

DOI: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.202508240027

南堡凹陷古近系沙河街组一段湖相块状与纹层状页岩储层微观特征差异性研究

彭闻迪^{1,2}, 刘小平^{1,2,*}, 孙彪^{1,2}, 刘国勇³, 王建伟³, 高永亮³, 袁瑜^{1,2}

(1. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司, 河北 唐山 063004)

摘要: 为探讨湖相纹层状页岩和块状页岩的储层微观特征差异, 本文以渤海湾盆地南堡凹陷古近系沙河街组一段(简称沙一段)页岩为例, 综合利用氮气吸附实验、X射线衍射(XRD)、总有机碳(TOC)、热解实验、扫描电镜实验等方法, 并结合Image-J软件进行图像分析。结果表明: 南堡凹陷林雀次凹沙一段页岩主要发育块状页岩和纹层状页岩, 其中纹层状页岩主要发育纹层状长英质页岩、纹层状粘土质页岩和纹层状混合质页岩。纹层状页岩储集空间以微裂缝和粒间孔为主, 显示有机质充填部分粒间孔, 而块状页岩储集空间以粒间孔为主且有机质散状分布。纹层状页岩含油性明显好于块状页岩。纹层状页岩平均TOC为1.06%, 平均 S_i 为1.76 mg/g; 块状页岩平均TOC为0.60%, 平均 S_i 为0.68 mg/g。储层主要发育中孔, 纹层状与块状页岩储层特征存在较大差异, 纹层状页岩的比表面积高于块状页岩, 但孔隙度小于块状页岩。通过分析纹层与储层性质发现, 随着纹层密度的增加, 纹层状页岩的孔隙度增大, 有机质含量减少。随着纹层厚度变异系数的增加, 纹层状页岩的孔隙度减小, 有机质含量增加。纹层状混合质页岩因孔隙网络复杂、连通性好、有机质丰度高, 是页岩油勘探的有利岩相。

关键词: 湖相页岩; 纹层; 孔隙结构; 古近系; 南堡凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.2

文献标志码:

文章编号: 1000-8527(2026)04-1180-17

Reservoir micro-characteristics of massive and laminated lacustrine shales: A comparative study from the Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag

PENG Wendi^{1,2}, LIU Xiaoping^{1,2,*}, SUN Biao^{1,2}, LIU Guoyong³, WANG Jianwei³, GAO Yongliang³,
YUAN Yu^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

3. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063004, China)

Abstract: To investigate the micro-characteristics of laminated lacustrine shale, samples were collected from the first member of the Paleogene Shahejie Formation in the Nanpu Sag. An integrated approach was applied, including nitrogen adsorption, X-ray diffraction, TOC measurement, rock-eval pyrolysis, scanning electron microscopy, and image analysis using ImageJ software. The results show that the shale interval comprises both

收稿日期: 2025-08-24; 修回日期: 2026-07-16; 编辑: 董立。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42072150)。

作者简介: 彭闻迪, 女, 博士研究生, 2001年出生, 从事非常规油气地质研究。Email: pengwendi2001@163.com。

*通信作者: 刘小平, 男, 教授, 1971年出生, 从事石油地质教学研究。Email: liuxiaoping@cup.edu.cn。

引用格式: 彭闻迪, 刘小平, 孙彪, 等. 南堡凹陷古近系沙河街组一段湖相块状与纹层状页岩储层微观特征差异性研究[J]. 现代地质, 2026, 40(4): 1180-1196. DOI: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.202508240027.

PENG Wendi, LIU Xiaoping, SUN Biao, et al. Reservoir micro-characteristics of massive and laminated lacustrine shales: A comparative study from the Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag [J]. GEOSCIENCE, 2026, 40(4): 1180-1196. DOI: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.202508240027.

massive and laminated types, with the latter being dominated by clay, mixed, and felsic laminae. Compared to massive shale, laminated shale exhibits more developed micro-fractures, better pore connectivity, and a higher occurrence of organic matter-filled pores. In contrast, pores in massive shale are smaller and less connected, with organic matter intermittently filling only part of the intergranular pores. Geochemical analysis indicates that laminated shale has higher average TOC (1.06%) and S_1 values (1.76 mg/g) than massive shale (TOC: 0.60%; S_1 : 0.68 mg/g), confirming its superior oil-bearing potential. The reservoir is dominated by medium-sized pores. While laminated shale has a larger specific surface area and average pore diameter than massive shale, its porosity is relatively lower. Furthermore, as lamina density increases, the porosity of laminated shale increases but TOC content decreases; whereas, with greater variation in grain lamina thickness, porosity decreases and TOC content increases. The laminated mixed shale is a favorable lithofacies for shale oil exploration due to its complex pore network, good connectivity and high organic matter abundance.

Key words: lacustrine shale; laminae; pore structure; Paleogene; Nanpu Sag; Bohai Bay Basin

0 引言

细粒沉积物是指粒径小于 $62\ \mu\text{m}$ 的粘土级和粉砂级沉积物, 包含粘土矿物、碳酸盐和有机物等多种矿物成分, 涵盖了泥岩、页岩、粉砂岩等^[1]。Campbell在1967年对纹层进行了定义, 纹层是指沉积岩中肉眼可见的最小沉积层^[2]。Lazar在2015年定义纹层状构造为单层厚度小于1 mm, 颜色、粒度、矿物组成在水平层面发生明显突变, 并且相互间隔、反复出现的构造^[3]。纹层研究既有助于了解湖盆古环境气候特征^[4-6], 也有利于页岩油气勘探开发评价^[7-9]。对于纹层的特征属性, 国内外学者进行了深入细致的研究, 在纹层的成分、粒度大小、连续性、形状、几何形态、厚度、密度、颜色等方面都达成了一系列的认识^[3, 10], 并依据这些特征属性提出了不同的纹层组合方案^[11-14]。纹层的沉积环境以分层的水体条件为主, 水体的盐度、温度以及湖盆的大小、底流等多种因素都对纹层的发育起控制作用^[15-17]。与块状页岩相比, 纹层状页岩孔体积、孔隙度大, 更多发育狭缝状孔隙, 为油气提供更多的储集空间和渗流通道^[18-24]; 不同类型纹层矿物成分及其成岩过程的不同导致页岩岩相的差异^[25-28]; 纹层状页岩的成分、构造、连续性及其叠置关系等特征对纹层状页岩油赋存特征及赋存量造成影响^[29-36]。

渤海湾盆地南堡凹陷页岩油资源潜力大, 是重要的油气接替领域, 但由于页岩非均质性强, 纹层状页岩和块状页岩均发育较多, 页岩油资源潜力评价及勘探目标区优选面临很大挑战^[37-38]。目前研究仍存在3个方面问题: (1) 纹层状构造和

块状构造的储集空间和孔隙结构是否存在差异; (2) 纹层状构造和块状构造的含油性是否存在差异; (3) 纹层的发育对储层物性影响程度。本文以渤海湾盆地南堡凹陷沙河街一段湖相页岩为研究对象, 通过薄片观察、全岩衍射、热解、氮气吸附等实验, 分析了页岩的岩相特征、地球化学特征、储层特征, 结合扫描电镜实验分析页岩储集空间特征, 对比块状页岩与纹层状页岩的储集空间差异、孔隙结构差异和含油性差异, 并进一步分析纹层发育对储层的影响, 为页岩油的勘探开发提供一定指导意义。

1 地质背景

渤海湾盆地是中国最重要的含油气盆地之一, 含多个有利于油气资源富集的次生凹陷。南堡凹陷位于渤海湾盆地的北部, 其北部发育西南庄断裂, 东部发育柏各庄断裂, 南部发育沙北断裂^[39] (图1)。新生代形成的断裂系统可划分为同裂谷期 (68 ~ 23.3 Ma) 的大陆岩石圈伸展和裂谷后期 (23.3 Ma至今) 的新生构造运动^[39-40]。南堡凹陷可划分为陆上的北堡构造、老爷庙构造、和高尚堡-柳赞构造和滩海部分的南堡1~5号构造^[41]。凹陷内发育的高柳断层、庙南断层、老堡断层等控制了二级构造的形成和发育。以高柳断层为界, 南堡凹陷划分为南北两区。北区发育柳赞构造带、高尚堡披覆背斜构造带两个正向二级构造和拾场次洼一个负向二级构造; 南区由北向南依次发育柳南次洼、北堡构造带、老爷庙构造带、林雀次洼、南堡1~5号构造带及曹妃甸次洼, 共三个负向二级构造和三个正向二级构造^[42] (图1a)。

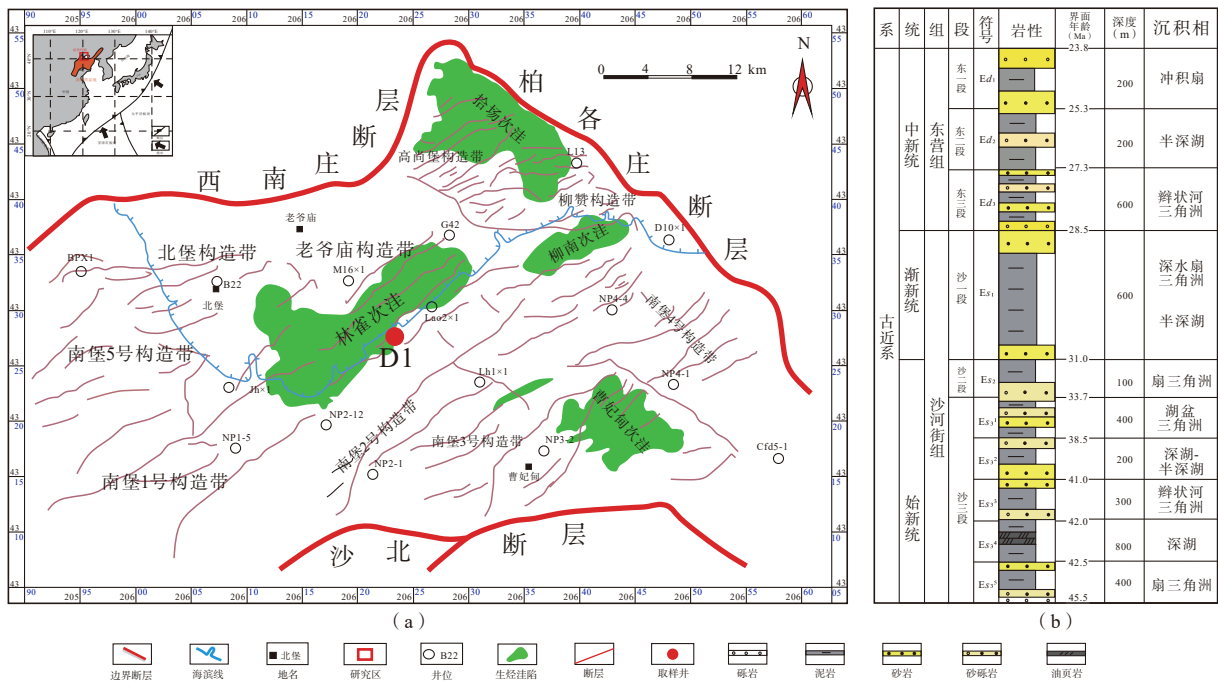


图1 南堡凹陷构造图 (a) 及地层综合柱状图 (b)

