

陆相页岩油纹层型、夹层型储层孔隙结构特征及其约束下的流体可动性差异

——以吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层为例

鲍李银^{1,2}, 孙盼科^{1,2*}, 陈永辉², 朱思成^{1,2}, 李玢^{1,2}, 甘春玲^{1,2}, 王江^{1,2}, 崔新璇^{1,2}, 赵振丞^{1,2}

1 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, sunpk@cup.edu.cn

收稿日期: 2023-12-02; 修回日期: 2024-02-02

国家自然科学基金项目(41902125)资助

摘要 中国页岩油资源丰富, 截止至 2022 年底, 中国陆相页岩油预测储量达到 29.74 亿 t, 但在如此规模的储量下只有可采页岩油才具有经济价值。吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层根据矿物组分及源储比可分为夹层型、纹层型及混积型 3 种类型。但由于三类储层孔隙结构特征及流体赋存状态差异较大, 导致在相同的压裂手段下产能差异甚远。为明确吉木萨尔凹陷芦草沟组夹层型、纹层型储层孔隙结构特征及其约束下的流体可动性差异, 本文通过 XRD、铸体薄片、扫描电镜、氮气吸附等方法对孔隙结构特征进行研究, 利用核磁共振离心技术对纹层型、夹层型储层样品页岩油可动性进行定量评价, 采用 T_1 - T_2 谱方法明确不同储层类型页岩油赋存状态, 最终结合孔隙结构特征参数对页岩油储层流体可动性的主控因素进行分析。结果表明, 纹层型储层碳酸盐岩类矿物含量较高, 储集空间以碳酸盐岩晶间孔、黏土矿物层间缝及有机质孔为主, 干酪根含量较高, 游离油组分含量极低, 可动流体饱和度均值仅为 7.97%; 夹层型型长英质含量较高, 储集空间以晶间孔、长石粒内溶孔为主, 流体组分以可动油为主, 其次为束缚油、干酪根, 不含可动水, 可动流体饱和度均值为 29.26%。孔隙结构特征参数中最大孔喉半径大小是控制页岩油储层可动流体饱和度的主要因素, 两者呈指数正相关, 相关系数可达 0.9521。通过本次研究, 明确了吉木萨尔凹陷芦草沟组夹层型、纹层型页岩油储层的主要储集空间类型分别为粒间孔、粒内孔。从单峰夹层型储层到双峰纹层型储层可动流体饱和度逐渐减小, 但均随着最大孔喉半径的增大而呈指数增加, 表明最大孔喉半径对页岩油储层可动流体饱和度有较大的影响。

关键词 页岩油; 纹层型; 夹层型; 孔隙结构; 流体可动性

中图分类号: P618.13; TE34

引用格式: 鲍李银, 孙盼科, 陈永辉, 朱思成, 李玢, 甘春玲, 王江, 崔新璇, 赵振丞. 陆相页岩油纹层型、夹层型储层孔隙结构特征及其约束下的流体可动性差异——以吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层为例. 石油科学通报, 2024, 09(06): 866-884
BAO Liyin, SUN Panke, CHEN Yonghui, ZHU Sicheng, LI Bin, GAN Chunling, WANG Jiang, CUI Xinxuan, ZHAO Zhencheng. Characteristics of pore structure and fluid mobility differences under constraints of continental shale laminar and interbedded reservoirs: A case study of the Lucaogou Formation shale reservoir in the Jimusar Depression. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(06): 866-884. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.067

Characteristics of pore structure and fluid mobility differences under constraints of continental shale laminar and interbedded reservoirs: A case study of the Lucaogou Formation shale reservoir in the Jimusar Depression

BAO Liyin^{1,2}, SUN Panke^{1,2}, CHEN Yonghui², ZHU Sicheng^{1,2}, LI Bin^{1,2}, GAN Chunling^{1,2}, WANG Jiang^{1,2}, CUI Xinxuan^{1,2}, ZHAO Zhencheng^{1,2}

1 College of Geosciences, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Received: 2023-12-02; Revised: 2024-02-02

Abstract China is rich in shale oil resources. By the end of 2022, the predicted reserves of continental shale oil in China have reached 3 billion tonnes, but only recoverable shale oil has economic value under such reserves. The shale oil reservoirs of the Lucaogou Formation in the Jimusar Sag can be divided into three types: interlayer type, lamina type and block type according to mineral composition and source-reservoir ratio. However, due to the large difference in pore structure characteristics and fluid occurrence state of the three types of reservoirs, the productivity difference is high using the same fracturing method. In order to clarify the pore structure characteristics of the Lucaogou interlayer and laminated reservoirs in the Jimusar sag and the difference of fluid mobility under their constraints, this paper studies the pore structure characteristics by means of XRD, casting thin sections, scanning electron microscopy and nitrogen adsorption. Nuclear magnetic resonance centrifugation technology was used to quantitatively evaluate the mobility of shale oil in laminated and laminated reservoir samples. The T_1 - T_2 spectrum method was used to clarify the occurrence state of shale oil in different reservoir types. Finally, the main controlling factors of fluid mobility in shale oil reservoirs were analyzed by combining characteristic pore structure parameters. The results show that the carbonate content of laminated reservoirs is high, and the reservoir space is dominated by carbonate intergranular pores, clay mineral interlayer fractures and organic matter pores. The fluid component is dominated by kerogen, and the free oil component content is extremely low. The average value of movable fluid saturation is only 7.97%. The felsic content of the interlayer type is higher, the reservoir space is mainly composed of intercrystalline pores and dissolved pores in feldspar grains, the fluid composition is mainly movable oil, followed by bound oil and kerogen, and there is no movable water. The average saturation of movable fluid is 29.3%. The pore throat radius in the characteristic pore structure parameters is the main factor controlling the movable fluid saturation of shale oil reservoirs. The two are exponentially correlated, and the correlation coefficient can reach 0.95. Through the study, the main reservoir space types of the intergranular pores and intra-granular pores in the Lucaogou Formation and the laminar shale oil reservoirs in the Jimusar Depression are determined. The mobile fluid saturation decreases gradually from unimodal interlayer reservoirs to bimodal laminated reservoirs, but increases exponentially with the increase of the maximum pore throat radius. The results show that the maximum pore throat radius has a great influence on the mobile fluid saturation of shale oil reservoir.

Keywords shale oil; laminated type; interlayer type; pore structure; fluid mobility

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.067

0 引言

中国陆相页岩油资源丰富, 截止 2022 年底, 中国陆相页岩油已探明地质储量 13.06 亿 t, 控制储量 1.28 亿 t, 预测储量 29.74 亿 t。2022 年陆相页岩油生产原油约 318 万 t, 其中准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组已提交的三级储量高达 11.12 亿 t, 探明储量超过了 1 亿 t, 长庆庆城页岩油三级储量 10.52 t, 大庆古龙页岩油三级储量高达 12.68 亿 t。充分的说明了国内陆相页岩油具有十分广大的发展前景^[1-3]。自 2010 年以来, 中石油中石化在松辽盆地、准噶尔盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地开展了大量的页岩油钻探与试

采工作^[4-7]。但随着国内陆相页岩油勘探开发的深化, 页岩油实际产量与资源潜力之间不匹配的问题日益明显^[8], 庆城页岩油当前总产量为 1100 万 t, 吉木萨尔芦草沟组页岩油总产量为 151 万 t, 大庆古龙页岩油总产量仅有 9.76 万 t, 产量与三级储量的占比最高不到 1%。与美国七大盆地 580 亿桶储量, 244 亿桶产量的 42.1% 的产储比相差甚多。这是由于中国陆相页岩油存在沉积相变快、非均质性强等问题导致的。郭旭升、金之钧等学通过国内外岩相组合类型对比研究将页岩油储层分为了夹层型、纹层型及混积型 3 种^[8-9]。其中夹层型具有源储分离的特点, 物性相对较好, 岩性组合以粉细砂岩、凝灰岩及页岩互层为主, 多发育

