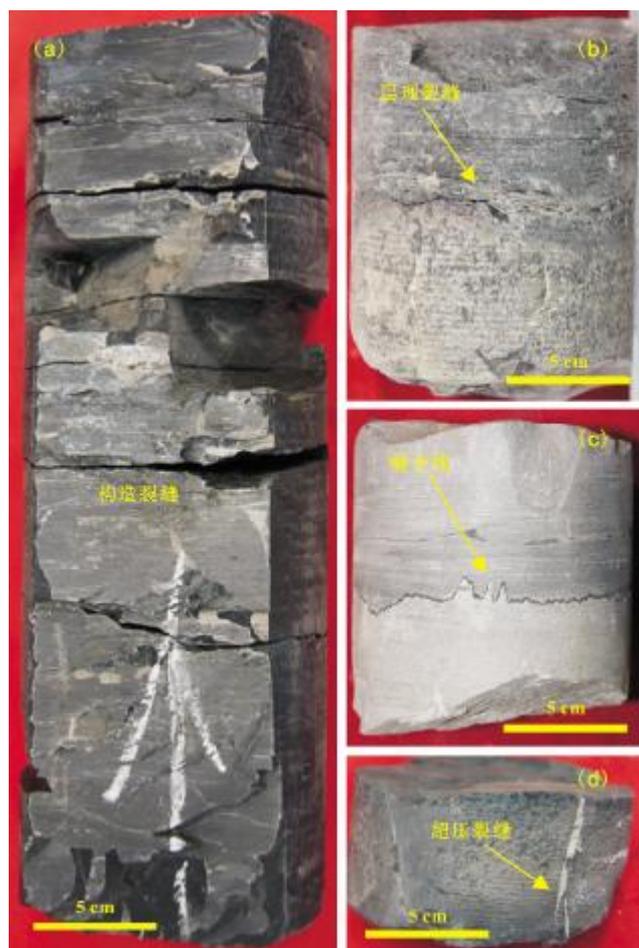


图3 松辽盆地青一段泥页岩天然裂缝类型及发育特征

Fig. 3 Natural fracture types and development characteristics of the  $K_2qn^1$  shale in Songliao Basin

### 3.2 裂缝分布规律

通过裂缝定量表征,明确不同因素对裂缝分布规律的影响,可为裂缝定量预测提供地质依据<sup>[19-21]</sup>.矿物成分及含量、异常高压、构造部位、岩相以及岩石力学层是控制泥页岩裂缝发育的主要因素<sup>[22-23]</sup>.

矿物成分及含量是决定泥页岩裂缝发育程度的基础.石英、长石、方解石、白云石等矿物含量高的泥页岩脆性强,天然裂缝系统发育(图4a),而黏土矿物则不利于天然裂缝的发育(图4b).碳酸盐岩矿物含量高的泥页岩中裂缝往往被全充填,而以石英、长石等矿物为主的泥页岩中裂缝充填程度较弱.受欠压实、生烃作用以及黏土矿物转化脱水的影响,古龙地区青山口组形成了异常高的孔隙流体压力.异常高压流体的存在使应力莫尔圆向左移动,其最小主应力容易变成负值,使岩石容易发生拉张破裂,形成超压裂缝,并常被

方解石、沥青等充填形成拉张裂缝脉群.

岩石力学层是控制裂缝形态和发育程度的重要因素.裂缝发育程度与地层厚度呈反比,岩石力学层越厚,裂缝数量越少,裂缝间距越大(图4c),裂缝密度越小(图4d).断层也是影响裂缝分布重要因素,断层附近为裂缝密集发育区—破碎带.断层附近裂缝密集,随着距断层距离增加裂缝密度降低,当裂缝密度与区域裂缝密度相一致时,标志着破碎带的结束,破碎带宽度的大小受断层的规模和活动强度影响.断层上盘裂缝密度整体上大于下盘.