Fig. 1 Geological sketch map of the Nanpu sag showing the location of the sampling well (left) and Stratigraphic column and tectonic evolution of the Nanpu sag during the Paleogene (right)

南堡凹陷以新生代沉积物为主，以中生代沉积物为基底^[43-44]。从下至上，沉积地层依次为始新世沙河街组 (Es) 和东营组 (Ed)，第三纪馆陶组 (Ng) 和明化镇组 (Nm)，第四纪平原组 (Qp)^[41] (图1右)。沙一段发育前三角洲、半深湖—深湖相，多为暗色泥页岩与粉砂岩、泥质粉砂岩形成的不等厚互层，沉积地层厚度约为600 m，沉积时间为距今31.0 Ma~28.5 Ma。沙一段与东三段之间为不整合接触，该不整合为南堡凹陷的区域性不整合^[45-46]。

目前发现的油气主要分布在沙河街组、东营组、馆陶组和明化镇组，都是良好的油气储层^[40]。明化镇组厚层泥岩作为盖层，为油气藏提供了良好的封闭条件^[40]。南堡凹陷以沙三段、沙二段和沙一段为重要油气单元^[40]。Es₃地层可进一步划分为5个亚段，从下到上依次是：Es₃⁵、Es₃⁴、Es₃³、Es₃²和Es₃¹^[25]。其中，沙一段和沙三段、沙四段为烃源岩组^[47]，南堡凹陷发现的油气大部分来自于这三套地层^[48-49]。

2 样品与方法

2.1 样品

20个研究样品取自渤海湾盆地南堡凹陷林雀

次凹D1井沙一段，具体井位见图1a，均为深湖—半深湖相细粒沉积岩，构造包括纹层状与块状两种类型。研究样品具体信息如表1所示。

表1 渤海湾盆地南堡凹陷研究样品信息表
Table 1 Samples information, Nanpu Basin

序号	井号	深度/m	构造	序号	井号	深度/m	构造
1	D1	4585.00	纹层状	11	D1	4976.75	块状
2	D1	4610.00	纹层状	12	D1	4978.00	块状
3	D1	4750.00	纹层状	13	D1	4978.75	块状
4	D1	4810.00	纹层状	14	D1	4979.25	纹层状
5	D1	4960.00	纹层状	15	D1	4977.10	块状
6	D1	4973.50	块状	16	D1	4977.50	块状
7	D1	4974.25	纹层状	17	D1	4980.00	纹层状
8	D1	4975.00	块状	18	D1	4980.50	纹层状
9	D1	4975.60	块状	19	D1	5030.00	纹层状
10	D1	4976.25	块状	20	D1	5130.00	纹层状

2.2 实验与方法

2.2.1 实验

利用中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室设备对样品进行实验，依据X射线衍射(XRD)、薄片观察、扫描电镜、总有机碳(TOC)、热解实验测定以及低温液氮吸附实验，以探究湖相泥页岩样品特征。共20个研究样品，其中，基于初步的岩石学分析结果，选取了9个具

有代表性的样品(岩相上覆盖了纹层状长英质页岩、纹层状混合质页岩、纹层状粘土质页岩、块状长英质页岩、块状混合质页岩,岩石学特征、地球化学特征和储层特征具有对比价值),进行氮气吸附实验,对孔隙的微观结构特征进行分析。

2.2.2 方法

利用Image-J软件可以对细粒沉积岩的结构构造进行表征,通过图像处理分析得到纹层数量、宽度大小、分布密度等参数,以及薄片中心颗粒大小、分选和分布情况等。

(1) 预处理。

使用photoshop软件对分析后的薄片照片进行人工预处理。主要进行切割成团颗粒,消除的裂缝条带和生物碎屑以及图像对比度的微调等工作。

(2) 加载图像。

可以利用Image-J软件将图片的像素点转换成图片的实际大小,以便进行图片和孔隙大小的统计和图片比例尺的设置。

(3) 图像处理。

图像处理,包括图像二值化处理和均值滤波。二值化处理是将图像像素点的灰度值设置为0或255,使之呈现出明显的黑白图像。均值滤波以及下一步分析处理只有在二值化后才能进行。均值滤波是将目标像素表示为周围的临近像素,以去除目标像素点。

(4) 图值转化。

对于图片纹层的识别,可以利用灰度值分布特征确定阈值,并利用Gels指令对波特征进行分析。灰度值低于阈值即认定为波谷,高于阈值即认定为波峰(波峰代表暗色纹层,波谷代表亮色纹层)。执行Gels指令,峰面积对应灰度值,利用峰值可以统计纹层的数量。对于颗粒特征的统计,可以通过设置颗粒粒径的下限值以圈定颗粒,以闭合区域内像素点的数目为基础,得到颗粒大小。并依此方法统计颗粒数量、面积等参数。

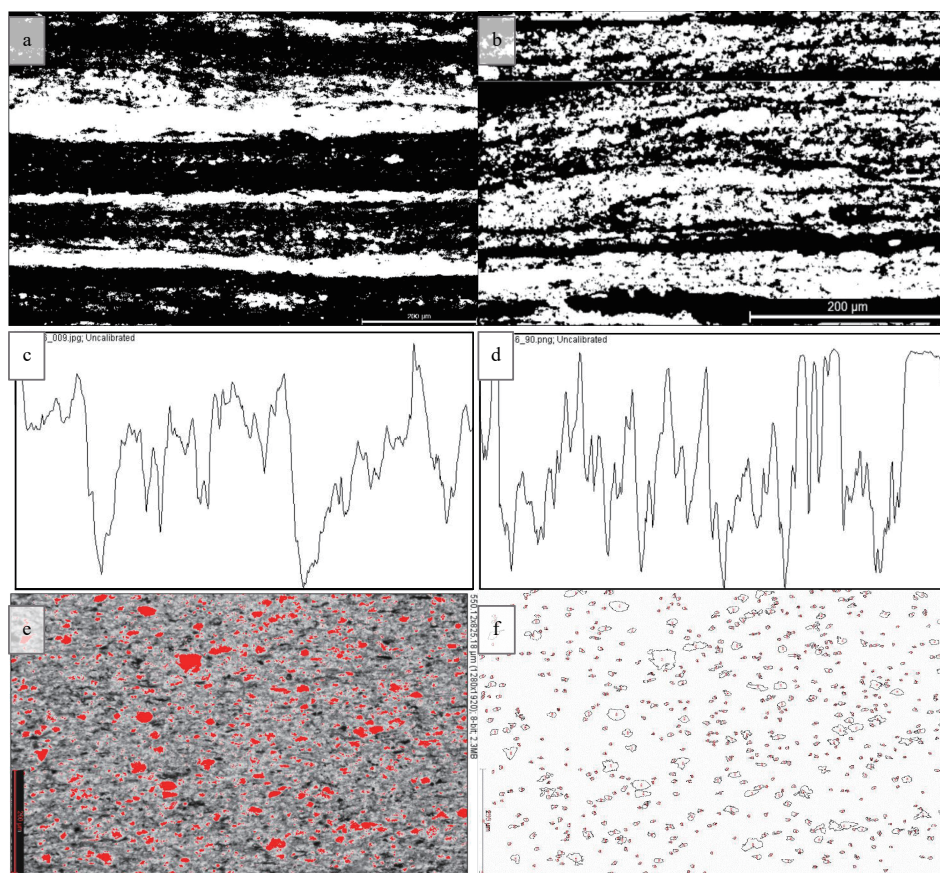


图2 ImageJ软件处理图

Fig. 2 images analysis by ImageJ software

(a)经过二值化处理和均值滤波后的纹层图片,D1井,深度4974.25 m;(b)经过二值化处理和均值滤波后的纹层图片,D1井,深度4980.5 m;(c)图a灰度值分布图,统计共6条纹层;(d)图b灰度值分布图,统计共10条纹层;(e)块状页岩通过均值滤波处理筛选颗粒,D1井,深度4976.5 m;(f)图e经分析处理后颗粒轮廓示意图

3 结 果

3.1 岩相特征

样品全岩分析结果如表2，所取页岩矿物组分以石英、长石、粘土、方解石、白云石为主。页岩粘土矿物含量高，纵向非均质性强，脆性矿物含量均大于50%。纹层状页岩的平均脆性指数略大于块状页岩。

南堡凹陷林雀次凹沙一段取心井段的页岩岩心呈灰-深黑色，沉积构造以块状与纹层状为主，部分层段以纹层状为主。根据矿物类型对纹层进行划分，认为研究区主要发育纹层状长英质页岩、纹层状粘土质页岩和纹层状混合质页岩等3种纹层类型（表3）。

纹层状长英质页岩以长英质层与粘土层交互为主（图4a，4c，4d，4e，4g），长英质层主要成分为石英与长石，呈次棱角状一次圆形，分选较差，呈断续状，连续性较差，纹层界面清晰，其颗粒粒径小于5 μm；粘土层主要成分为粘土矿物，主要呈现水平连续状，纹层界面清晰。粘土矿物对有机质具有强吸附性，因此粘土层有机质含量高。纹层状混合质页岩中长英质层与灰云质层共同发育（图4b，4f，4h，4j，4k，4l），碳酸盐质

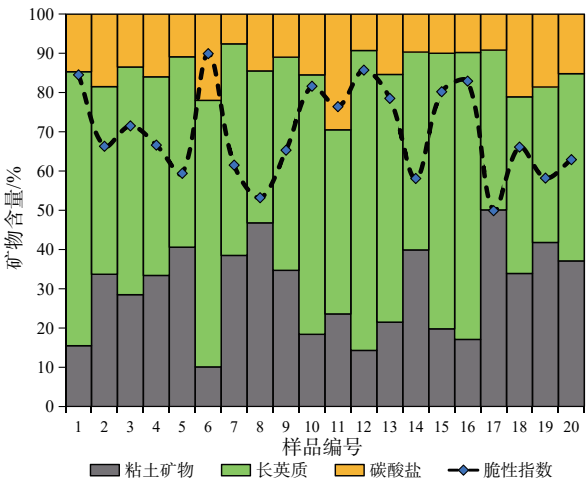


图3 南堡凹陷D1井样品矿物成分特征

Fig. 3 Mineral components of rock samples, Nanpu sag

层包含亮晶方解石纹层和泥晶方解石纹层部分，粘土层部分发育。纹层状粘土质页岩整体粘土质含量高（图4i），整体为深棕色，有机质含量高，形成粘土-有机质纹层。

纹层密度是单个薄片图像中发育的纹层数除以图像所控制厚度所得到的1 mm厚度发育的纹层数量。密度反映了纹层发育程度。纹层厚度变异系数是纹层厚度的标准差与纹层平均厚度的比值，