粒间孔、粒内溶孔,在鄂尔多斯中三叠统长 7^{1-2} 段多为发育^[10-11]。纹层型具有在鄂尔多斯长 7^3 段及古龙凹陷青一段及四川盆地中下侏罗统中较为发育,物性较差,多为黏土质页岩。硅质页岩混合互层而成,储集空间类型以黏土矿物层间缝、粒间孔及微裂缝为主^[8]。混积型在吉木萨尔凹陷芦草沟组多为发育,结合了纹层型与夹层型的特点,同时又混有大量碳酸盐岩矿物,储集空间特征更为复杂^[12]。不同类型的储层流体可动性上差异极大,前人在页岩油赋存状态与流体可动性研究上做了大量的工作。页岩油有3种状态:游离油、束缚油、溶解油。其中游离油多聚集在页岩孔隙和裂缝中,易于开采^[13]。束缚油多在范德华力的作用下附着于有机质、矿物表面及干酪根有机质中,当前的技术手段难以进行有效提取^[14]。溶解油指的是溶解在干酪根、天然气中的油,由于其含量极少,通常忽略不计^[15-16]。目前主要研究页岩油流体可动性主要采用核磁共振和离心位移分析法^[17-18]、 T_1 - T_2 二维核磁法^[19]、分子动力学模拟法^[20-22]等。揭示了游离油、束缚油的赋存状态特征。但对导致产能差异极大的不同类型页岩油相态的赋存特征及可动性的研究仍比较薄弱。因此本次对吉木萨尔凹陷芦草沟组长英质为主的夹层型页岩以及长英质-碳酸盐岩为主的纹层型页岩两种页岩储层的孔隙结构特征及其控制下的流体可动性差异进行研究,为后期针对不同类型的页岩油气勘探开发提供方向和理论依据。

1 地质背景

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东南缘,是盆地一级构造单元东部隆起上的一个次级凹陷,面积约1278 km²(图1)。除东侧为地层超覆线外,其余三面均受断裂控制,具有典型西断东超的箕状结构特征,整体呈现西高东低的特征,西部为低洼带,东部为斜坡带,纹层型页岩油主要发育在西部低洼带,夹层型页岩油主要发育在东部的斜坡带(图2)^[23]。研究区二叠系自下而上发育中二叠统井井子沟组、芦草沟组和上二叠统梧桐沟组。芦草沟组与井井子沟组整合接触,地层最厚区域在凹陷中部,主体厚度为100~320 m,向周缘减薄。芦草沟组沉积时期地势平缓,水深变化对出露面积影响较大,湖盆沉积物受气候、构造活动、地表水注入等因素影响明显,主要发育湖泊相和三角洲相两大沉积相类型,以湖泊相为主^[24-26]。下甜点沉积环境为短期水体开放的封闭型咸化湖泊,主要为三角洲前缘亚相和滨浅湖-半深湖亚相泥岩沉积。上甜点沉积环

境为封闭型咸化湖泊,受地表水的注入和事件性的火山爆发影响,主要发育滨浅湖-半深湖亚相沉积^[27-28]。

2 实验样品、方法及过程

通过对岩心鉴定,将粉砂岩夹层型储层分为两种,一种以长英质为主,发育水平层理,楔状交错层理、波状层理。另一种以云质粉砂岩为主,粒度相对较细,发育波状层理与水平层理。纹层型储层以云质泥岩为主,主要发育水平层理(图2)。本次研究芦草沟组共计取样35块,分别位于J176井、J10016井、J10012井、J10014井、J10024井、J10025井,其中,纹层型样品11块、夹层型样品24块。对其中7块纹层型样品、11块夹层型样品进行了XRD、高压压汞、氮气吸附实验。对其中8块纹层型样品、16块夹层型样品进行了核磁共振-离心位移实验。

2.1 矿物学与岩石学

薄片观察采用中国石油大学(北京)莱卡DM2700P显微镜。每个薄片注射蓝色环氧树脂,用茜素红染料鉴定方解石。通过Bruker D8 Discover仪器进行X射线衍射(XRD)分析。每个样品约5 g,在分析前粉碎成300目的颗粒,利用闪烁探测器对衍射光束进行测量,计数时间为20 s。

2.2 氮气吸附

氮气吸附实验根据SY/T 6154-2019《岩石比表面积和孔径测定静态修复容量法》标准。在北京市理化测试中心,采用Quadrasorb Station型比表面分析仪在-196 °C下完成的。

2.3 高压压汞

本次高压压汞测试执行中华人民共和国石油天然气行业标准:SY/T5336-2006《岩心常规分析方法》,SY/T5346-2005《岩石毛管压力曲线的测定》。采用美国corelab CMS300和美国AutoPore IV 9505压汞仪。样品测试前在105 °C下烘干至恒重,压汞实验包括加压进汞、减压退汞过程,最高实验压力200 MPa。

2.4 核磁共振(NMR)

本次研究采用核磁共振页岩分析仪(MicroMR12-025v)。试验分两个阶段进行。首先由于页岩中的剩余油会影响孔隙结构的测试结果,所以先对样品进行预处理,并使用溶剂提取洗油。将岩心样品用石油醚

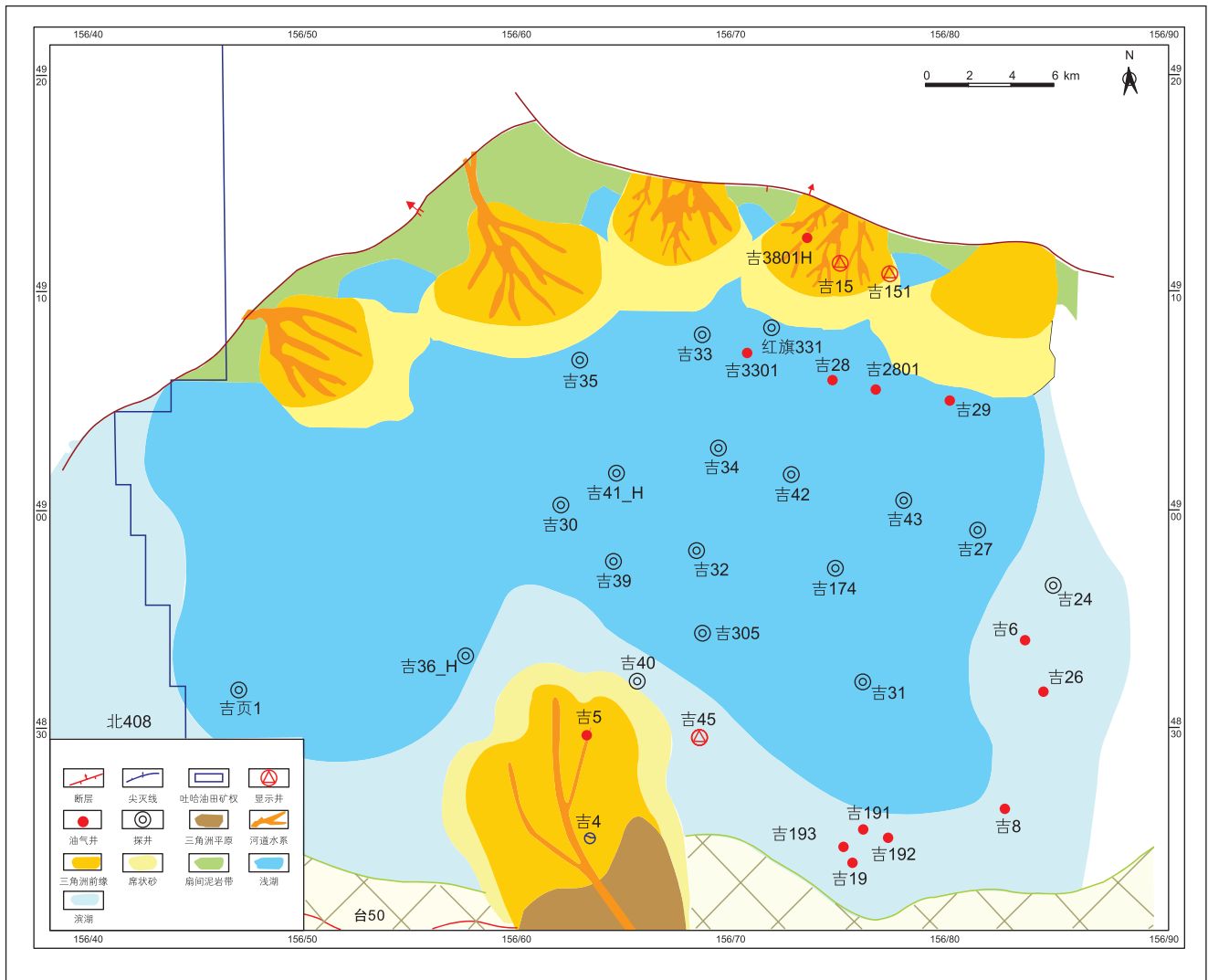
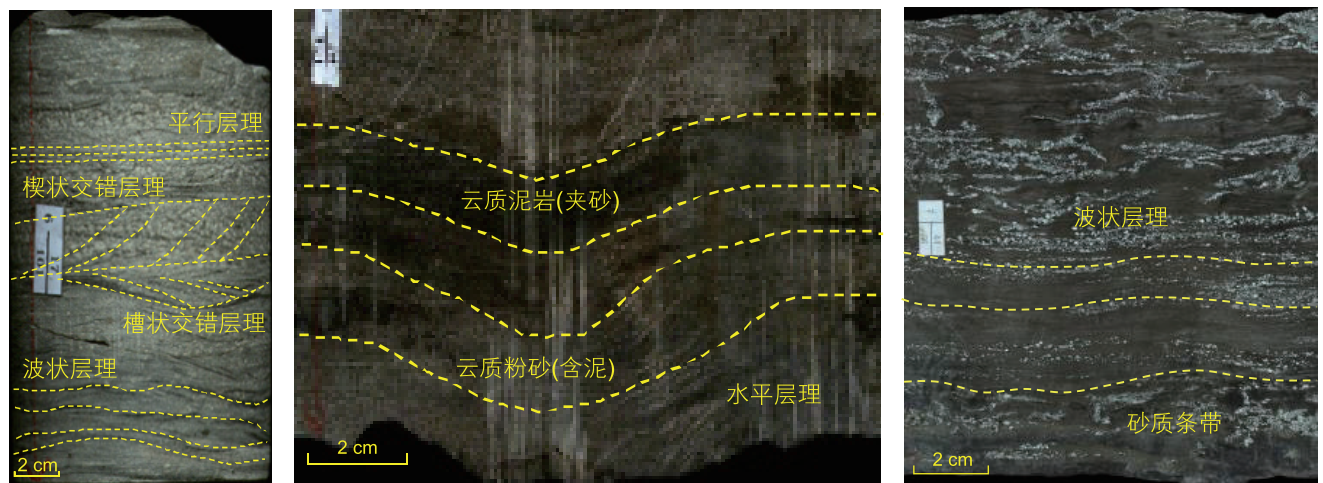