## 4 页岩含油性评价方法

### 4.1 固体有机质及轻质油定量检测

传统用于表征页岩含油性的地球化学参数主要包括岩石总有机碳(TOC)、索式抽提法得到的氯仿沥青“A”、岩石热解法得到的 $S_1$ 及衍生参数OSI( $OSI=S_1/TOC \times 100$ )<sup>[24-26]</sup>.但是受限于这些实验方法本身是基于烃源岩评价提出的,并且在样品的保存、预处理及实验过程中,各项参数的涵义并不能直接对等页岩储层中可采原油含量.近年来随着核磁共振技术的发展,二维核磁共振技术已被证明能够对页岩中的轻质烃类流体及固体有机质区分并实现无损定量检测<sup>[27-28]</sup>.多孔介质中不同流体的 $T_1$ 及 $T_2$ 响应不同,因此可用于流体性质的识别(图5).同时相比传统的地球化学测试方法,二维核磁共振方法对样品的无损检测,能够显著降低样品联测、多次选样时由于样品间的非均质性带来的误差.本次研究以松辽盆地青一段密闭取心井页岩样品为研究目标,结合传统地球化学测试及二维核磁共振检测,综合各含油性参数分布特征确定4段页岩油富集层段.其中二维核磁检测得到的轻质油含量在1.6~8.2  $\mu\text{L/g}$ ,页岩油富集段轻质油含量一般大于6.0  $\mu\text{L/g}$ .

### 4.2 不同赋存态页岩油含量表征

页岩油赋存状态对于页岩油可动性有很大影响,对页岩油动用方式的选取至关重要.根据赋存状态,页岩油主要可分为储层孔隙空间中的游离态以及矿物颗粒、干酪根表面吸附态.石英、长石、碳酸盐岩、黏土等是陆相页岩的主要矿物组成,由矿物基质构成的粒间孔、粒内孔是游离态页岩油的主要赋存空间,同时矿物颗粒表面还存在吸附态页岩油<sup>[29-30]</sup>.另外,有机质