表2 D1井沙一段XRD统计数据表

Table 2 Mineral components of rock samples, Nanpu Sag

序号	深度/m	粘土%	石英%	钾长石%	斜长石%	方解石%	白云石%	黄铁矿%	脆性指数%	构造	岩石类型
1	4585.00	15.5	49.5	2.3	18.0	11.2	3.5	/	84.5	纹层状	长英质页岩
2	4610.00	33.7	36.7	2.0	9.1	13.5	5.0	/	66.3	纹层状	混合质页岩
3	4750.00	28.5	49.8	2.5	5.7	7.6	5.9	/	71.5	纹层状	长英质页岩
4	4810.00	33.4	35.5	4.1	11.0	12.0	4.0	/	66.6	纹层状	长英质页岩
5	4960.00	40.6	40.4	1.0	4.3	7.2	3.7	2.8	59.4	纹层状	混合质页岩
6	4973.50	10.1	52.6	6.0	9.3	3.5	18.5	/	89.9	块状	长英质页岩
7	4974.25	38.5	47.8	1.0	5.1	4.1	3.5	/	61.5	纹层状	长英质页岩
8	4975.00	46.8	35.6	1.1	2.0	9.8	4.7	/	53.2	块状	混合质页岩
9	4975.60	34.7	45.8	0.0	5.8	7.8	3.2	2.7	65.3	块状	长英质页岩
10	4976.25	18.4	55.2	2.5	8.4	6.9	8.6	/	81.6	块状	长英质页岩
11	4976.75	23.6	39.3	2.0	5.6	1.7	27.8	/	76.4	块状	混合质页岩
12	4978.00	14.3	60.7	2.2	13.5	4.2	5.1	/	85.7	块状	长英质页岩
13	4978.75	21.5	49.3	4.8	9.0	11.0	4.4	/	78.5	块状	长英质页岩
14	4979.25	39.9	39.8	1.9	3.9	6.1	3.6	4.8	58.1	纹层状	混合质页岩
15	4977.10	19.8	48.1	12.3	9.8	5.5	4.5	/	80.2	块状	长英质页岩
16	4977.50	17.1	50.7	3.1	19.3	5.1	4.7	/	82.9	块状	长英质页岩
17	4980.00	50.1	38.1	0.0	2.6	5.1	4.1	/	49.9	纹层状	粘土质页岩
18	4980.50	33.9	42.6	0.0	2.4	5.6	15.5	/	66.1	纹层状	混合质页岩
19	5030.00	41.8	31.2	2.1	4.7	15.0	3.6	1.6	58.2	纹层状	混合质页岩
20	5130.00	37.1	38.4	2.3	5.0	9.5	5.7	2.0	62.9	纹层状	混合质页岩

表3 D1井纹层特征统计表

Table 3 Character of laminae, Nanpu Sag

样品号	深度/m	构造	岩石类型	密度/ (条·mm ⁻¹)	变异 系数
1	4585.00	纹层状	长英质页岩	7.28	0.297
2	4610.00	纹层状	混合质页岩	1.90	0.380
3	4750.00	纹层状	长英质页岩	5.96	0.386
4	4810.00	纹层状	长英质页岩	2.54	0.505
5	4960.00	纹层状	混合质页岩	3.38	0.458
7	4974.25	纹层状	长英质页岩	11.59	0.313
14	4978.00	纹层状	混合质页岩	10.50	0.113
17	4980.00	纹层状	粘土质页岩	15.47	0.297
18	4980.50	纹层状	混合质页岩	17.29	0.121
19	5030.00	纹层状	混合质页岩	3.81	0.239
20	5130.00	纹层状	混合质页岩	5.92	0.324

能够表征纹层厚度的变化情况,变异系数越高,数据离散程度越大,纹层发育的非均质性越强。

如图5所示,深度4974.25 m的纹层状长英质

页岩在薄片范围内共发育亮纹层和暗纹层共8条,计算得到纹层密度为11.59条/mm,并明确每条纹层的厚度,通过计算得到8条纹层的平均厚度为86.25 μm,厚度标准差为27.01 μm,得到纹层厚度变异系数为0.313。

纹层状页岩的密度分布在1.90~17.29条/mm之间,平均密度为7.79条/mm;其中长英质纹层密度分布在2.54~11.59条/mm之间,平均密度为6.84条/mm;混合质纹层密度分布在1.90~17.29条/mm之间,平均密度为7.13条/mm;粘土质纹层密度为15.47条/mm。纹层状页岩的变异系数在0.113~0.505之间,平均值为0.312;长英质纹层变异系数在0.297~0.505之间,平均值为0.375;混合质纹层变异系数在0.113~0.458之间,平均值为0.273;粘土质纹层变异系数为0.297(表3)。

3.2 地球化学特征

对南堡凹陷D1井进行总有机碳(TOC)实验

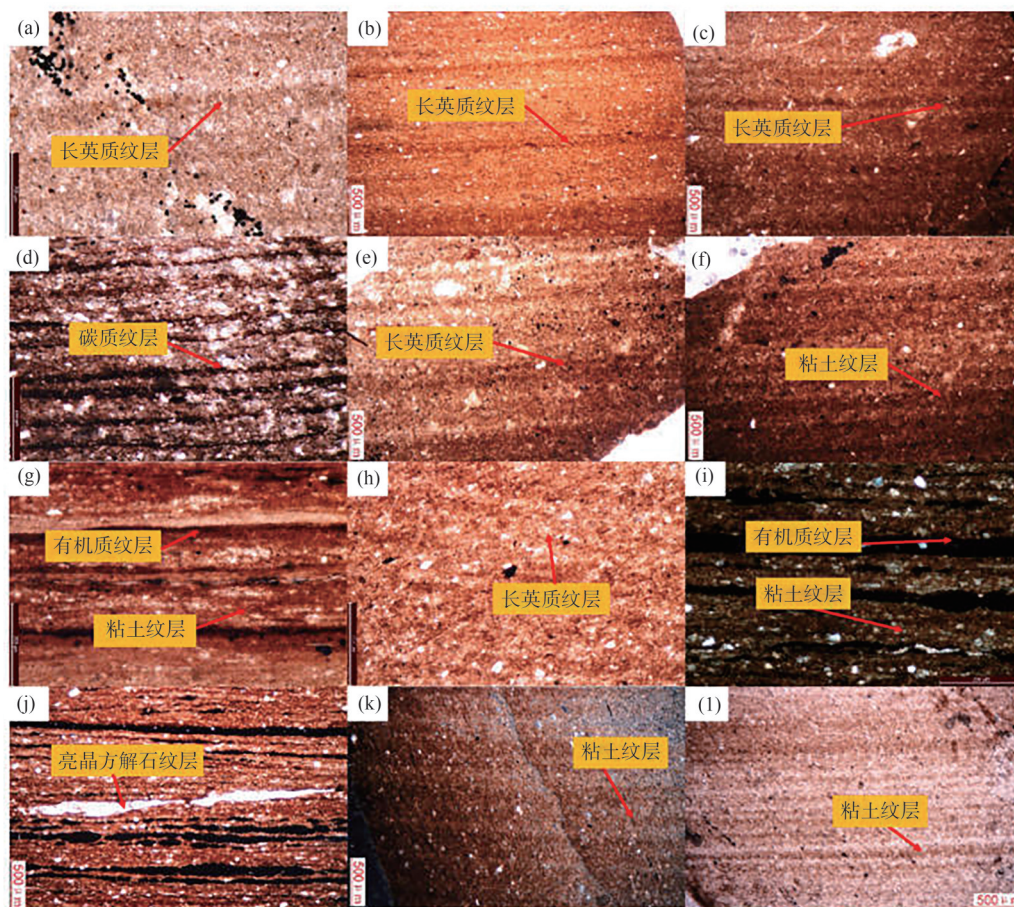


图4 纹层状页岩显微镜下图片

Fig. 4 Images of laminae under the microscope from Nanpu sag

(a)深度4585 m,长英质纹层;(b)深度4610 m,混合质纹层;(c)深度4750 m,长英质纹层;(d)深度4750 m,长英质纹层;(e)深度4810 m,长英质纹层;(f)深度4960 m,混合质纹层;(g)深度4974.25 m,长英质纹层;(h)深度4978 m,混合质纹层;(i)深度4980 m,粘土质纹层;(j)深度4980.4 m,混合质纹层;(k)深度5030 m,混合质纹层;(l)深度5130 m,混合质纹层

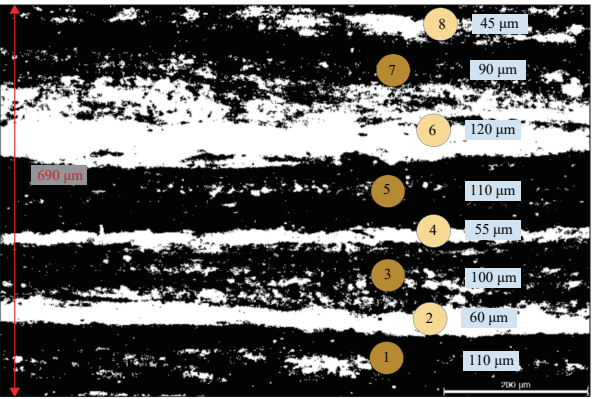


图5 基于Image-J软件处理的纹层特征统计
Fig. 5 The lamina characteristics based on Image-J software processing

和热解实验，实验分析结果如表3。南堡凹陷林雀次凹沙一段有机质含量总体较高，平均TOC为1.08%。纹层状页岩TOC在1.06%~2.04%之间，平均TOC为1.47%；块状页岩的TOC在0.26%~0.98%之间，平均TOC为0.60%。纹层页岩的有机质含量显著高于块状页岩。

前人常常使用 S_1+S_2 用来表征生烃潜力，南堡凹陷林雀次凹沙一段总体生烃潜力中等，平均值为3.69 mg/g。纹层状页岩 S_1+S_2 值为1.84~

8.32 mg/g，平均值为5.40 mg/g，生烃潜力较高。块状页岩 S_1+S_2 值为0.38~3.87 mg/g，平均值为1.61 mg/g，生烃潜力中等。通过HI-Tmax的有机质判别图版，对有机质类型进行识别。南堡凹陷沙一段以发育Ⅱ₁型有机质和Ⅱ₂型有机质为主，发育少量Ⅲ型有机质。长英质页岩主要发育于温暖湿润的环境，外来沉积物快速沉积，因此其有机质来源含有更多的陆生高等植物，以Ⅱ₂型有机质为主，其生烃潜力中等。相较长英质页岩，混合质页岩的沉积环境为静水缺氧水体，因此水体自生的碳酸盐矿物和长英质陆源碎屑共同沉积，以Ⅱ₁型有机质和Ⅱ₂型有机质为主，因此具有较高的有机质含量和较好的生油潜力。