图 1 吉木萨尔凹陷芦草沟组研究区位置及沉积分布特征

Fig. 1 Location and sedimentary distribution characteristics of the Lucaogou Formation research area in Jimusaer Depression



(a) 粉砂岩夹层型(粗粒)

(b) 粉砂岩夹层型(细粒)

(c) 粉砂条带纹层型

图 2 夹层型、纹层型储层岩心特征

Fig. 2 Characteristics of intercalated and laminar reservoir cores

彻底清洗干净,然后再60℃烤箱中加热72h,直至样品质量停止变化。饱水后再使用高速离心机以不同的转速(3000、6000、9000、12000 rpm)进行离心。

3 纹夹层型储层基本特征差异

3.1 矿物组分特征差异

通过对纹层型11块、夹层型24块样品的X衍射分析结果统计发现,纹层型储层岩石矿物组分以白云石和长石为主,质量分数平均值分别为48%和19.5%,

石英矿物质量分数平均值为16.9%,黏土矿物质量分数平均值为12.5%。夹层型储层岩石矿物组分以长石、石英为主,质量分数平均值分别为39.3%和28.1%。白云石质量分数平均值为17.3%。黏土矿物含量平均值为12.5%(表1)。

3.2 物性特征差异

在储层类型划分的基础上,利用氮孔隙计法对两类储层物性进行测量,纹层型储层孔隙度在1.4%~15.4%之间,平均孔隙度为7.13%。渗透率在0.01~13.54 mD

表1 研究区黏土矿物组分含量表

Table 1 Content of clay mineral components in the study area

样品类型	井号	深度/m	样品名称	矿物含量/%							
				石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	铁白云石	黏土矿物
纹层型	J10025	3615.58	A1	10.4	0.8	7.2	3.3	74.8	/	/	3.5
	J10025	3554.88	A4	14.6	2.3	12.4	/	64.8	/	/	5.9
	J10025	3557.60	A11	19.3	1.8	14.8	/	57.3	/	/	6.8
	J10025	3390.37	A30	14.9	1.6	17.0	/	52.6	/	/	13.9
	J10025	3614.83	A14	10.7	1.9	29.4	/	47.7	/	/	10.3
	J174	3354.70	A23	12.5	1.0	22.8	6.3	36.4	3.0	/	18
	J174	3368.24	A19	10.6	1.7	24.7	12.3	33.7	/	/	17
	J174	3615.32	A24	21.3	1.5	12.9	4.3	40.7	/	/	19.3
	J174	3301.93	A8	18.6	2.6	16.8	/	43.1	/	/	18.9
	J174	3165.70	A10	41.0	2.7	10.0	/	41.1	/	/	5.2
	J10014	3390.37	A20	11.6	1.8	26.6	5.5	32.5	/	/	19
夹层型	J10025	3587.23	A2	8.1	0.7	69.2	15.7	/	/	3.8	2.5
	J10025	3520.28	A16	22.3	1.2	18.7	29.8	/	6.2	9.8	12.0
	J10025	3535.27	A5	34.0	5.7	42.3	/	/	/	/	18
	J10025	3543.93	A21	46.3	1.6	9.6	/	24.5	/	/	18
	J10025	3520.10	A25	39.3	2.9	24.6	/	23.2	/	/	10
	J10025	3600.23	A9	25.9	2.4	29.8	/	35.4	/	/	6.5
	J10025	3580.92	A29	29.1	3.8	21.1	6.3	31.7	/	/	9
	J10025	3578.31	A22	36.6	4.1	23.1	/	23.6	2.0	/	10.6
	J10025	3529.74	A34	49.9	1.7	8.8	/	24.8	2.1	/	12.7
	J10025	3554.01	A35	52.9	0.9	17.3	/	20.4	/	/	8.5
	J10025	3610.18	A3	39.7	6.1	24	/	21.6	/	/	8.1
	J10025	3554.88	A7	32.2	3.1	31.5	/	21.3	/	/	11.9
	J10024	3519.62	A12	41.3	3.7	22.9	/	18.9	/	/	13.2
	J10024	3617.60	A17	36.1	3.9	29.8	/	18.3	0.2	/	11.7
	J10024	3523.10	A33	47.5	1.1	25.3	/	16.7	/	/	9.4
	J10024	3524.30	A28	52.3	1.3	21.8	/	21.3	/	/	3.3
	J10024	3527.60	A27	56.1	1.9	21.9	/	9.7	/	/	10.4
	J10016	3305.99	A18	30.9	5.0	28.5	/	13.3	3.2	/	19.1
	J10016	3310.21	A26	37.8	5.3	31.8	/	14.1	/	/	11
	J10016	3302.22	A15	42.8	10.0	27.5	/	9.2	4.1	/	6.4
J302	2773.40	A32	53.6	1.9	24.7	/	11.1	/	/	8.7	
J172	2851.38	A6	35.4	6.4	29.6	7.7	7.5	/	/	13.4	
J172	3182.43	A31	41.7	3.7	29.6	/	8.6	/	/	16.4	
J176	3050.57	A13	53.1	3.7	25.4	/	9.7	/	/	8.1	

之间, 平均渗透率为 0.203 mD; 夹层型储层孔隙度在 2.4%~22.3%之间, 平均孔隙度为 11.62%。渗透率在 0.01~16.7 mD 之间, 平均渗透率为 0.344 mD。

3.3 储集空间类型差异

通过对吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层总计 35 块样品的 307 张铸体薄片及 31 块样品 358 张扫描电镜照片的观察分析, 统计纹层型、夹层型不同类型孔

隙的发育情况, 统计结果如下(图 3), 夹层型储层储集空间类型以粒内孔、粒间孔为主, 所占比例分别为 48%、37.8%, 纹层型储层储集空间类型粒内孔、粒间孔、晶间孔及有机质孔均较为发育。微裂缝在两种储层中均有所发育, 占比在 10%左右。