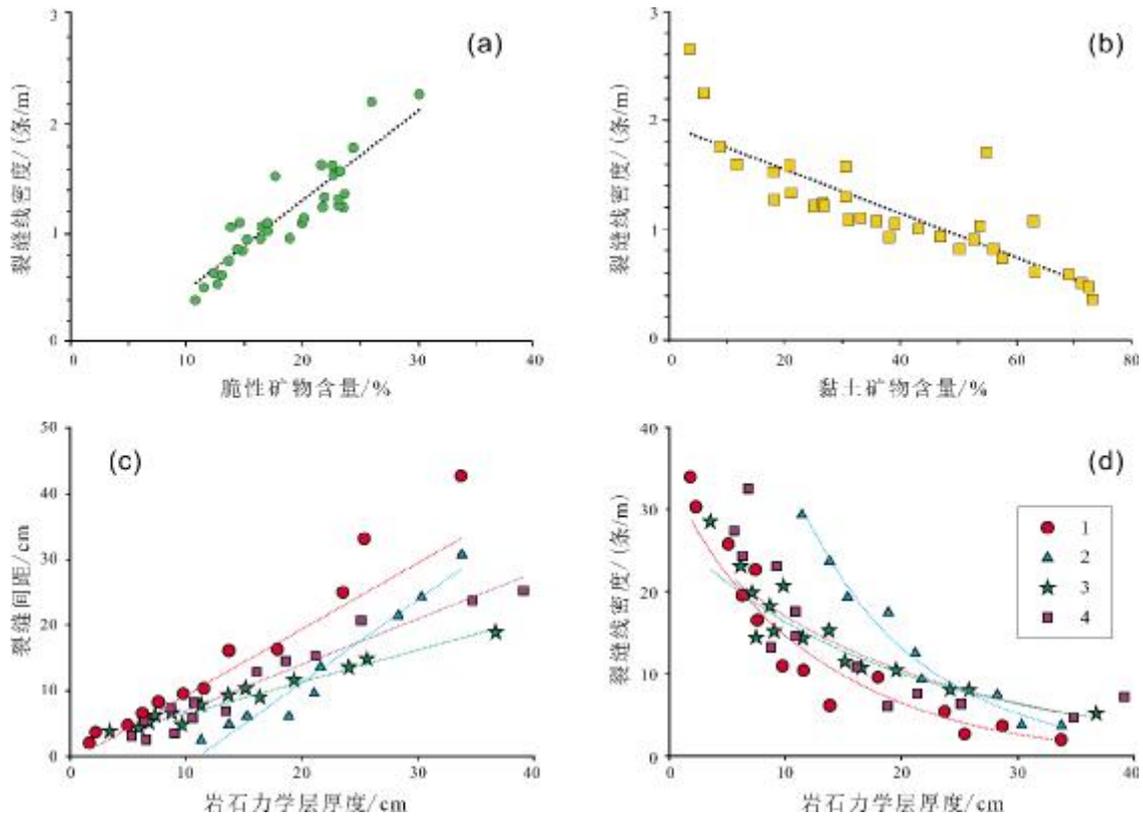


图4 松辽盆地青一段泥页岩天然裂缝影响因素

Fig. 4 Influencing factors for natural fractures of the  $K_2qn^1$  shale in Songliao Basin

1, 2, 3, 4—剖面编号(section numbers)

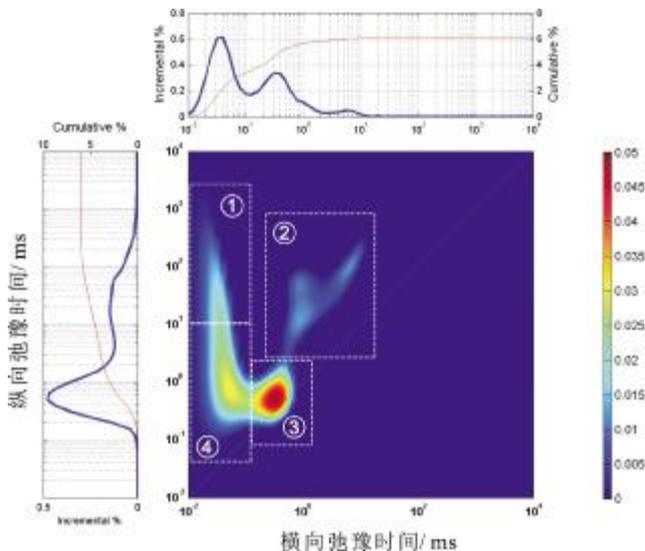


图5 松辽盆地青一段流体性质识别

Fig. 5 Identification of fluid properties of the  $K_2qn^1$  shale in Songliao Basin

- ① 类固体有机质 (solid-like organic matter);
- ② 轻质烃 (light hydrocarbon);
- ③ 孔隙水 (pore water);
- ④ 羟基化合物 (hydroxy compound)

作为页岩的重要组成部分,在适当的成熟度等条件下,能产生可观的孔隙空间供游离态的油气赋存,同时页岩中广泛存在的干酪根所形成的“干酪根网络”,也能够为油气的赋存提供大量的吸附表面<sup>[31-32]</sup>.分步抽提法提供了一种从页岩储层中分离提取与矿物组成相关的不同赋存态页岩油的方法,其原理是根据不同相态页岩油的赋存机理及其与页岩矿物、有机质组成间的关系,对页岩样品进行分步处理并抽提获取不同赋存态页岩油<sup>[33]</sup>.油气中的芳香烃以及极性化合物等在受到适当波长的光激发后,会自发产生特征荧光,因此能够利用荧光光谱特征来反映油气化学组成及性质<sup>[34]</sup>.本次研究选取松辽盆地青一段页岩样品,创新地使用定量颗粒荧光技术,对利用分级抽提获取的游离态页岩油(图6a)、碳酸岩矿物表面吸附态页岩油(图6b)、黏土-干酪根复合体表面吸附态页岩油(图6c)的含量及性质进行定量表征.结果表明,青一段页岩油以游离态为主,荧光强度处于37 739.7~111 268.0 pc (photometer count),页岩油富集段轻质油含量一般大