结合烃源岩热成熟度分析，纹层状页岩与块状页岩的Tmax值差异不明显，页岩的Tmax值介于438~456℃之间，烃源岩整体处于成熟生油阶段。因此页岩的有机质含量、有机质类型和储层的储集性是决定页岩含油性的关键要素。

3.3 储层特征

孔隙度和氮气吸附实验结果实验如表5~6所示，孔隙度值为7.07%~15.27%，平均值为8.72%，样品的比表面积介于2.232~16.929 cm²/g之间，平均值为8.406 cm²/g，总孔体积介于

表4 D1井地球化学特征统计数据表
Table 4 Experiment results of rock samples, Nanpu Sag

样品号	深度/m	构造	岩石类型	TOC/%	$S_1/(mg \cdot g^{-1})$	$S_2/(mg \cdot g^{-1})$	HI/($mg \cdot g^{-1}$)	Tmax/℃
1	4585.00	纹层状	长英质页岩	1.27	1.19	0.65	50.94	442
2	4610.00	纹层状	混合质页岩	1.47	1.45	2.43	165.17	443
3	4750.00	纹层状	长英质页岩	1.06	1.60	1.22	114.62	443
4	4810.00	纹层状	长英质页岩	2.03	2.08	5.77	284.43	440
5	4960.00	纹层状	混合质页岩	2.04	2.04	6.27	307.51	442
6	4973.50	块状	长英质页岩	0.26	0.11	0.27	103.00	454
7	4974.25	纹层状	长英质页岩	1.07	1.02	2.64	246.93	453
8	4975.00	块状	混合质页岩	0.87	1.03	1.23	141.85	452
9	4975.60	块状	长英质页岩	0.57	0.27	0.64	112.20	454
10	4976.25	块状	长英质页岩	0.61	0.45	0.69	112.85	456
11	4976.75	块状	混合质页岩	0.52	1.12	0.49	95.50	457
12	4977.10	块状	长英质页岩	0.62	0.34	0.75	120.32	452
13	4977.50	块状	长英质页岩	0.27	0.16	0.30	112.88	450
14	4978.00	纹层状	混合质页岩	1.11	0.83	4.28	385.95	456
15	4978.75	块状	长英质页岩	0.73	1.21	1.50	205.52	450
16	4979.25	块状	长英质页岩	0.98	1.38	2.49	254.01	451
17	4980.00	纹层状	粘土质页岩	1.23	0.40	3.28	266.40	450
18	4980.50	纹层状	混合质页岩	1.24	2.35	4.37	352.70	454
19	5030.00	纹层状	混合质页岩	1.70	2.69	4.83	284.27	444
20	5130.00	纹层状	混合质页岩	1.98	3.72	4.26	215.27	438

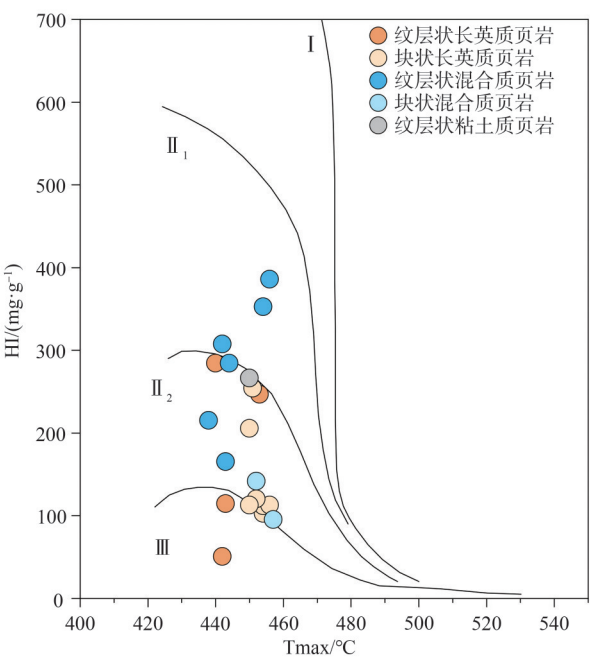


图 6 D1 井有机质类型判别图

Figure. 6 The discriminant diagram of organic matter type in Well D1

0.004 ~ 0.008 ml/g 之间，平均值为 0.006 ml/g。孔径介于 3.679 ~ 3.723 nm 之间，平均值为 3.705 nm（图 8，图 9）。从实验结果可知，样品整体致密，具有特低孔特征。

根据 IUPAC 分类，页岩的氮气吸附等温曲线的总体呈反“S”型（图 7），回滞环形态接近于 H4 型，孔隙以平板状和狭缝型孔隙为主，具有较多的片状基质颗粒，与页岩较高的粘土矿物含量有关。回滞环总体形态相似，但发育程度不同，纹层状页岩的回滞环形态更平坦，指示了纹层状页岩孔隙形态更加狭窄，可能与纹层状页岩矿物的定向排列且抗压能力较弱有关。

通过对孔径与孔体积随孔径变化的变化率分布图（图 8，图 9）分析可知，整体上纹层状页岩和块状页岩变化趋势相同，都呈现出单峰特征，在 3.5 nm 左右出现峰值后孔体积随孔径的变化率开始降低，说明在氮气吸附尺度下，在 3.5 nm 左右的孔隙贡献了大部分的孔体积。纹层状页岩的单峰稳定在 3.5 nm，而块状页岩的单峰在 3.5 ~ 3.9 nm 范围内波动，指示了纹层状页岩的孔径较小但较均匀，块而状页岩的孔径较大且不均匀。

样品 7 为纹层状长英质页岩，比表面积和孔体积较小，可能是由于长英质纹层孔隙结构较简单，粘土质含量较高，有机质充填孔隙导致的。

4 讨 论

4.1 块状与纹层状页岩储集空间发育的差异性

结合扫描电镜观察，南堡凹陷沙一段 D1 井中主要发育的储集空间类型有：粒间孔、粒内孔、有机质孔、微裂缝^[50-51]。粒间孔是由于矿物颗粒压实堆积所形成的连通或孤立孔隙，平均孔径较大，为 500 nm；粒内孔是无机酸和有机酸的溶蚀作用造成的，多发育于长石和碳酸盐等易溶蚀矿物中，平均孔径为 200 nm；有机质孔是处于成熟生油阶段的样品，受有机质生排烃作用影响而发育于有机质孔内的孔隙，平均孔径较小，为 50 nm。微裂缝是页岩储层受构造应力作用而形成的，能够沟通微小的独立孔隙，是页岩生排烃的重要通道^[52]。

纹层状长英质页岩发育的主要孔隙类型为粒间孔、微裂缝，颗粒形态清晰，叠置分布，孔隙连通性较好（图 10a）；纹层状混合质页岩的储集

表 5 D1 井孔隙度统计数据表				Table 5 Porosity characteristics of rock samples, Nanpu Sag			
样品号	深度	构造	孔隙度/%	样品号	深度	构造	孔隙度/%
1	4585	纹层状	7.473	11	4976.75	块状	15.27
2	4610	纹层状	1.441	12	4977.1	块状	8.996
3	4750	纹层状	5.012	13	4977.5	块状	8.843
4	4810	纹层状	6.527	14	4978	纹层状	7.070
5	4960	纹层状	3.173	15	4978.75	块状	11.600
6	4973.5	块状	9.852	16	4979.25	块状	11.46
7	4974.25	纹层状	9.728	17	4980	纹层状	11.929
8	4975	块状	10.353	18	4980.5	纹层状	10.951
9	4975.6	块状	9.565	19	5030	纹层状	8.783
10	4976.25	块状	7.910	20	5130	纹层状	8.545

表 6 D1 井氮气吸附实验数据统计表
Table 6 Nitrogen adsorption results of rock samples,
Nanpu Sag

样品号	深度	构造	SSA/m ² /g	TPV/ml/g	孔径/nm
7	4974.25	纹层状	2.232	0.004	3.712
8	4975.00	块状	3.534	0.007	3.704
10	4976.25	块状	4.645	0.008	3.712
11	4976.75	块状	3.993	0.008	3.721
14	4978.00	纹层状	11.829	0.006	3.723
15	4978.75	块状	8.104	0.007	3.689
16	4979.25	块状	11.668	0.005	3.679
17	4980.00	纹层状	16.929	0.005	3.708
18	4980.50	纹层状	12.723	0.006	3.695

空间为粒间孔、微裂缝和少量的粒内溶蚀孔，见菱形自形晶白云石，孔隙连通性好（图 10h）；纹层状粘土质页岩发育主要孔隙类型为粒间孔和微裂缝（图 10b），粘土矿物片层构成骨架，以狭缝状粒间孔为主，孔隙连通性较差。块状长英质页

岩发育的主要孔隙类型为粒间孔，储集空间较大，孔隙连通性差（图 10c, e, f, g）；块状混合质页岩主要发育粒间孔及少量粒内溶蚀孔，连通性差（图 10d, i）。

纹层状页岩粘土矿物含量高，是定向排列的脆性矿物层与塑性的粘土层交替发育，易受压实作用挤压变形，孔隙网络受到一定程度的破坏，孔隙以狭长粒间孔为主，孔隙空间较小。块状页岩脆性矿物均匀分布且无定向性，构成了刚性的岩石骨架，具有一定的抗压实性，孔隙空间保存较好，孔隙空间较大。

纹层状页岩的有机质含量较高，有机质呈弯曲状或条带状夹杂在矿物之间（图 10a）。由于生烃作用，有机质边缘发育收缩缝和纳米级的有机质孔。粘土矿物对有机质有吸附作用，有机质-粘土矿物复合孔发育较好。纹层状长英质页岩与纹层状混合质页岩有机质孔缝都发育较好，纹层状