通过进一步的观察发现, 夹层型储层粒间孔主要发育粒间溶蚀孔及少量残余粒间孔, 原生粒间孔基本不发育(图 4a、b)。夹层型储层粒内孔主要发育长

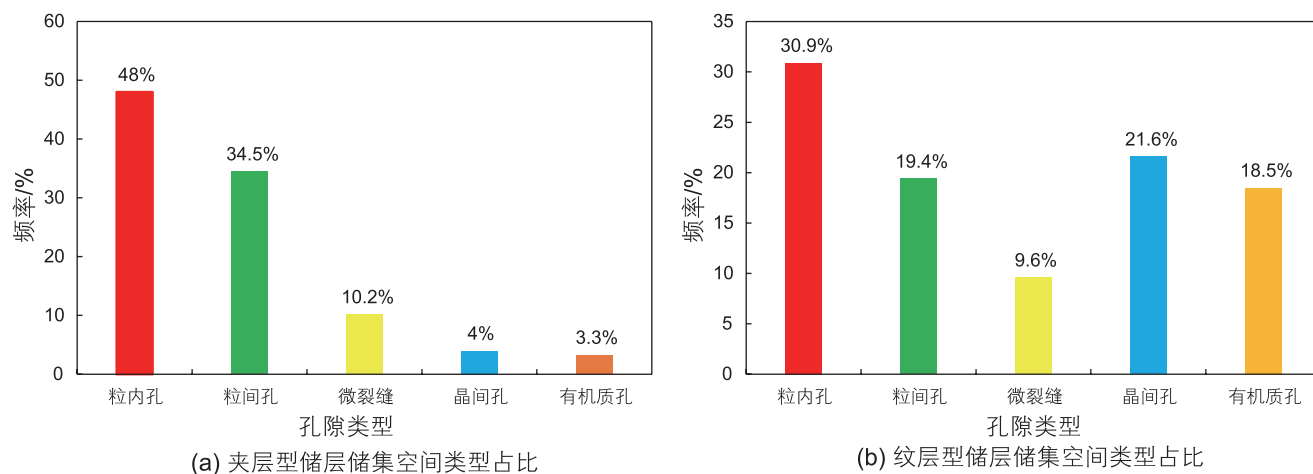
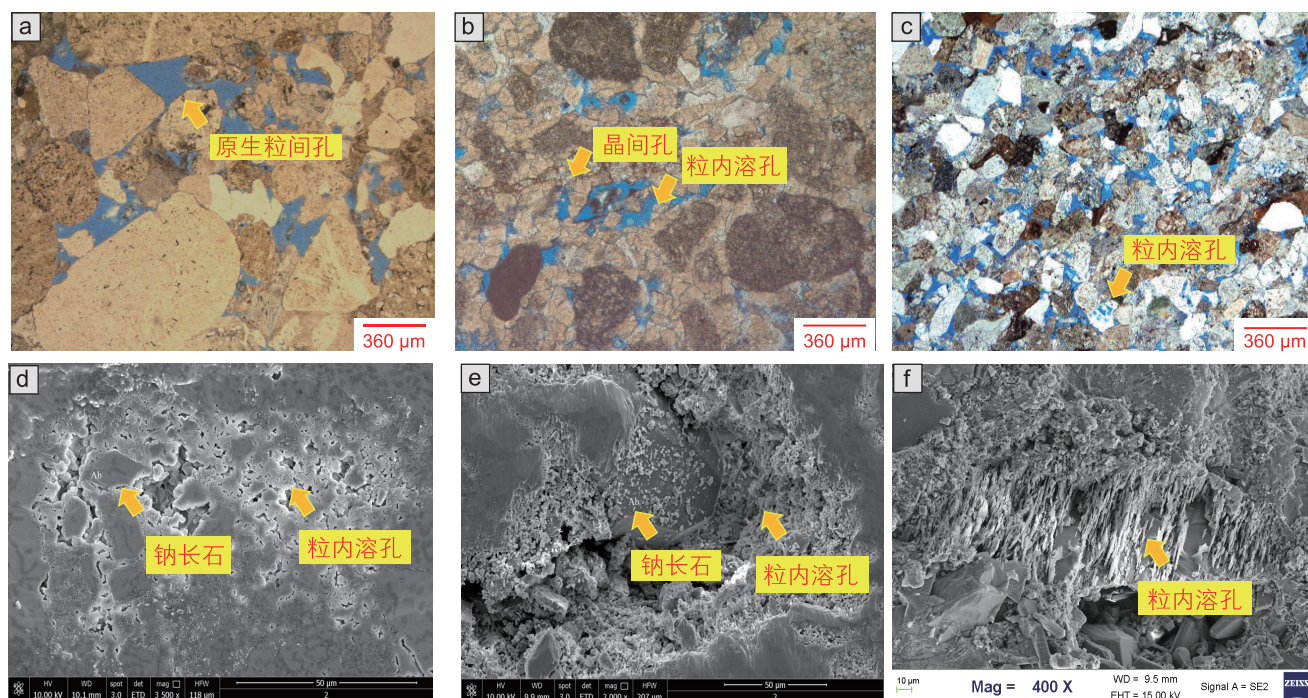


图 3 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层发育各类孔隙类型占比

Fig. 3 Proportion of various pore types in shale oil reservoirs of Lucaogou Formation in Jimsar Sag



(a) J302 2773.40 m 原生粒间孔; (b) J174 3182.43 m 粒内溶孔及晶间孔; (c) J172 2851.38 m 粒内孔; (d) J10025 3554.88 m 自生钠长石及长英质微粒充填粒内溶蚀孔; (e) J10025 3556.41 m 碎屑矿物充填粒内溶蚀孔; (f) J10012 3176.7m 长石沿解理缝溶蚀形成粒内溶孔

图 4 研究区芦草沟组粒内孔镜下特征

Fig.4 Characteristics of intergranular pores in Lucaogou Formation in the study area

石粒内溶孔, 扫描电镜下形态多呈蜂窝状、多边形状(图4d), 且部分溶蚀孔隙被长石、石英等矿物充填(图4e)。而部分颗粒完全溶蚀后形成铸模孔(图4b), 在扫描电镜下可观察到溶蚀孔隙沿着节理发育呈串珠状分布(图4f)。此外, 夹层型储层中也发育大量的岩屑粒内溶蚀孔, 主要为岩屑中的易溶组分(长石、胶结物、填隙物)发生选择性溶蚀所形成的孔隙(图4c)。

纹层型储层粒间孔发育程度较低, 白云石晶间孔较为发育, 含有少量由黏土矿物脱水缩合作用形成的黏土矿物晶间孔, 多呈新月状、三角状、楔状(图5a、5d)。少数纹层型储层中含有较多的有机质孔及黏土矿物层间缝(图5b), 多数纹层型样品黏土矿物层间缝夹在黏土矿物之间, 呈条带状分布, 且多数被黄铁矿或碎屑矿物所充填(图5e)。有机质孔发育在有机质中多呈现圆形、椭圆形, 部分有机质孔发育在有机质与矿物的边缘处(图5b、5e)。部分有机质中包含碎屑颗粒, 孔隙较为发育(图5f)。脆性矿物含量较高的样品中微裂缝也有所发育(图5c)。

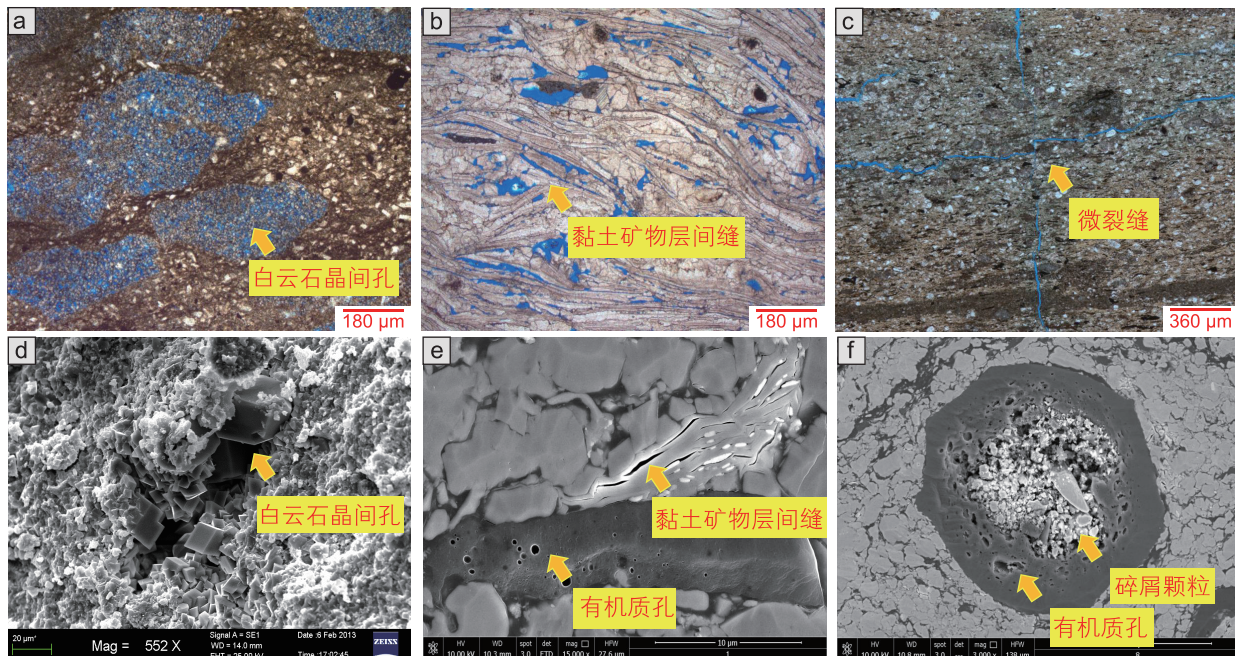
4 纹夹层型储层孔隙结构特征差异

4.1 氮气吸附回滞环特征差异

氮气吸附回滞环是由于吸附和脱附过程中所形

成的凝聚液半月膜形状或大小差异而观察到的滞后现象^[24]。其形态受控于孔隙的大小、类型及分布情况^[25-27], 国际纯化学与应用化学联合会(IUPAC)在De Boer提出的吸附回线5类的基础上推荐将吸附回线分为H1、H2、H3、H4四类^[28-30]。