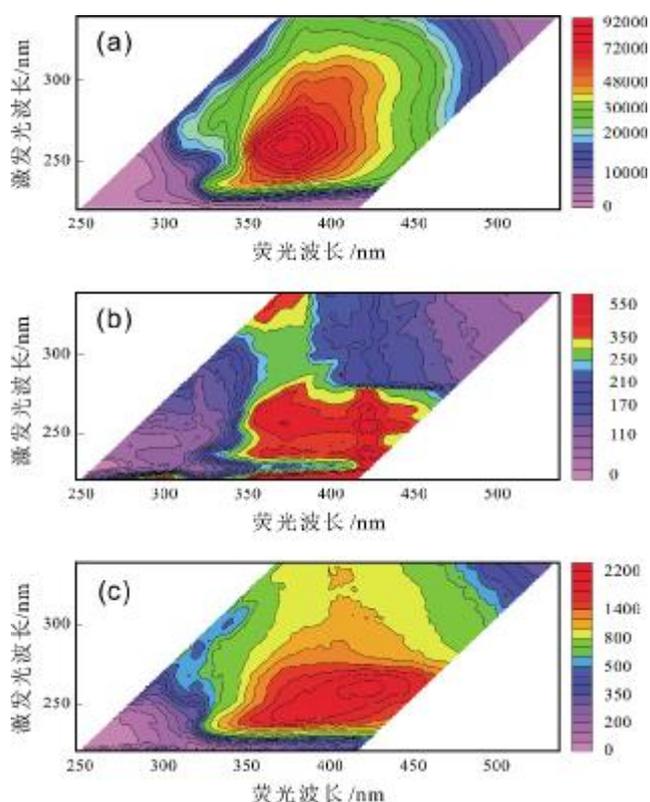


图6 松辽盆地青一段不同赋存状态页岩油表征

Fig. 6 Characterization of shale oil in different occurrence states of the  $K_2q_{n1}$  shale in Songliao Basin

于  $10 \times 10^4$  pc. 黏土-干酪根复合体表面吸附态含量与有机质含量正相关,含量受有机质含量的控制,荧光强度处于  $509.1 \sim 2\ 858.0$  pc.

## 5 页岩储层工程品质和改造效果评价新方法

### 5.1 页岩脆性评价新模型

针对现有 40 余种岩石脆性评价方法的适用性进行分析研究,在对大量实验数据统计分析的基础上,从岩石发生破坏的力学本质出发,提出了基于岩石压缩破坏全过程能量演化规律的页岩脆性评价新模型<sup>[35-39]</sup>,更能反映页岩压裂的岩石塑脆性特征及对应的破裂模式,能够为工程甜点的评价选取提供有利指标.此外,从能量角度来研究岩石脆性,还很好地解释了围压对脆性的影响.以往的任何一种脆性模型都无法符合随围压增加、岩石脆性减弱而塑性增强单调变化的物理客观事实,但从能量演化规律来分析岩石脆性,则很好地解决了这一技术难题<sup>[40]</sup>.对于深部高地应力地层特别是页岩油的开发开采评价应用,该技术具备了好很

好的适用性.

### 5.2 基于人工智能方法的页岩储层可压裂性评价

页岩油开发需要对地质、工程有统筹深入认识和规划,不能单一地抛开地质问题来谈工程品质,也不能简单地认为地质甜点即工程最优,因此当前地质-工程一体化的开发技术思路得到了广泛的认可.储层压裂改造是页岩油开发最为有效的技术,而如何保证压裂改造的效果是地质、工程技术人员关注的焦点.为此,人们提出了可压裂性的概念,用于预测和描述储层是否适合进行压裂改造以及压裂可能产生的改造效果.以往对于可压裂性的研究,也同样经历了从地质、工程单一参数评价到地质-工程整体分析的演变.目前,人工智能技术得到了迅速的发展,将该技术引入到页岩油开发的可压性评价中,充分利用了大数据分析的有利优势,将地质和工程方面众多因素(孔隙度、渗透率、地层压力、埋藏深度、含油饱和度、储层厚度、脆性指数、破裂压力、压裂段数、排量、砂量等)考虑在内,很好地从地质-工程一体化角度解决了对页岩储层开发的选井选层等技术问题.