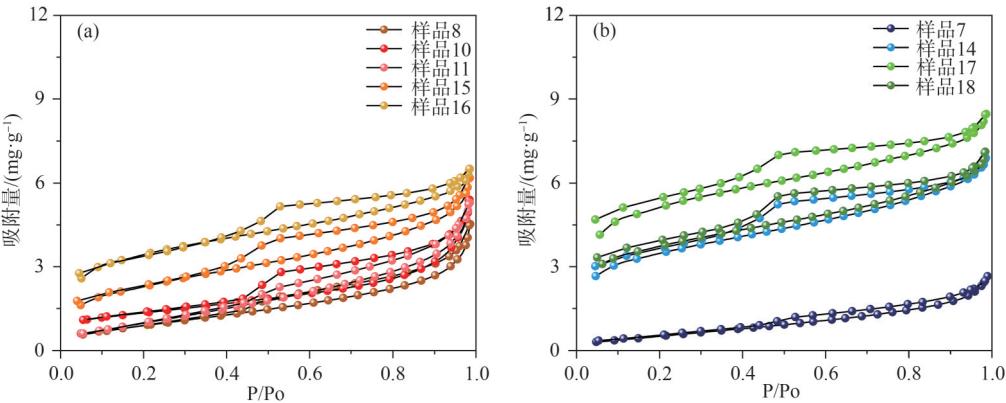


图 7 页岩氮气吸附等温线
Fig. 7 Nitrogen adsorption isotherm of Nanpu sag
(a)块状页岩;(b)纹层状页岩

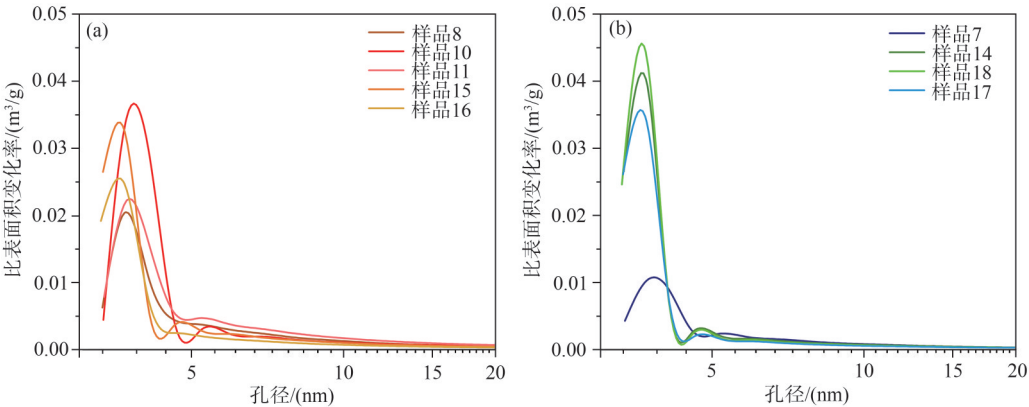


图 8 南堡凹陷 D1 井页岩孔径分布曲线
Fig. 8 Pore-size distribution curves of Nanpu sag
(a)块状页岩;(b)纹层状页岩

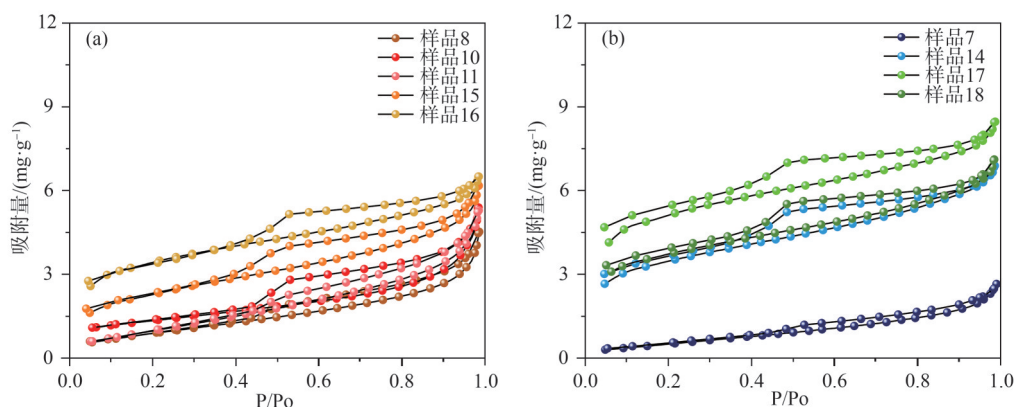


图9 南堡凹陷D1井页岩比表面积分布曲线

Fig. 9 Specific surface area distribution curve of Nanpu sag

(a)块状页岩;(b)纹层状页岩

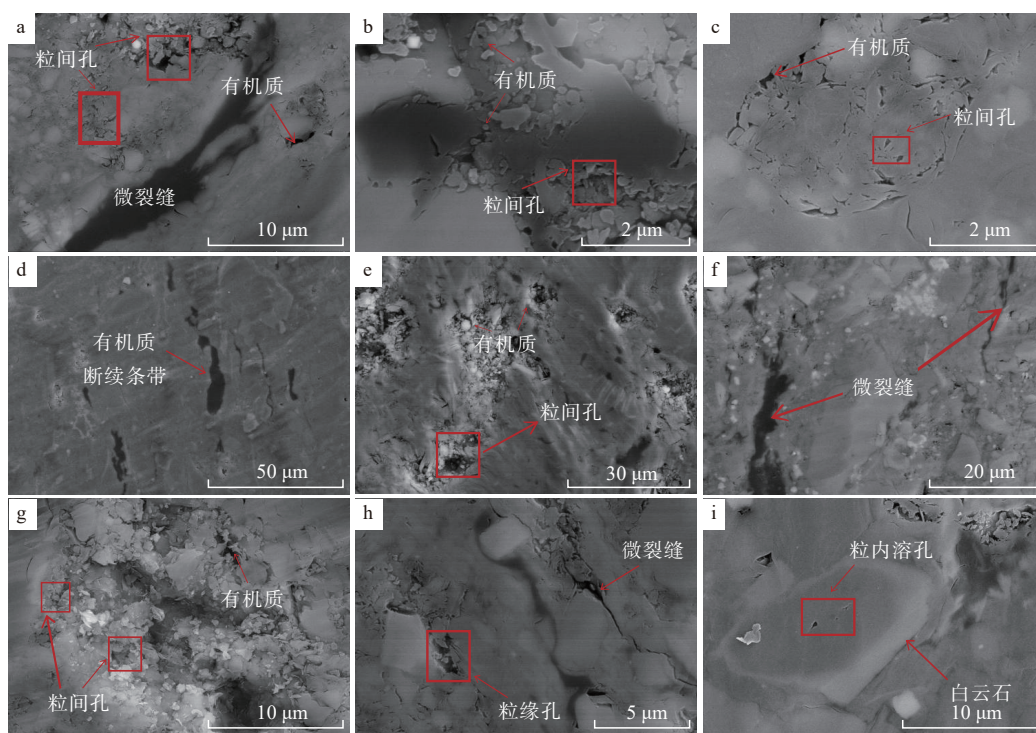


图10 不同类型纹层状页岩和块状页岩扫描电镜图

Fig. 10 SEM images of shale from Nanpu sag

(a)4974.25 m, 纹层状长英质页岩, 不规则裂缝充填有机质, 周围发育较多的微孔隙; (b)4980.0 m, 纹层状粘土质页岩, 粘土矿物间粒间孔发育, 微孔隙中充填有机质; (c)4975.5 m, 块状长英质页岩, 粘土矿物间粒间孔隙发育, 局部充填少量有机质; (d)4975.0 m, 块状混合质页岩, 发育微裂缝, 有机质断续条带状分布, 具定向性; (e)4978.0 m, 块状长英质页岩, 发育大量粒间孔, 有机质呈不均匀的点状充填在微孔隙中; (f)4977.1 m, 块状长英质页岩, 发育微裂缝, 充填有机质; (g)4978.75 m, 块状长英质页岩, 粒间孔隙发育, 部分有机质充填; (h)4980.5 m, 纹层状混合质页岩, 菱形自形晶白云石, 粒缘发育微孔隙。不规则的微裂缝中充填有机质; (i)4976.75 m, 块状混合质页岩, 发育粒内溶孔和粒缘孔, 菱形白云石边缘为铁白云石

粘土质页岩由于孔隙网络的连通性较差且储集空间易变形, 整体有机质含量较高但有机质孔发育较少。块状页岩有机质含量较低, 有机质呈不规则点状充填于脆性颗粒之间, 有机质孔缝发育程度较差。

4.2 块状与纹层状页岩孔隙结构特征的差异性

依据氮气吸附实验和测井解释, 分析块状页岩与纹层状页岩的储层差异性。总体来说, 块状页岩的孔隙度和总孔体积高于纹层状页岩(图11), 但比表面积低于纹层状页岩, 二者平均孔

径相近(图12)。纹层状页岩的孔隙度在1.441%~11.929%之间,平均值为7.330%;块状页岩的孔隙度在7.910%~15.270%之间,平均值为10.428%。纹层状页岩的平均比表面积为10.928 m²/g,平均孔径为3.710 nm,平均总孔体积为0.005 ml/g;块状页岩的平均比表面积为6.389 m²/g,平均孔径为3.701 nm,平均总孔体积为0.007 ml/g。

结合扫描电镜实验结果,由于纹层状页岩的抗压实能力较弱,受成岩的压实与胶结作用,原生孔隙遭受了一定程度的破坏,因此孔隙度和孔体积都较低^[53]。而块状页岩原生孔隙保存较好,孔隙度和孔体积都较高。纹层状页岩的孔隙形态以板状、狭缝状为主,且微裂缝发育较多,因此

其孔隙连通性更优,孔隙的比表面积更大^[54-55]。并且由于纹层状页岩的有机质含量高,生烃演化形成的孔径较小的有机孔缝为比表面积做出了较大的贡献^[56-57]。因此纹层状页岩的孔隙度虽略低于块状页岩,但储集空间更加复杂多样,对油气的储集性更好。

纹层状长英质页岩的孔隙度高于纹层状混合质页岩,但比表面积和总孔体积都小于纹层状混合质页岩。纹层状长英质页岩孔隙度在5.012%~9.728%之间,平均值为7.185%;纹层状混合质页岩孔隙度在1.441%~10.951%之间,平均值为6.661%;纹层状长英质页岩比表面积为2.232 m²/g,平均孔径3.712 nm,平均总孔体积为0.004 ml/g;

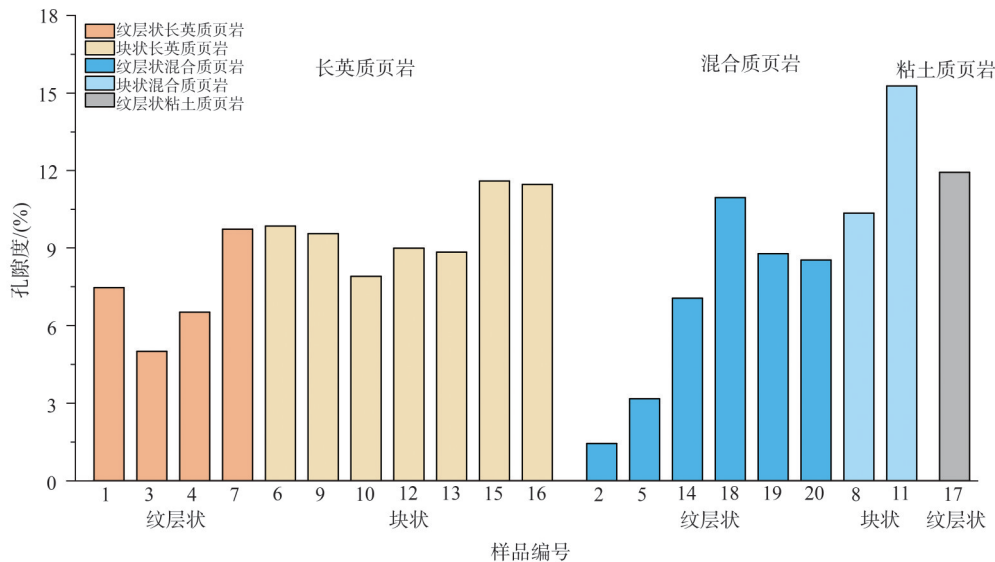


图11 不同类型纹层状页岩和块状页岩孔隙度对比

Fig. 11 Porosity comparison of different types of laminae samples and bulk samples