图6为夹层型、纹层型页岩储层14块典型样品的氮气吸附和解吸等温线。根据等温线形态可以看出, 两种类型储层样品的回滞环特征有所差异。夹层型储层主要发育易于形成回滞环的墨水瓶状、楔形的粒间溶蚀孔及粒内溶孔, 多数样品在 P/P_0 值为0.45~0.5之间吸附-脱附曲线开始分离, 形成了较为明显的滞后回环, 该部分回滞环类型以H3型为主, 最大吸附量在1.5~4.5 mL/nm²·g之间, 少量夹层型样品全程无分离区间, 无明显滞后环, 最大吸附量在1.0~1.5 mL/nm²·g之间。纹层型储层多发育不易形成回滞环的一端闭塞的楔形及锥形的粒内溶蚀孔及黏土矿物层间缝, 吸附曲线与脱附曲线基本重合, 整段无曲线分离点, 回滞环面积积极小, 属于H4型回滞环。最大吸附量小于1 mL/nm²·g。根据De Boer对回滞环的解释结论, 夹层型页岩油储层孔隙类型主要为墨水瓶状、楔形孔, 纹层型页岩油储层孔隙类型以一端封闭的楔形孔、锥形孔为主。



(a) J174 3301.93 m 白云石晶间孔; (b) J174 3165.32 m 黏土矿物晶间孔及收缩缝; (c) J10025 3563.1 m 微裂缝; (d) J10014 3390.37 m 白云石晶间孔; (e) J10025 3615.58 m 有机质孔及黏土矿物层间缝; (f) J10025 3580.92 m 有机质中包含碎屑颗粒

图5 研究区芦草沟组晶间孔镜下特征

Fig. 5 The characteristics of the Lucaogou Formation in the study area under the intercrystalline pore microscope

4.2 孔径及孔体分布特征差异

通过高压压汞孔径数据可以看出，本次实验样品孔隙半径主体小于 $0.1 \mu\text{m}$ (图 7)，而高压压汞在表征孔隙半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的孔隙结构特征会有较大的误差，因此本文采用氮气吸附的方法结合BJH模型对 100 nm 以内的孔喉半径分布特征进行表征，该模型是根据 Kelvin 毛细凝聚理论发展而来的，也是目前氮气吸附孔径计算应用最为广泛的模型之一^[31]。

纹层型储层多发育在半深湖-深湖相中。石英矿物含量整体小于 20%，碳酸盐岩类矿物含量大于 40%，储层致密程度较高。孔隙类型以孔喉半径较小

晶间孔及有机质孔为主，含有少量粒内溶孔。该类样品在孔径分布上呈现双峰特征，其中较高的峰值位于 $2\sim 4 \text{ nm}$ 处，孔隙体积增量 $dV/d(\log D)$ 最大值小于 $0.0015 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。较低的峰值位于 $30\sim 80 \text{ nm}$ 之间 (图 8)。A2、A10、A16、A8、A4 五个样品孔隙度均在 6% 左右，黏土矿物含量及碳酸盐岩类矿物含量依次增加， $5\sim 40 \text{ nm}$ 孔径分布曲线与横轴的包围面积依次增大，说明黏土矿物含量与碳酸盐岩类矿物含量在一定程度上影响着 $5\sim 40 \text{ nm}$ 孔径孔隙的发育。A11 孔隙度小于 2%，双峰孔体积增量及孔径分布曲线与横轴的包围面积远小于前 5 个样品。由此推断纹层型储层物性好坏也在一定程度上影响样品的气体吸附能力。

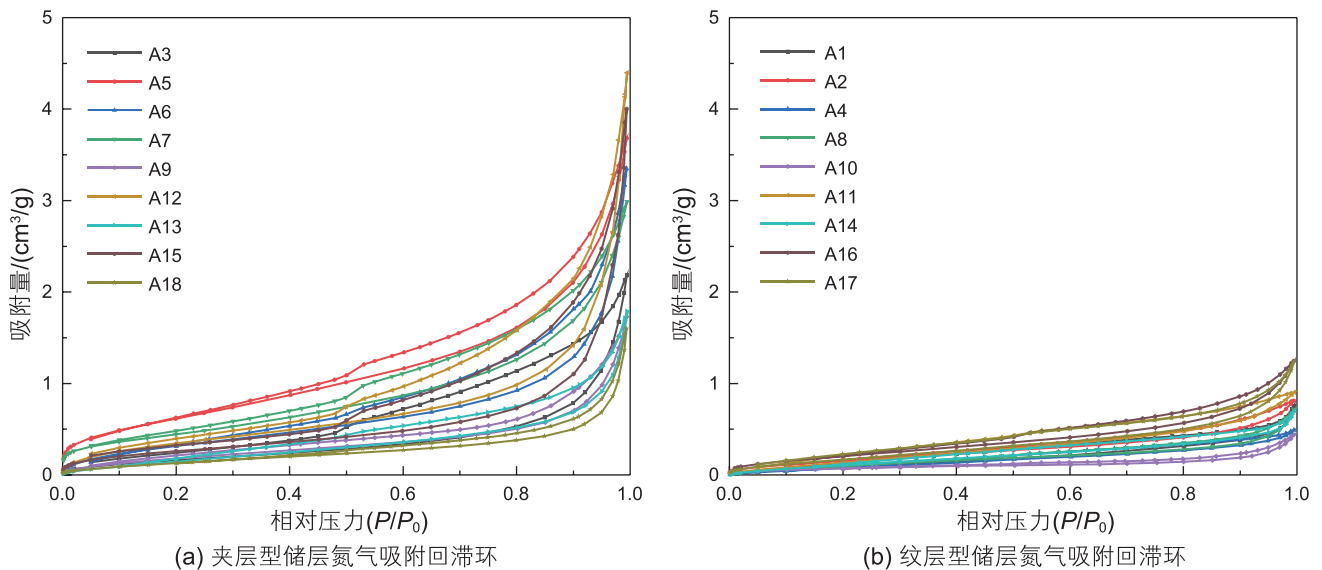


图 6 夹层型、纹层型储层氮气吸附回滞环

Fig. 6 Nitrogen adsorption hysteresis loop of interlayer and laminated reservoirs

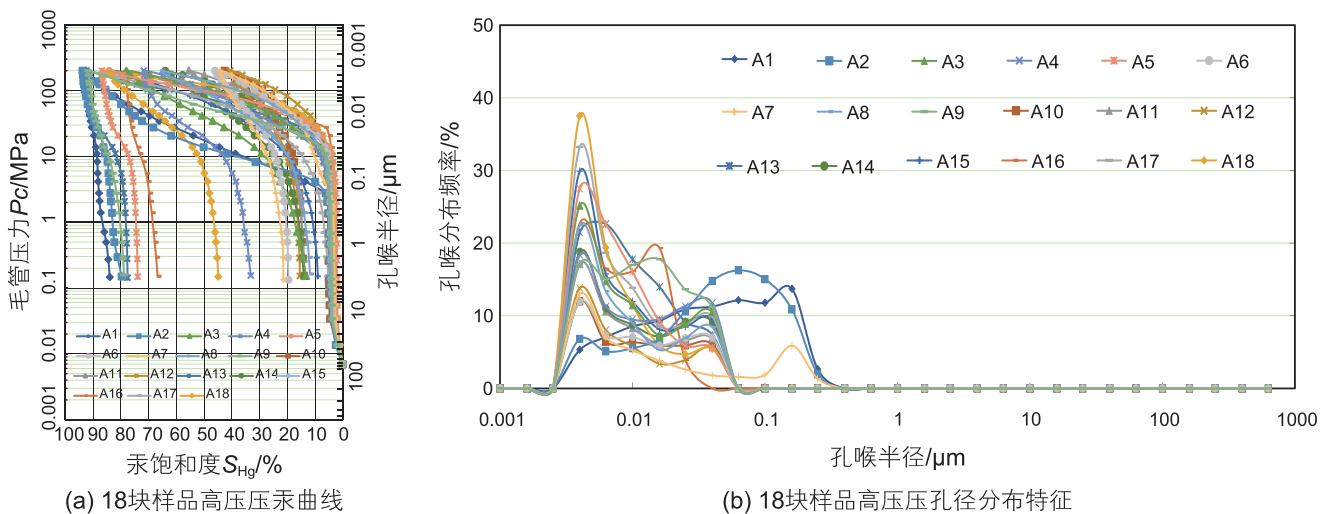


图 7 18 块样品高压压汞特征

Fig. 7 High pressure mercury intrusion characteristics of 18 samples

夹层型储层多发育在滨湖-浅湖相中, 石英含量大于 30%, 长英类矿物含量大于 60%, 抗压实能力较强, 储层致密程度相对较低。孔隙类型以孔喉半径较大的粒间孔为主, 含有少量粒内溶孔, 晶间孔不发育。A10、A12、A3、A7 四个样品碳酸盐岩类矿物含量大于 15%, 在 2~100 nm 孔径分布上呈现单调递增的特