### 5.3 压裂效果预测与评价

页岩大规模压裂改造后的压裂裂缝形态,直接决定了改造的效果.最大程度地增加改造体积和增加裂缝复杂程度目前被认为是对提高改造效果最为有效的<sup>[41]</sup>.然而,由于页岩本身力学性质的复杂性、储层天然裂缝的发育以及其他众多因素的影响,对压裂裂缝形态的预测和描述是目前该技术领域的难点.而且只有很好地预测和描述裂缝扩展形态,才能为后续产能的数值模拟预测等工作提供保障.用于描述裂缝扩展形态的技术手段大致可以分为室内压裂物理模拟实验和通过构建数学模型实现数值模拟两类.压裂物理模拟,可以施加真实的地层条件采用真实岩心来重复压裂过程<sup>[42]</sup>,并直观地观测压裂后裂缝扩展情况,但受限于尺度,该方法只能用来定性分析和预测,并且技术应用成本相对较高.数值计算模拟,可以开展地层大尺度条件下的裂缝扩展模拟,与物理模拟相比,应用成本相对较低,但验证模型的有效性是应用的重要前提,需要技术人员具备较好的岩石力学、数学和计算机等基础理论功底<sup>[43]</sup>.目前,对于页岩油压裂裂缝形态的预测,数值模拟仍是首选的技术方法,在未来仍有较多的技术难点等待攻克.

## 6 结论

(1)青山口组一段沉积时水体还原性减弱的过程中经历了3期波动.依据“有机碳含量-岩石构造-矿物成分”三分法的岩相分类方案将青一段岩相划分为7类.

(2)储集空间整体以粒内孔占优势,孔隙结构偏向于混合孔隙网络.次生孔隙发育带与生烃高峰对应,处于压力梯度较大的超压发育带的顶、底部.青一段泥页岩裂缝以构造裂缝为主.断层附近裂缝密集,当裂缝密度与区域裂缝密度相一致时,标志着破碎带的结束.

(3)青山口组页岩中以游离态的轻质页岩油为主,吸附态页岩油相对较重,流动性差.在小于10 nm的孔径范围内有大量可动的页岩油存在,证明青山口组页岩储层的微孔中同样有油气富集.

(4)基于能量演化理论建立的脆性评价模型,能很好地适用于页岩脆性评价.采用人工智能方法,基于地质-工程一体化大数据分析,能够很好地解决页岩储层压裂的选井选层技术难题.

## 参考文献(References):

- [1]高瑞祺.泥岩异常高压带油气的生成排出特征与泥岩裂缝油气藏的形成[J].大庆石油地质与开发,1984,3(1):160-167.  
Gao R Q. Characteristics of petroleum generation and expulsion in abnormal pressure shale zones and the formation of fractured shale reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1984, 3(1): 160-167.
- [2]陈章明,张树林,万龙贵.古龙凹陷北部青山口组泥岩构造裂缝的形成及其油藏分布的预测[J].石油学报,1988,9(4):7-15.  
Chen Z M, Zhang S L, Wan L G. The formation of structural fissures in the mudstone in Qingshankou group in the northern part of Gulong sag and a forecast of the distribution of oil and gas pools[J]. Acta Petrolei Sinica, 1988, 9(4): 7-15.
- [3]柳波,吕延防,冉清昌,等.松辽盆地北部青山口组页岩油形成地质条件及勘探潜力[J].石油与天然气地质,2014,35(2):280-285.  
Liu B, Lv Y F, Ran Q C, et al. Geological conditions and exploration potential of shale oil in Qingshankou Formation, Northern Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 280-285.
- [4]杨建国,李士超,姚玉来,等.松辽盆地北部陆相页岩油调查取得重大突破[J].地质与资源,2020,29(3):300.  
Yang J G, Li S C, Yao Y L, et al. Significant breakthrough in the continental shale oil survey in northern Songliao Basin [J]. Geology and Resources, 2020, 29(3): 300.
- [5]袁选俊,林森虎,刘群,等.湖盆细粒沉积特征与富有机质页岩分布模式——以鄂尔多斯盆地延长组长7油层组为例[J].石油勘探与开发,2015,42(1):34-43.  
Yuan X J, Lin S H, Liu Q, et al. Lacustrine fine-grained sedimentary features and organic-rich shale distribution pattern: A case study of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 34-43.