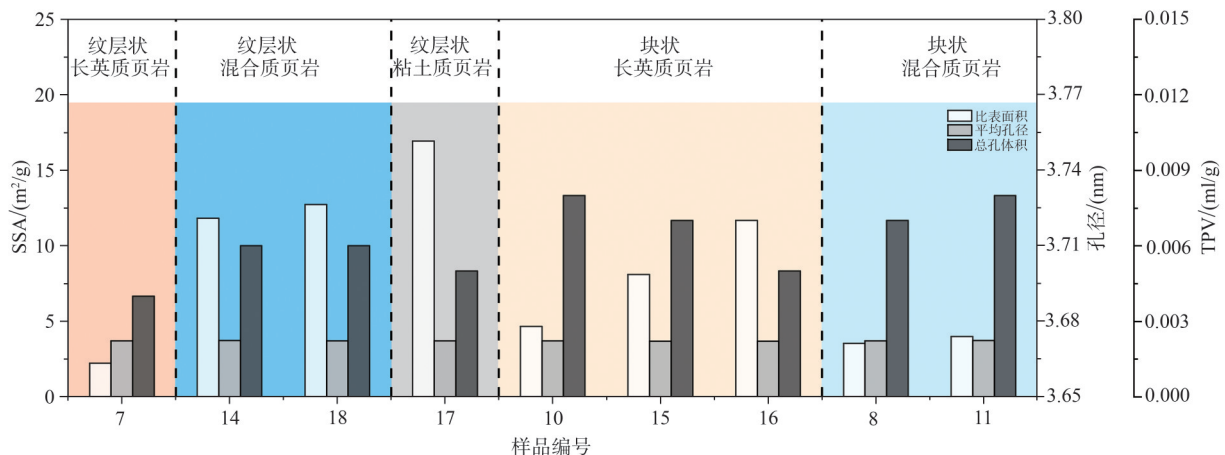


图12 不同类型纹层状页岩和块状页岩比表面积、平均孔径和总孔体积对比

Fig. 12 Comparison of SSA, average pore size and TPV between different types of laminated shale and massive shale

纹层状混合质页岩比表面积在 $11.829 \sim 12.723 \text{ m}^2/\text{g}$ 之间, 平均值为 $12.276 \text{ m}^2/\text{g}$, 平均孔径为 3.709 nm , 平均总孔体积为 0.006 ml/g 。纹层状混合质页岩的沉积环境偏静水还原环境, 粘土矿物更易沉积, 粘土质含量高于纹层状长英质纹层。因此, 高脆性矿物含量和较低的粘土质含量使纹层状长英质页岩的原生孔隙保存优于纹层状混合质页岩, 孔隙度较高。但在成岩作用后期, 混合质页岩的次生孔隙发育较好, 碳酸盐矿物的粒内溶蚀孔和有机质孔共同发育, 微孔提供了高比表面积。

南堡凹陷沙一段页岩的岩相非均质性强, 整体上纹层状混合质页岩的孔隙度较高。湖相页岩孔隙度的数据范围大, 非均质性强, 是成分非均质性(矿物成分、有机质)和结构非均质性(纹层类型、密度)共同控制的结果。页岩的脆性矿物、微裂缝的发育以及纹层的发育共同贡献了孔隙度的高值, 而粘土矿物以及强烈的胶结作用和重结晶作用则对应了孔隙度的低值。

4.3 块状与纹层状页岩储层含油性差异

南堡凹陷细粒沉积岩的有机质含量分析表明(图13), 总体上, 纹层状页岩的有机质含量都明显高于块状页岩。纹层状长英质页岩 TOC 在 $1.06\% \sim 2.03\%$ 之间, 块状长英质页岩 TOC 在 $0.26\% \sim 0.98\%$ 之间。纹层状混合质页岩有机质含量在 $1.11\% \sim 2.04\%$ 之间, 高于块状混合质页岩, 其 TOC 在 $0.52\% \sim 0.87\%$ 之间。

南堡凹陷细粒沉积岩的 S_1 分析表明(图13), 纹层状页岩的 S_1 明显高于块状页岩且混合质页岩 S_1 含量高于长英质页岩。纹层状页岩的平均 S_1 为

1.76 mg/g , 块状页岩的平均 S_1 为 0.68 mg/g 。纹层状长英质页岩 S_1 在 $1.02 \sim 2.08 \text{ mg/g}$ 之间, 平均为 1.47 mg/g , 块状长英质页岩 S_1 在 $0.11 \sim 1.38 \text{ mg/g}$ 之间, 平均为 0.56 mg/g 。纹层状混合质页岩 S_1 在 $0.83 \sim 3.72 \text{ mg/g}$ 之间, 平均为 2.18 mg/g , 块状混合质页岩 S_1 在 $1.03 \sim 1.12 \text{ mg/g}$ 之间, 平均为 1.08 mg/g 。

整体而言, 纹层状页岩的有机质含量与含油性均优于块状页岩。纹层状页岩中粘土矿物呈层状分布, 对有机质具有较强的吸附能力, 从而促进有机质的富集; 同时, 有机质多以条带状形式产出, 在生排烃过程中沿层理面形成的有机质缝为油气微运移提供了优势通道, 有利于油气的运移与保存。

就纹层状页岩而言, 长英质页岩的平均 TOC 为 1.36% , 低于混合质页岩的 1.59% , 其 S_1 平均值亦低于后者。这一差异可从有机质保存条件、生烃母质类型及储层结构三方面加以解释。从保存条件看, 混合质页岩形成于偏缺氧的还原环境, 气候相对干旱, 有利于有机质的沉积与富集。其次, 从生烃母质分析, 混合质页岩有机质类型以 II_1 型和 II_2 型为主, 浮游生物与高等植物共同构成有机质来源; 而长英质页岩主要为 II_2 型, 陆源高等植物贡献更多, 生油潜力相对较低, 因此在相同成熟度条件下生烃量较少^[58-59]。从储层结构角度, 混合质页岩次生孔隙更为发育, 多种矿物共存导致岩石骨架稳定性较差, 刚性结构易于破裂形成微裂缝, 从而改善孔隙连通性, 为油气渗流提供更优质的运移通道与储集空间^[60-62]。因此,

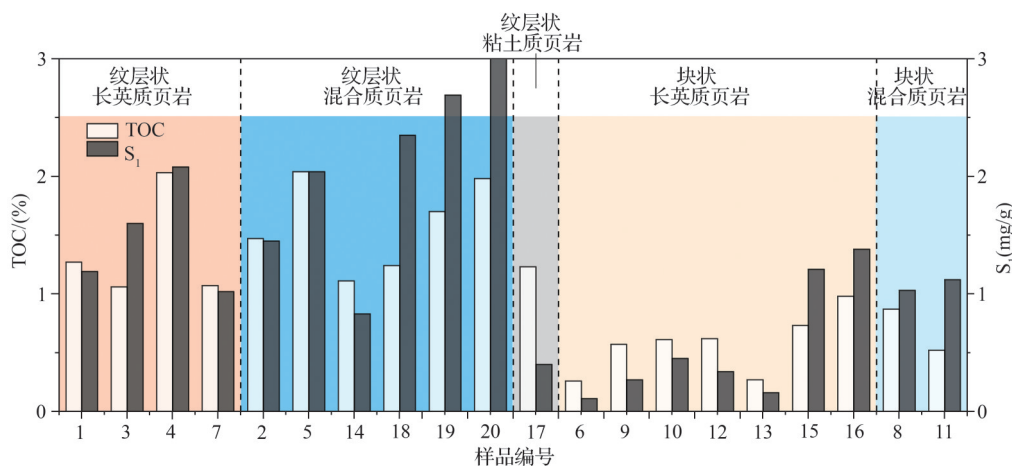


图13 不同类型纹层状页岩和块状页岩 TOC 和 S_1 对比

Fig. 13 TOC and soluble hydrocarbons comparison of different types of laminae samples and bulk samples

纹层状混合质页岩是更具勘探开发潜力的岩相类型。

4.4 纹层发育对储层特征的影响

纹层状长英质页岩与纹层状混合质页岩都对储层的发育有影响作用,纹层密度与孔隙度整体呈正相关关系(图14b),与TOC总体为负相关关系(图14a)。与长英质纹层相比,粘土质纹层的密度更大且相应的孔隙度也更大;同一密度条件下,粘土质纹层的有机质含量要明显高于长英质纹层。

随着密度的增大,纹层状页岩的非均质性逐渐增大,密集的纹层界面创造了大量的力学薄弱带,并改善了储集空间,产生更多微孔隙与微裂缝,孔隙度增大,孔隙连通性变好。

高密度纹层往往指示着较高的陆源碎屑输入速率,在高压环境下,有机质在沉积物中被快速输入的矿物稀释。单位体积岩石内,矿物组分占比大大增加,导致有机质的相对含量的降低。

纹层变异系数与 TOC 整体呈正相关关系

(图15a),与孔隙度总体为负相关关系(图15b),随着变异系数的增大,有机质含量增加,孔隙度减小。纹层状长英质页岩的平均纹层变异系数为0.375,高于纹层状混合质页岩的平均纹层变异系数0.273,说明纹层状混合质页岩发育整体较均匀。在同一纹层变异系数下,纹层状混合质页岩有更高的有机质含量和更低的孔隙度,可能是由于高变异系数代表了较厚的长英质层或碳酸盐质层与较薄的粘土层交替发育,这种结构更易发生有机质的富集,而更均匀的纹层发育也会产生更高的孔隙度和更好的孔隙连通性。