征, 孔隙体积增量 $dV/d(\log D)$ 最大值可达 $0.0055 \text{ cm}^3/\text{g}$, 远高于纹层型。A13、A5 两块样品碳酸盐岩类矿物含量低于 5%, 在 2~100 nm 孔径分布上整体较为均一, 呈中锋型特征(图 9)。也进一步说明了碳酸盐岩类矿物对夹层型储层孔径在 2~100 nm 的孔隙半径分布特征有较大的影响。

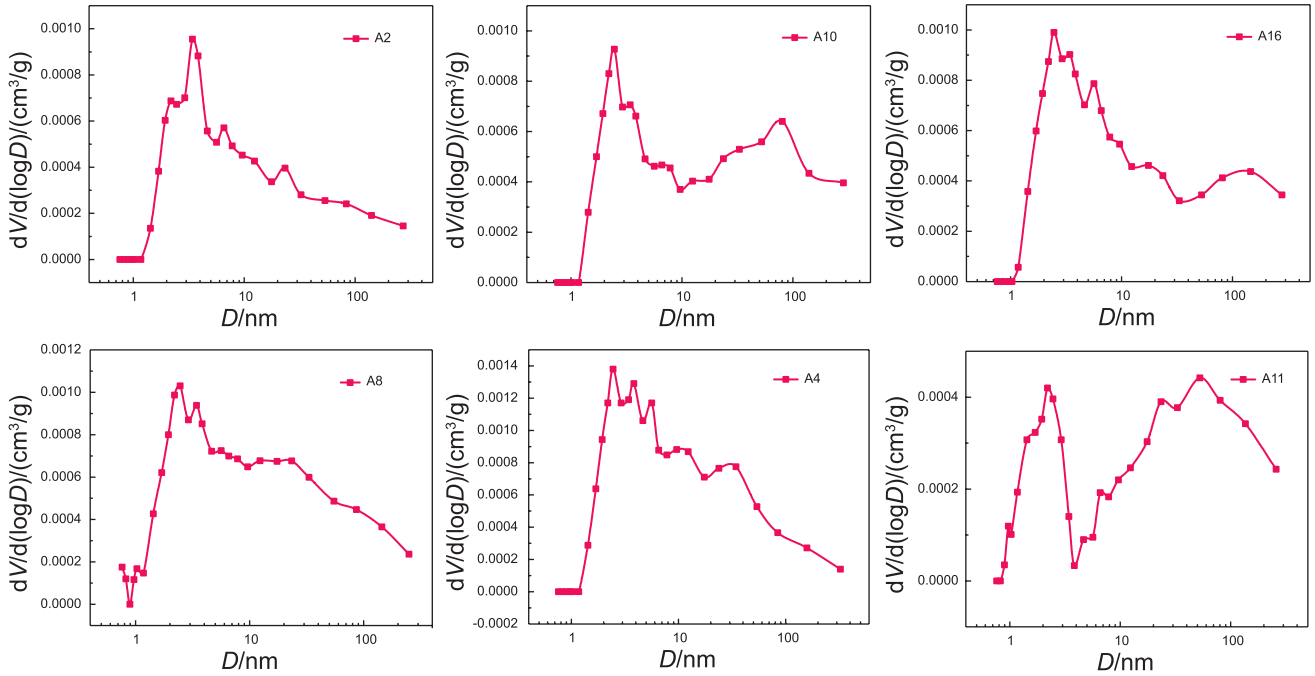


图 8 纹层-双峰型孔径分布特征

Fig. 8 Distribution characteristics of double peak pore size in the lamina

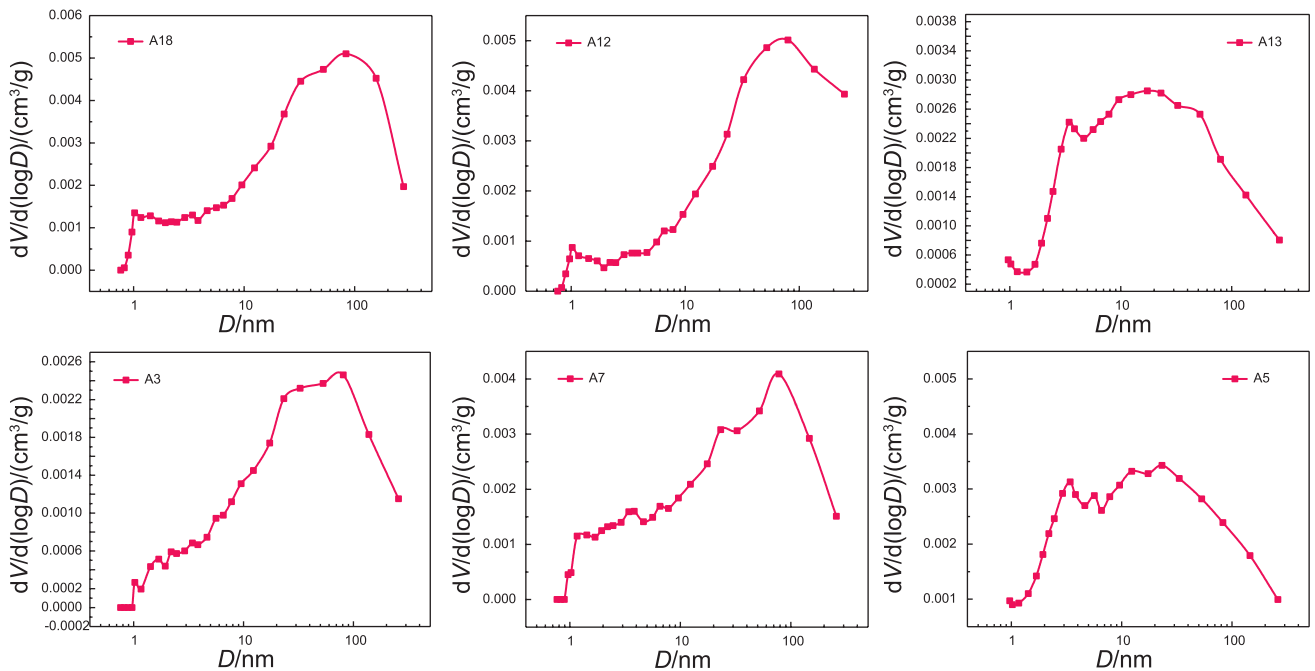


图 9 夹层-中锋型、夹层-后峰型孔径分布特征

Fig. 9 Pore size distribution characteristics of interlayer peak type and interlayer post peak type

根据纹层型储层孔径分布特征,对该类储层孔径范围在 2~10 nm(小孔)、10~50 nm(中孔)、50~100 nm(宏孔)范围的孔隙体积进行了统计。通过表 2 可以看出,研究区纹层型储层总孔体积主体小于 0.014 mL·g⁻¹。孔径在 2~10 nm 范围的孔体积最为发育,总占比在 38.1%~44.3%之间,平均占比为 41.1%,孔径在 10~50 nm 范围的孔体积总占比在 30.9%~35.8%之间,平均占比为 34.2%;孔径在 50~100 nm 范围的孔体积占比在 21.3%~31.1%之间,平均占比为 24.7%。结合纹层型储层矿物组分含量特征进行分析,发现纹层型储层小孔体积占比随着碳酸盐岩含量的增加显著减小,相关系数高达 0.967。而中孔、宏孔孔体积占比则随着碳酸盐岩含量的增加而增大(图 10)。说明了在纹层型储层中,碳酸盐岩矿物是控制孔体积及其占比的重要因素。