- [6]石巨业,金之钧,刘全有,等.基于米兰科维奇理论的高精度旋回识别与划分——以南图尔盖盆地 Ary301 井中侏罗统为例[J].沉积学报,2017,35(3):436-448.  
Shi J Y, Jin Z J, Liu Q Y, et al. Recognition and division of high-resolution sequences based on the Milankovitch theory: A case study from the Middle Jurassic of Well Ary301 in the South Turgay Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(3): 436-448.
- [7]余继峰,李增学.测井数据小波变换及其地质意义[J].中国矿业大学学报,2003,32(3):336-339.  
Yu J F, Li Z X. Wavelet transform of logging data and its geological significance [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2003, 32(3): 336-339.
- [8]杨雪,柳波,张金川,等.古龙凹陷青一段米兰科维奇旋回识别及其沉积响应[J].沉积学报,2019,37(4):661-673.  
Yang X, Liu B, Zhang J C, et al. Identification of sedimentary responses to the Milankovitch Cycles in the K<sub>2qn</sub><sup>1</sup> Formation, Gulong Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(4): 661-673.
- [9]Liu B, Song Y, Zhu K, et al. Mineralogy and element geochemistry of salinized lacustrine organic-rich shale in the Middle Permian Santanghu Basin: Implications for paleoenvironment, provenance, tectonic setting and shale oil potential [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 120: 104569.
- [10]Liu B, Wang H, Fu X, et al. Lithofacies and depositional setting of a highly prospective lacustrine shale oil succession from the Upper Cretaceous Qingshankou Formation in the Gulong Sag, northern Songliao Basin, Northeast China [J]. AAPG Bulletin, 2019, 103: 405-432.
- [11]Liu B, Zhao X, Fu X, et al. Petrophysical characteristics and log identification of lacustrine shale lithofacies: A case study of the first member of Qingshankou Formation in the Songliao Basin, Northeast China [C]. Interpretation 8, SI45. 2020.
- [12]柳波,王蕃,冉清昌,等.松辽盆地北部青一段含油泥页岩储集特征浅析[J].岩性油气藏,2014,26(5):64-68.  
Liu B, Wang F, Ran Q C, et al. Characteristics of shale reservoir of the first member of Qingshankou Formation in northern Songliao Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(5): 64-68.
- [13]Huo Z P, Hao S B, Liu B, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon expulsion of source rocks in the first member of the Qingshankou Formation in the Qijia-Gulong Sag, Songliao Basin,