4.5 块状与纹层状页岩储层发育模式

南堡凹陷沙一段湖相页岩中,块状与纹层状页岩的储层-含油性差异本质上是沉积构造与成岩过程耦合作用的结果,其核心在于孔隙形态、结构演化及有机质富集的差异(图16)。

块状页岩的储层发育模式以“刚性骨架保孔”为特征。由于脆性矿物均匀分布且无定向性,形成了抗压实能力较强的颗粒支撑结构。在成岩过

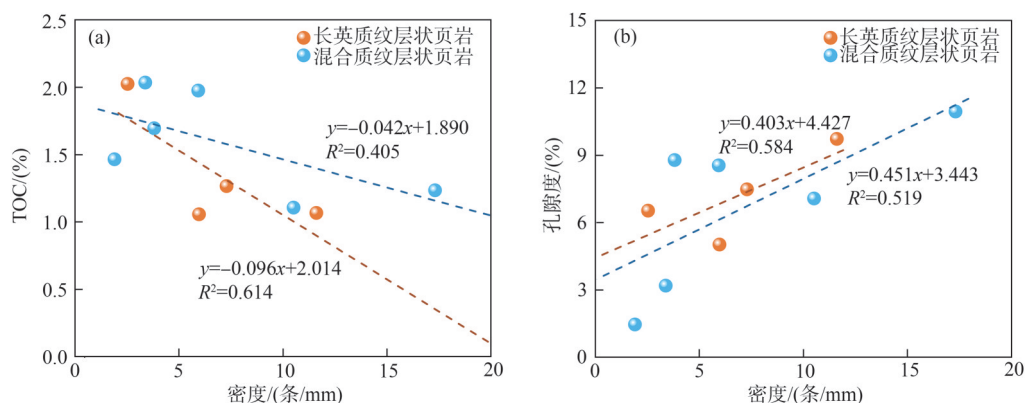


图14 纹层密度和储层性质的关系图

Fig. 14 Graph of Laminae density and reservoir properties from Nanpu sag

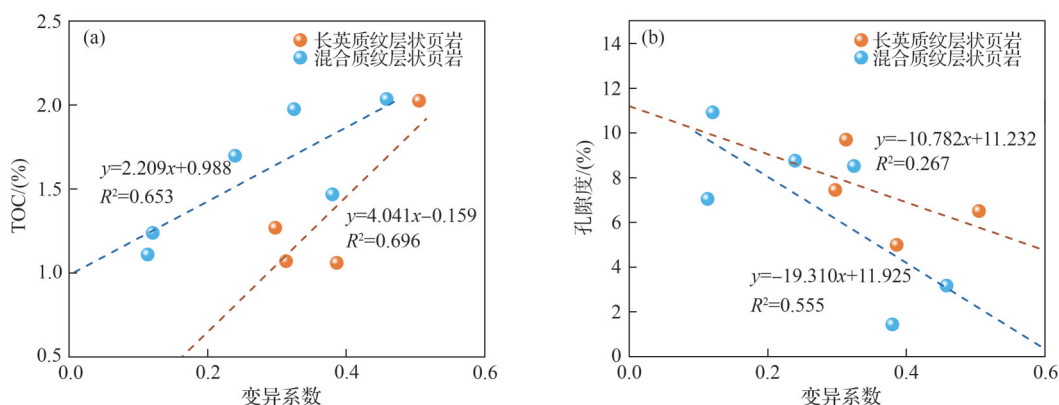


图15 纹层厚度变异系数和储层性质关系图

Fig. 15 Graph of coefficient of variation and reservoir properties from Nanpu sag

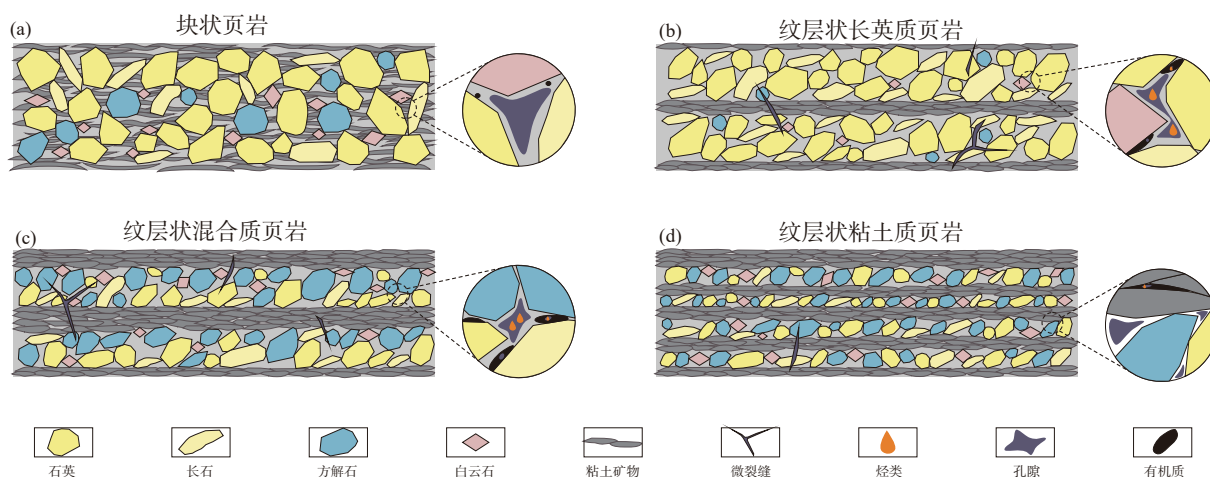


图16 块状与纹层状页岩储层发育模式图

Fig. 16 Massive and laminated shale reservoir development model diagram

程中，原生粒间孔得以较好保存，孔径相对较大且分布不均。然而，块状页岩的孔隙连通性差，孔隙间缺乏有效的渗流通道，并且有机质呈散点状孤立充填于粒间孔中分布。因此，块状页岩的有效储集空间有限，含油性较差，游离烃难以发生规模性运移与聚集。

纹层状页岩的储层发育模式则以“纹层界面控储”为核心。纹层界面是成岩过程中的力学薄弱带，在压实和生烃超压作用下优先形成微裂缝，构成孔隙网络的主干通道。不同纹层类型的矿物组合差异导致孔隙形态与结构的显著分异：

纹层状长英质页岩以脆性矿物层与粘土层互层为特征。长英质层内发育粒间孔，孔隙形态以狭缝状为主。纹层界面的存在显著改善了孔隙连通性，微裂缝穿层发育，将孤立孔隙连接成网。有机质主要沿纹层界面和粘土层富集，呈条带状或弯曲状分布，生烃过程中沿界面形成收缩缝，既增加了储集空间，又促进了油气的初次运移。

纹层状混合质页岩的储层发育更为复杂。长英质、碳酸盐质与粘土矿物多类型矿物共存，成岩过程中碳酸盐纹层易发生溶蚀，形成粒内溶孔，与粒间孔、微裂缝构成多尺度孔隙网络。孔隙形态多样，既有狭缝状粒间孔，也有不规则溶孔。这种复合孔隙结构显著增大了比表面积，为油气吸附提供了更多位点。同时，混合质页岩沉积于偏还原环境，有利于有机质富集，有机质呈连续状分布于纹层间，生烃过程中形成的有机孔与无机孔隙耦合，构成高效的储-渗体系。

纹层状粘土质页岩以粘土矿物为主，塑性较

强，成岩压实作用下孔隙易发生变形塌陷，孔隙形态以狭长状、扁平状为主，孔径较小。尽管有机质含量高且呈层状富集，但孔隙网络连通性差，有机质孔发育程度低，含油性受限于储集空间的有效性。

综上所述，纹层的存在通过力学界面差异、矿物差异和成岩差异，从根本上改变了孔隙的形态、结构与连通性，进而控制了油气的富集。其中，纹层状混合质页岩因其复杂的孔隙网络、高连通性和高有机质含量，成为最优的储集岩相。

纹层状混合质页岩是页岩油富集的最优载体，为南堡凹陷页岩油优先勘探目标，建议结合地震属性与测井识别纹层发育段，加强纹层发育特征的精细描述与定量评价，将纹层密度、厚度变异系数等参数纳入甜点优选指标体系。同时，应结合沉积环境分析，重点追踪弱还原条件下形成的混合质纹层组合。

5 结 论

(1) 南堡凹陷林雀次凹沙一段页岩主要发育块状页岩和纹层状页岩，其中纹层状页岩主要有纹层状长英质页岩、纹层状混合质页岩、纹层状粘土质页岩。南堡凹陷林雀次凹沙一段总体有机质含量较高，平均TOC为1.08%，生烃潜力中等，平均值为3.76 mg/g，T_{max}值介于438 ~ 456 °C之间，烃源岩整体处于成熟阶段。

(2) 南堡凹陷林雀次凹沙一段页岩储层主要发育中孔，氮气吸附等温曲线的总体呈反“S”型，回滞环形态接近于H4型。纹层状页岩的微裂

缝更加发育,孔隙空间更加连通,而块状页岩孔隙空间较小。纹层状页岩有机质主要充填在粒间孔和微裂缝中,充填程度较高,块状页岩有机质断续分散分布,充填部分粒间孔。纹层状页岩的比表面积和平均孔径高于块状页岩,但孔隙度小于块状页岩,纹层状页岩平均孔隙度为7.330%,块状页岩平均孔隙度为10.428%。

(3) 南堡凹陷林雀次凹沙一段纹层状页岩的TOC和 S_1 都明显高于块状页岩。纹层状页岩平均TOC为1.06%,平均 S_1 为1.76 mg/g;块状页岩平均TOC为0.60%,平均 S_1 为0.68 mg/g。纹层状长英质页岩与纹层状混合质页岩的有机质含量和含油性较高,平均TOC分别为1.36%和1.59%,平均 S_1 分别为1.47 mg/g和2.18 mg/g。纹层状混合质页岩是最优的储集岩相。

(4) 随着纹层密度的增加,纹层状页岩的孔隙度增大,有机质含量减少。随着纹层变异系数的增加,纹层状页岩的孔隙度减小,有机质含量增加。

参考文献:

- [1] Aplin A C, Macquaker J H S. Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2031–2059.
- [2] Campbell C V. LAMINA, LAMINASET, BED AND BEDSET [J]. Sedimentology, 1967, 8(1): 7–26.
- [3] Lazar O R, Bohacs K M, Macquaker J H S, et al. Capturing Key Attributes of Fine-Grained Sedimentary Rocks In Outcrops, Cores, and Thin Sections: Nomenclature and Description Guidelines [J]. Journal of Sedimentary Research, 2015, 85(3): 230–246.
- [4] Zolitschka B, Francus P, Ojala A E K, et al. Varves in lake sediments—a review [J]. Quaternary Science Reviews, 2015, 117: 1–41.
- [5] Shi J, Jin Z, Liu Q, et al. Sunspot cycles recorded in Eocene lacustrine fine-grained sedimentary rocks in the Bohai Bay Basin, eastern China [J]. Global and Planetary Change, 2021, 205: 103614.
- [6] Tian X, Gao Y, Kukla T, et al. Early Cretaceous solar cycles recorded in lacustrine laminations in North China [J]. American Journal of Science, 2021, 321(9): 1285–1307.
- [7] 吴松涛, 朱如凯, 罗忠, 等. 中国中西部盆地典型陆相页岩纹层结构与储层品质评价 [J]. 中国石油勘探, 2022, 27(5): 62–72.
- [8] 柳波, 吕延防, 孟元林, 等. 湖相纹层状细粒岩特征、成因模式及其页岩油意义——以三塘湖盆地马朗凹陷二叠系芦草沟组为例 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 598–607.
- [9] 蔡潇, 夏威, 马晓东, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组页岩油储集空间特征及其影响因素 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(5): 1482–1493.
- [10] Schieber J, Southard J B. Bedload transport of mud by floccule ripples—direct observation of ripple migration processes and their implications [J]. Geology, 2009, 37(6): 483–486.
- [11] 刘国恒, 黄志龙, 姜振学, 等. 鄂尔多斯盆地延长组湖相页岩纹层发育特征及储集意义 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(3): 408–417.
- [12] Wang C, Zhang B, Hu Q, et al. Laminae characteristics and influence on shale gas reservoir quality of lower silurian longmaxi formation in the jiaoshiha area of the sichuan basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 109: 839–851.
- [13] 赵圣贤, 李博, 陈鑫, 等. 川南天宫堂构造带五峰组—龙马溪组页岩不同纹层内部结构差异及其控制机理 [J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 75–88.
- [14] 王冠民, 白玉, 蒋龙, 等. 牛庄洼陷沙四上一沙三下亚段细粒沉积岩成分与纹层结构的关系 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(2): 1–10.
- [15] Zhao K, Du X, Lu Y, et al. Are light–dark coupled laminae in lacustrine shale seasonally controlled? A case study using astronomical tuning from 42.2 to 45.4 Ma in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, eastern China [J]. Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology, 2019, 528: 35–49.
- [16] Lin M, Xi K, Cao Y, et al. Cyclicity related to solar activity in lacustrine organic-rich shales and their significance to shale-oil reservoir formation [J]. Geoscience Frontiers, 2023, 14(5): 101586.
- [17] 吴科睿, 闫百泉, 孙雨, 等. 湖盆细粒沉积岩纹层形成机制及影响因素研究进展 [J]. 沉积学报, 2024, 42(4): 1164–1184.
- [18] Huang H, Sun W, Ji W, et al. Impact of laminae on gas storage capacity: A case study in Shanxi Formation, Xiasiwang Area, Ordos Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 60: 92–102.
- [19] Xi K, Li K, Cao Y, et al. Laminae combination and shale oil enrichment patterns of Chang 73 sub-member organic-rich shales in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1342–1353.
- [20] Li M, Wu S, Hu S, et al. Lamination Texture and Its Effects on Reservoir and Geochemical Properties of the Palaeogene Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. Minerals, 2021, 11(12): 1360.
- [21] Xin B, Zhao X, Hao F, et al. Laminae characteristics of lacustrine shales from the Paleogene Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China: Why do laminated shales have better reservoir physical properties? [J]. International Journal of Coal Geology, 2022, 260: 104056.
- [22] 孔祥鑫, 姜在兴, 韩超, 等. 束鹿凹陷沙三段下亚段细粒碳酸盐纹层特征与储集意义 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(04): 19–26.
- [23] 华柑霖, 吴松涛, 邱振, 等. 页岩纹层结构分类与储集性能差异——以四川盆地龙马溪组页岩为例 [J]. 沉积学报, 2021, 39(2): 281–296.

- [24] 于润, 杨辉廷, 蒋裕强, 等. 泸州北部海相页岩储层纹层组特征对储集性能的影响[J]. 断块油气田, 2025, 32(3): 455–462.
- [25] 吴科睿, 孙雨, 闫百泉, 等. 纹层状湖盆细粒沉积岩储集物性及油气富集特征研究进展[J]. 沉积学报, 2025, 43(1): 20–38.
- [26] Li M, Wu S, Zhu R, et al. Heterogeneity and Sedimentary Characteristics of Shale Laminae of Fine-Grained Sediments in Alkaline Lacustrine Strata in the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, NW China[J]. Energies, 2024, 17(4): 962.
- [27] 刘惠民, 王勇, 李军亮, 等. 济阳拗陷始新统页岩岩相发育主控因素及分布特征[J]. 古地理学报, 2023, 25(4): 752–767.
- [28] 孔政, 程紫燕, 乔俊程, 等. 东营凹陷牛庄洼陷古近系不同纹层组合富碳酸盐页岩的微观储渗能力[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2025, 49(2): 68–81.
- [29] Shi J, Jin Z, Liu Q, et al. Laminar characteristics of lacustrine organic-rich shales and their significance for shale reservoir formation: A case study of the Paleogene shales in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2022, 223: 104976.
- [30] 施振生, 董大忠, 王红岩, 等. 含气页岩不同纹层及组合储集层特征差异性及其成因——以四川盆地志留统龙马溪组一段典型井为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 829–840.
- [31] 陈扬, 胡钦红, 赵建华, 等. 渤海湾盆地东营凹陷湖相富有机质页岩纹层特征和储集性能[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 307–324.
- [32] 何鑫, 陈世加, 胡琮, 等. 陆相页岩层系岩性组合模式及其对原油差异性富集的控制作用: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. 现代地质, 2024, 38(5): 1325–1337.
- [33] 王道军, 陈超, 刘珠江, 等. 四川盆地复兴地区侏罗系纹层型页岩油气富集主控因素[J]. 石油实验地质, 2024, 46(2): 319–332.
- [34] 陈长伟, 官全胜, 杜志远, 等. 渤海湾盆地黄骅拗陷纹层型页岩地质特征、形成环境与储油性能差异特征[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(5): 1–16.
- [35] 李军亮, 王民, 秦峰, 等. 陆相富碳酸盐页岩纹层组合对页岩油富集的控制作用——以渤海湾盆地济阳拗陷古近系沙河街组页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 392–406.
- [36] 李令喜, 徐云龙, 慕小水, 等. 多尺度CT扫描下的薄互层页岩储层物性差异性表征——以东濮凹陷前梨园和濮洼陷页岩油储层为例[J]. 断块油气田, 2025, 32(5): 764–772.
- [37] 刘国勇, 刘华, 陈蕾, 等. 南堡凹陷油气分布有序性与差异富集主控因素[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(2): 112–122.
- [38] 高永亮, 李国永, 刘小平, 等. 南堡凹陷林雀次洼沙一段页岩不同尺度孔喉分形特征及其主控因素[J]. 特种油气藏, 2024, 31(6): 39–48.
- [39] Wang E, Wang Z, Pang X, et al. Key factors controlling hydrocarbon enrichment in a deep petroleum system in a terrestrial rift basin—a case study of the uppermost member of the upper paleogene shahejie formation, nanpu sag, bohai bay basin, NE China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 107: 572–590.
- [40] Dong Y, Xiao L, Zhou H, et al. The tertiary evolution of the prolific nanpu sag of bohai bay basin, China: Constraints from volcanic records and tectono-stratigraphic sequences[J]. GSA Bulletin, 2010, 122(3–4): 609–626.
- [41] Yuan G, Cao Y, Zhang Y, et al. Diagenesis and reservoir quality of sandstones with ancient “deep” incursion of meteoric freshwater—an example in the nanpu sag, bohai bay basin, east China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 82: 444–464.
- [42] 李国永, 刘小平, 马乾, 等. 南堡凹陷沙一段湖相页岩孔隙结构非均质性及其主控因素[J]. 中国海上油气, 2025, 37(4): 71–82.
- [43] Zhao R, Chen S, Wang H, et al. Intense faulting and downwarping of nanpu sag in the bohai bay basin, eastern China: Response to the cenozoic stagnant pacific slab[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 109: 819–838.
- [44] Zhao X, Zhou L, Pu X, et al. Exploration breakthroughs and geological characteristics of continental shale oil: A case study of the Kongdian Formation in the Cangdong Sag, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 544–556.
- [45] Zhang J, Jiang Z, Gierlowski-Kordesch E, et al. A double-cycle lake basin formed in extensional to transtensional setting: The paleogene nanpu sag, bohai bay basin, China[J]. Sedimentary Geology, 2017, 349: 15–32.
- [46] 张磊, 向才富, 董月霞, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷异常压力系统及其形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 664–675.
- [47] 王政军, 马乾, 魏亚琼, 等. 超级盆地成熟探区烃源岩再评价及其勘探意义: 以渤海湾盆地南堡凹陷古近系沙三段烃源岩为例[J]. 地球科学, 2026, 51(5): 1636–1651.
- [48] Chen D, Pang X, Wang Y, et al. Palaeoenvironmental periodisms of middle eocene terrestrial sediments in bohai bay basin, eastern China, and their implications for organic matter accumulation[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 112: 104060.
- [49] 程丹华, 焦霞蓉, 王建伟, 等. 黄骅拗陷南堡凹陷古近系沙一段页岩油储层特征及油气意义[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(3): 70–81.
- [50] 李琦, 陈睿倩, 商斐, 等. 川东北地区侏罗系凉山组页岩储层孔隙结构及分形特征[J]. 石油实验地质, 2025, 47(2): 323–335.
- [51] 姚睿, 李渔刚, 唐春燕, 等. 辽河拗陷古近系混积型页岩油储层孔隙结构与优质储层成因[J]. 现代地质, 2025, 39(6): 1633–1647.
- [52] 张佳琦, 赵靖舟, 曹磊, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长8–长9油层组泥页岩储层孔隙和微裂缝发育特征与页岩油勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1554–1581.
- [53] 刘忠宝, 沈臻欢, 李鹏, 等. 陆相页岩油岩相与储层孔隙特征及影响因素[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(5): 68–86.
- [54] Tang H jiao, Kou G, Zhou H, et al. Microscopic pore-throat classification and reservoir grading evaluation of the fengcheng

- formation in shale oil reservoir[J]. *Unconventional Resources*, 2024, 4: 100074.
- [55] 缪欢, 姜振学, 龚训, 等. 川中地区筇竹寺组深层—超深层页岩孔隙结构与分形特征[J]. *现代地质*, 2025, 39(5): 1305–1315.
- [56] 李辉, 张涛, 侯雨庭, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段陆相页岩层系致密储层充注物性下限及其控制因素[J]. *现代地质*, 2024, 38(6): 1498–1510.
- [57] 吕鹏瑞, 袁士豪, 耿济世, 等. 陆相油页岩微波热解后的孔隙结构响应机制[J]. *煤田地质与勘探*, 2025, 53(8): 131–139.
- [58] Duan H, Wen Z, Qiu Y, et al. Organic petrography and geochemistry of the fu 2 member of the paleocene funing formation, gaoyou depression, subei basin, eastern China: Implications for shale oil potential[J]. *Unconventional Resources*, 2024, 4: 100066.
- [59] 王红岩, 施振生, 赵群, 等. 上扬子地区下寒武统筇竹寺组地层特征及页岩气富集段分布[J]. *煤田地质与勘探*, 2025, 53(3): 72–89.
- [60] 王爱, 肖开华, 刘忠群, 等. 川东北元坝西部须二段—须三段沉积相及其对储层控制作用[J]. *现代地质*, 2024, 38(2): 350–361.
- [61] 谢通, 陈威, 潘诗洋, 等. 鄂西地区二叠系大隆组含气页岩岩相类型及储层特征[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2024, 54(4): 1154–1176.
- [62] 李阳, 李晓光, 陈昌, 等. 辽河坳陷西部凹陷雷家地区沙四段杜三层细粒沉积岩储层特征及评价[J]. *地学前缘*, 2025, 32(2): 277–289.