夹层型储层总孔体积主体大于 0.014 mL·g⁻¹,孔径在 2~10 nm 范围的孔体积占比相对较少,总占比在 25.6%~39.2%之间,平均占比为 33.2%,孔径在 10~50 nm 范围的孔体积总占比在 33.9%~37.5%之间,平均占比为 35.6%;孔径在 50~100 nm 范围的孔体积占比相对较高,在 25.1%~38.9%之间,平均占比为 31.2%。结合夹层型储层矿物组分含量特征进行分析,发现夹层型储层中孔孔体积占比随着长石含量的增加而减少,相关系数为 0.839。同时不同孔径范围的孔体积随着长石矿物含量的变化而有一定程度的变化,说明在夹层型储层中,长石矿物是控制孔体积及中孔孔体积占比的重要因素(图 11)。

4.3 分形特征差异

本次研究采用氮气吸附结合分形的方法来对储层的孔隙结构复杂程度进行表征。其中基于气体吸附分形维数的计算方法有许多,主要有 FHH、NK、热力学动力学法等,其中 Frenkel-Halsey-Hill(FHH)方法适用范围较广^[31],其公式如下:

$$\frac{V}{V_m} = C \times \left[RT \times \ln \frac{P_0}{P} \right]^\alpha \quad (1)$$

式中, V 为实验吸附量, cm³/g; V_m 为单分子层的饱和吸附量, cm³/g; C 为特征常数; P 为实验压力, MPa; P_0 为实验温度下氮气的饱和蒸气压, MPa; α 为与分形维数和吸附机制相关的参数; R 为气体常量, 无量纲; T 为气体温度, K。

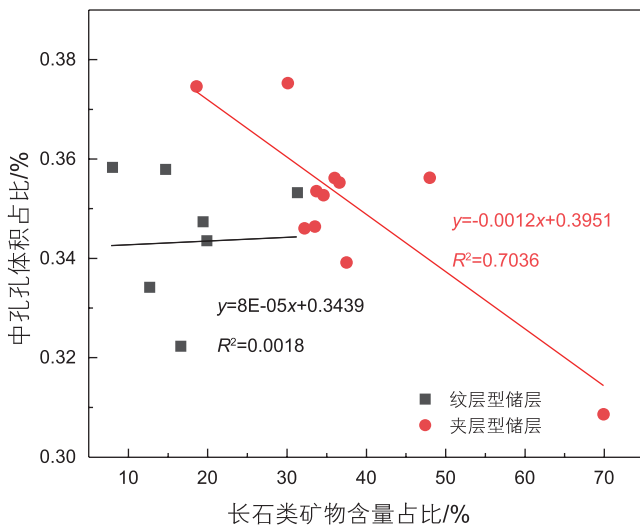
对式(2)进行对数处理,得到方程

$$\ln V = A + \alpha \ln \left[\ln \frac{P_0}{P} \right] \quad (2)$$

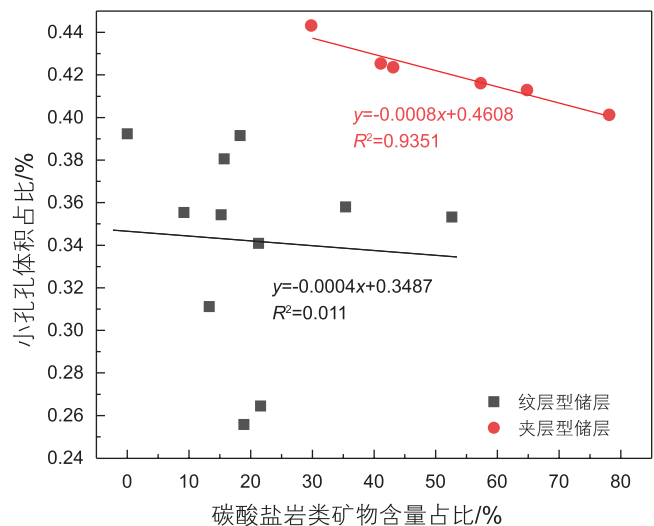
式中, A 为常数。

利用氮气吸附实验结果,利用 $\ln V$ 和 $\ln[\ln(P_0/P)]$ 作交会图,找出直线回归系数 α ,则分形维数 $D=2-\alpha$ 。

根据 FHH 方程原理, P/P_0 在小于 0.45 时,尚未形成毛细管凝聚现象,所计算出的分形维数表征的是孔隙表面的非均质性而非孔隙内部结构的非均质性,本次研究对纹层型、夹层型 P/P_0 大于 0.45 的吸附曲线进行分形维数的计算。根据图表显示,以 $P/P_0=0.75$ 为界,左右两侧,分形维数标识分别为 D_1 、 D_2 。根据孔内凝聚曲率关系的 Kelvin 方程表达式可知(式 3),当



(a) 长石类矿物-中孔孔体积占比相关性



(b) 碳酸盐岩矿物-微孔孔体积占比相关性

图 10 矿物组分-孔体积占比相关性

Fig. 10 Correlation between mineral composition and pore volume proportion

表 2 纹层型、夹层型不同孔径范围孔体积含量表

Table 2 Volume content of pores in different aperture ranges of laminated and sandwich types

类型	样品 编号	孔体积/(mL·g ⁻¹)			总孔体积	孔体积比例/%		
		2~10 nm	10~50 nm	50~100 nm		2~10 nm	10~50 nm	50~100 nm
纹层型	A1	0.003 209 0	0.002 865 0	0.001 922 0	0.007 996	0.401 326	0.358 304	0.240 370
	A2	0.003 141 0	0.002 547 0	0.002 565 0	0.008 253	0.380 589	0.308 615	0.310 796
	A4	0.005 332 2	0.004 622 5	0.002 960 2	0.012 915	0.412 872	0.357 920	0.229 208
	A8	0.004 594 2	0.003 767 7	0.002 484 8	0.010 847	0.423 557	0.347 359	0.229 084
	A10	0.003 318 4	0.002 606 9	0.001 876 2	0.007 802	0.425 354	0.334 154	0.240 492
	A11	0.001 746 6	0.001 352 7	0.001 097 7	0.004 197	0.416 154	0.322 302	0.261 544
	A14	0.006 082 8	0.005 338 2	0.003 691 0	0.015 112	0.402 515	0.353 242	0.244 243
	A16	0.004 128 5	0.003 199 8	0.001 985 8	0.009 314	0.443 253	0.343 544	0.213 204
	A17	0.005 192 2	0.004 688 1	0.003 380 9	0.013 261	0.391 533	0.353 520	0.254 947
夹层型	A3	0.003 760 3	0.005 335 0	0.005 121 4	0.014 217	0.264 499	0.375 263	0.360 238
	A5	0.016 867 6	0.015 316 1	0.010 811 2	0.042 995	0.392 316	0.356 231	0.251 453
	A6	0.004 962 5	0.004 988 7	0.004 055 2	0.014 006	0.354 302	0.356 173	0.289 525
	A7	0.008 963 0	0.009 272 7	0.008 053 7	0.026 289	0.340 936	0.352 716	0.306 348
	A9	0.005 442 6	0.005 261 4	0.004 500 1	0.015 204	0.357 969	0.346 051	0.295 979
	A12	0.005 206 1	0.007 228 6	0.007 913 5	0.020 348	0.255 851	0.355 245	0.388 904
	A13	0.010 939 0	0.011 603 0	0.008 429 0	0.030 971	0.353 201	0.374 641	0.272 158
	A15	0.003 673 2	0.003 505 3	0.003 156 7	0.010 335	0.355 407	0.339 161	0.305 432
	A18	0.008 985 6	0.010 003 6	0.009 889 0	0.028 878	0.311 155	0.346 407	0.342 438

$P/P_0=0.75$ 时, 对应的孔隙半径为 3.387 nm; $P/P_0=0.45$ 时, 对应的孔隙半径为 1.196 nm, 即 P/P_0 在 0.45~0.75 范围内所对应的孔径范围为 1.196~3.387 nm, 0.75~0.99 范围所对应的孔径范围为 3.387~94.1 nm。

$$r_k = -\frac{2\sigma_1 V_{m1}}{RT_b \ln(P/P_0)} = -\frac{0.953}{\ln(P/P_0)} = -\frac{0.414}{\lg(P/P_0)} \quad (3)$$