- Northeast China: Evaluation of shale oil resource potential [J]. *Energy Science & Engineering*, 2020,8(5): 1450–1467.
- [14]贾梦成. 古龙地区青一段泥页岩层系储层特征及富油规律[D]. 大庆:东北石油大学,2017.
- Jia M C. Reservoir characteristics and oil enrichment rule of shale series in the first member of Qingshankou Formation in Gulong Sag [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [15]Gong L, Fu X, Wang Z, et al. A new approach for characterization and prediction of natural fracture occurrence in tight-oil sandstones with intense anisotropy[J]. *AAPG Bulletin*, 2019,103(6): 1383–1400.
- [16]Gong L, Wang J, Gao S, et al. Characterization, controlling factors and evolution of fracture effectiveness in shale oil reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 203: 108655. doi:10.1016/j.petrol.2021.108655
- [17]巩磊,姚嘉琪,高帅,等. 岩石力学层对构造裂缝间距的控制作用[J]. *大地构造与成矿学*, 2018,42(6): 965–973.
- Gong L, Yao J Q, Gao S, et al. Controls of rock mechanical stratigraphy on tectonic fracture spacing[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2018,42(6): 965–973.
- [18]Liu J, Ding W, Wang R, et al. Methodology for quantitative prediction of fracture sealing with a case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block in South China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018,160: 565–581.
- [19]Gong L, Su X, Gao S, et al. Characteristics and formation mechanism of natural fractures in the tight gas sandstones of Jiulongshan Gas Field, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019,175: 1112–1121.
- [20]董大忠,施振生,孙莎莎,等. 黑色页岩微裂缝发育控制因素——以长宁双河剖面五峰组-龙马溪组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 1–12.
- Dong D Z, Shi Z S, Sun S S, et al. Factors controlling microfractures in black shale: A case study of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Shuanghe profile, Changning area, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 1–12.
- [21]Ghosh S, Galvis-Portilla H A, Klockow C M, et al. An application of outcrop analogues to understanding the origin and abundance of natural fractures in the Woodford shale [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018,164: 623–639.
- [22]Zeng L, Lyu W, Li J, et al. Natural fractures and their influence on shale gas enrichment in Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016,30(1): 1–9.
- [23]高帅,巩磊,刘小波,等. 松辽盆地北部徐家围子地区深层致密火山岩气藏天然裂缝分布特征及控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2020,41(3): 503–512.
- Gao S, Gong L, Liu X B, et al. Distribution and controlling factors of natural fractures in deep tight volcanic gas reservoirs in Xujiaweizi area, Northern Songliao Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020,41(3): 503–512.
- [24]Löhr S C, Baruch E T, Hall P A, et al. Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter? [J]. *Organic Geochemistry*, 2015,87: 119–132.
- [25]Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2 — Shale-oil resource systems [C]. Breyer J A. *Shale reservoirs — Giant resources for the 21st Century*. AAPG Memoir, 2012,97: 89–119.
- [26]柳波,何佳,吕延防,等. 页岩油资源评价指标与方法——以松辽盆地北部青山口组页岩油为例[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2014,45(11):3846–3852.
- Liu B, He J, Lü Y F, et al. Parameters and method for shale oil assessment: Taking Qinshankou Formation shale oil of Northern Songliao Basin[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2014,45(11): 3846–3852.
- [27]Liu B, Bai L, Chi Y, et al. Geochemical characterization and quantitative evaluation of shale oil reservoir by two-dimensional nuclear magnetic resonance and quantitative grain fluorescence on extract: A case study from the Qingshankou Formation in Southern Songliao Basin, Northeast[J]. *Mar Pet Geol*, 2019,109: 561–573.
- [28]Fleury M, Romero-Sarmiento M. Characterization of shales using T1-T2 NMR maps[J]. *J Petrol Sci Eng*, 2016,137: 55–62.
- [29]Jiang Q, Li M, Qian M, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016,38: 842–849.
- [30]Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 2012,96(6): 1071–1098.
- [31]柳波,迟亚奥,黄志龙,等. 三塘湖盆地马朗凹陷二叠系油气运移与页岩油富集规律[J]. *石油与天然气地质*,2013,4(6): 725–730.
- Liu B, Chi Y A, Huang Z L, et al. Migration mechanism of the Permian hydrocarbon and shale oil accumulation in Malang Sag, the Santanghu Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013,4(6): 725–730.
- [32]罗晓容. 油气初次运移的动力学背景与条件[J]. *石油学报*,2001,22(6): 24–29.
- Luo X R. Dynamic background and conditions for petroleum primary migration[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2001,22(6): 24–29.
- [33]Pan Y, Li M, Sun Y, et al. Characterization of free and bound bitumen fractions in a thermal maturation shale sequence. Part 1: Acidic and neutral compounds by negative-ion ESI FT-ICR MS [J]. *Organic Geochemistry*, 2019,134: 1–15.
- [34]Liu K Y, George S C, Lu X S, et al. Innovative fluorescence spectroscopic techniques for rapidly characterising oil inclusions[J]. *Organic Geochemistry*, 2014,72: 34–45.
- [35]张军,艾池,李玉伟,等. 基于岩石破坏全过程能量演化的脆性评价

- 指数[J]. 岩石力学与工程学报, 2017, 36(6): 1326-1340.
- Zhang J, Ai C, Li Y W, et al. Brittleness evaluation index based on energy variation in the whole process of rock failure [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2017, 36(6): 1326-1340.
- [36] Ai C, Zhang J, Li Y W, et al. Estimation criteria for rock brittleness based energy analysis during the rupturing process [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2016, 49: 4681-4698.
- [37] Li Y W, Long M, Zuo L H, et al. Brittleness evaluation of coal based on statistical damage and energy evolution theory [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 753-763.
- [38] Zhang J, Ai C, Li Y W, et al. Energy-based brittleness index and acoustic emission characteristics of anisotropic coal under triaxial stress condition [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2018, 51: 3343-3360.
- [39] Liu B, Wang S, Ke X, et al. Mechanical characteristics and factors controlling brittleness of organic-rich continental shales [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 194: 107464.
- [40] Li Y W, Zhao Y D, Tang J Z, et al. Rock damage evolution model of pulsating fracturing based on energy evolution theory [J]. Energy Science and Engineering, 2020, 8(4): 1050-1067.
- [41] 李玉伟, 龙敏, 汤继周, 等. 考虑裂尖塑性区影响的水力压裂缝高计算模型 [J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 175-185.
- Li Y W, Long M, Tang J Z, et al. A hydraulic fracture height mathematical model considering the influence of plastic region at fracture tip [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 175-185.
- [42] Li Y W, Yang S, Zhao W C, et al. Experimental of hydraulic fracture propagation using fixed-point multistage fracturing in a vertical well in tight sandstone reservoir [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171: 704-713.
- [43] Xie J, Tang J Z, Yong R, et al. A 3-D hydraulic fracture propagation model applied for shale gas reservoirs with multiple bedding planes [J]. Engineering Fracture Mechanics, 2020, 228, 106872.
- (上接第 231 页/Continued from Page 231)
- [41] 张文浩, 刘卫彬, 王丹丹, 等. 黑龙江三江盆地早中生界大架山组硅质泥岩成烃潜力评价 [J]. 中国地质, 2020, 47(1): 121-132.
- Zhang W H, Liu W B, Wang D D, et al. Hydrocarbon generation potential of Early Mesozoic siliceous mudstone in Sanjiang Basin, Heilongjiang, Northeast China [J]. Geology in China, 47(1): 121-132.
- [42] 张文浩, 王丹丹, 孟元林, 等. 三江盆地地下侏罗统硅质岩中发现轻质油 [J]. 中国地质, 2017, 44(6): 1255-1256.
- Zhang W H, Wang D D, Meng Y L, et al. The discovery of light oil in the Lower Jurassic siliceous rocks of eastern Sanjiang Basin [J]. Geology in China, 44(6): 1255-1256.
- [43] 陈树旺, 张健, 郑月娟, 等. 松辽盆地西部斜坡区上古生界油气地质调查进展与发现 [J]. 中国地质调查, 2019, 6(1): 1-9.
- Chen S W, Zhang J, Zheng Y J, et al. Progresses and discoveries of geological survey on oil and gas resources related to the Upper Paleozoic in the western slope of Songliao Basin [J]. Geological Survey of China, 2019, 6(1): 1-9.
- [44] 张健, 孙雷, 何大祥, 等. 松辽盆地滨北西部上二叠统林西组烃源岩生物标志化合物的特征及意义 [J]. 地质与资源, 2019, 28(4): 350-357.
- Zhang J, Sun L, He D X, et al. Biomarker compounds in the source rocks of Upper Permian Linxi Formation in western Binbei area, Songliao Basin: Characteristics and implications [J]. Geology and Resources, 2019, 28(4): 350-357.
- [45] Sun L, Zhang J, Chen S W, et al. Reservoir characteristics of mud shale from the Upper Permian Linxi Formation in Binbei area of Songliao Basin [J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2019, 93(S2): 315-316.
- [46] 张健, 张海华, 陈树旺, 等. 松辽盆地北部上二叠统林西组地球化学特征及地质意义 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2020, 50(2): 518-530.
- Zhang J, Zhang H H, Chen S W, et al. Geochemical characteristics and geological significance of Upper Permian Linxi Formation in northern Songliao Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2020, 50(2): 518-530.
- [47] 宗文明, 郜晓勇, 孙求实, 等. 华北北部凌源-宁城盆地蓟县系洪水庄组生烃潜力分析——以小庄户剖面为例 [J]. 地质与资源, 2017, 26(4): 370-376.
- Zong W M, Gao X Y, Sun Q S, et al. Evaluation of the hydrocarbon generating potential of the Jixianian Hongshuizhuang Formation in Lingyuan-Ningcheng Basin, Northern China: A Case study of Xiaozhuanghu geological profile [J]. Geology and Resources, 2017, 26(4): 370-376.
- [48] Sun Q S, Xiao F, Gao X Y, et al. A new discovery of Mesoproterozoic Erathem oil, and oil-source correlation in the Niuyingzi area of western Liaoning Province, NE China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 110: 606-620. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2019.07.048.
- [49] Zhang T, Sun S L, Li Y F, et al. Primary productivity and basin redox conditions within the Mesoproterozoic Hongshuizhuang Formation from Chaoyang area, Liaoxi sag [J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020, 600(1). doi: 10.1088/1755-1315/600/1/012052.