式中, r_k 是凝聚在孔隙中吸附气体的曲率半径, 单位 nm; σ_1 是液态凝聚物的表面张力(0.008 876 0 N/m); V_{m1} 是液态凝聚物的摩尔体积(0.034 752 l/mol); R 是气体常数(8.314 J·mol⁻¹·K⁻¹); T_b 分析温度(77.35 K); P 是氮气的吸附平衡压力(式中取值单位不限, 但要与 P_0 单位保持一致); P_0 是液氮温度下氮气的饱和蒸气压(压力单位不限)。

纹层型页岩油储层样品在 $P/P_0=0.75$ 左右有非常明显的分段特征, P/P_0 在 0.45~0.75 范围内斜率的绝对值在 0.4~0.56 之间。纹层型储层样品分形维数 D_1 在 2.4~2.56 之间, 而 P/P_0 在 0.75~0.99 的范围内, 斜率的绝对值在 0.15~0.25 之间, D_2 在 2.15~2.25 之间。 D_1 明显大于 D_2 , 两者最大差值为 0.323, 最小差值为 0.2108(图 11)。说明纹层型储层黏土矿物层间缝与白云石晶间孔的孔隙结构复杂程度要远高于石英、长石的粒间孔及粒内溶孔, 表明了纹层型储层两种孔径范

围的孔隙结构差异较大。

夹层型页岩油储层中峰型样品 A5、A13 在 $P/P_0=0.75$ 附近有一定的分段特征, D_1 分别为 2.43、2.4875, D_2 分别为 2.2305、2.2357, 两者差值均值为 0.225。整体特征与纹层型储层相似, 但孔隙结构复杂程度要略弱。后峰型样品 A3、A9、A12、A15、A18 等在 $P/P_0=0.75$ 附近无明显分段差异, D_1 在 2.35~2.49 之间, D_2 在 2.43~2.55 之间, 两者差值最大为 0.1125, 最小值为 0.0075(图 12)。说明后峰型样品主要发育的粒间孔与长石粒内溶孔的孔隙结构复杂程度基本相近, 整体较为均一。

4.4 储层孔隙结构特征及其主控因素差异

为进一步研究矿物成分对纹层型、夹层型储层不同孔径范围孔隙结构复杂程度的控制作用, 本次研究根据样品实验结果采用热力图分析的方法对两种储层类型的孔隙结构复杂程度进行了定量分析。

皮尔逊相关系数是用于度量两个变量之间的线性相关, 其值介于 -1~1 之间, 是两个变量之间的协方差与标准差之积的商, 是一种较为常用的线性分析手段。图 13 为纹层型储层的皮尔逊相关系数热力图, 反映了纹层型储层中矿物成分、总孔体积、分形维数 D_1 、 D_2

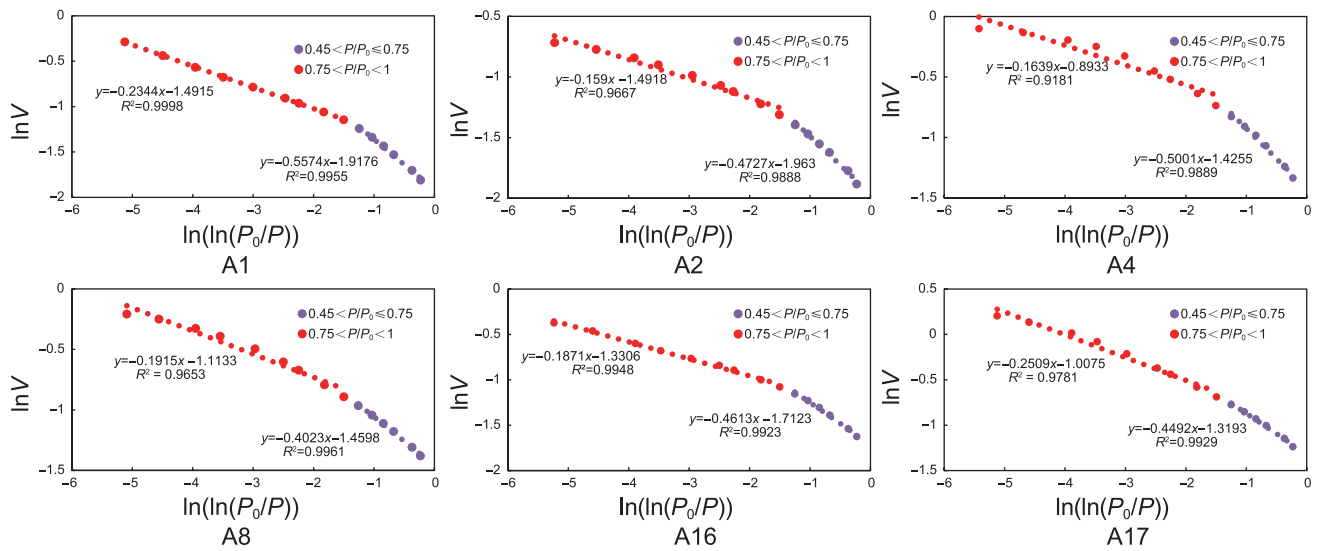


图 11 纹层型页岩油储层样品氮气吸附分形维数

Fig. 11 Fractal dimension of nitrogen adsorption on shale oil reservoir samples with stratified layers

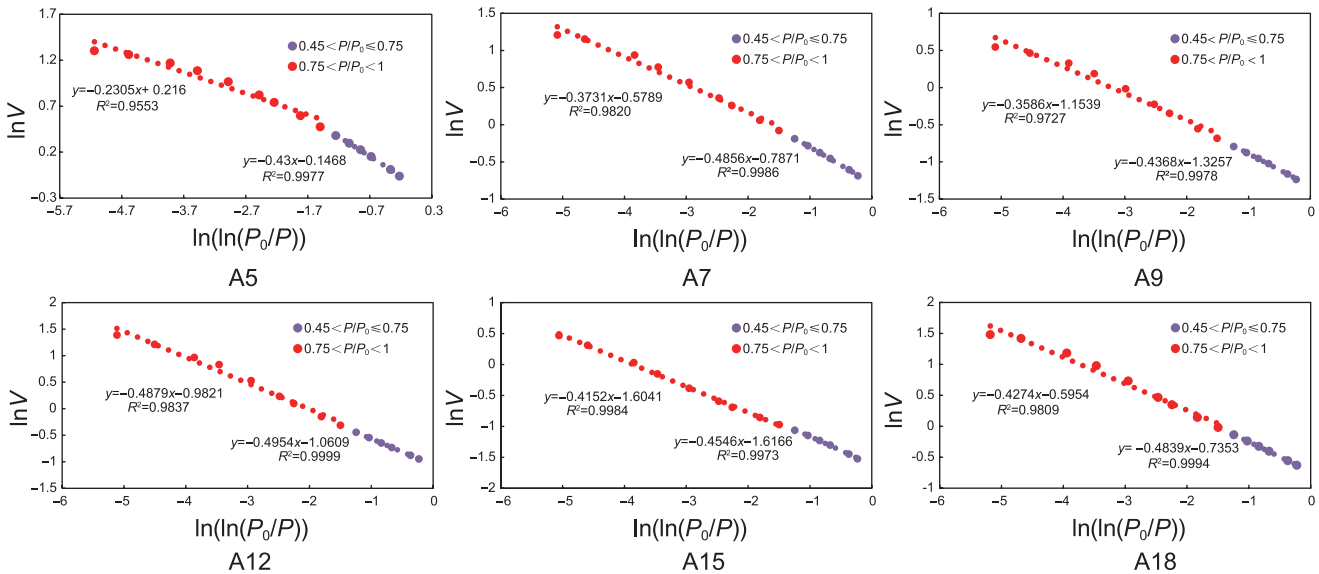


图 12 夹层型页岩油储层样品氮气吸附分形维数

Fig. 12 Fractal dimension of nitrogen adsorption on sandwich shale oil reservoir samples

之间的相关性。其中 D_1 与石英矿物含量之间呈正相关 (0.479)，与长石类矿物基本不存在相关性 (0.006)，与碳酸盐岩类矿物相关性极高，呈正相关 (0.918)，与黏土矿物呈负相关 (-0.627)。 D_2 与石英含量之间呈正相关 (0.711)，与长石类矿物呈负相关 (-0.265)，与碳酸盐岩类矿物呈正相关 (0.493)，与黏土矿物含量呈负相关 (-0.714)。总孔体积与石英之间呈负相关 (-0.407)，与长石类矿物基本不存在相关性 (0.089)，与碳酸盐岩类矿物呈负相关 (-0.569)，与黏土矿物含量相关性较强，呈正相关 (0.797)。说明纹层型储层孔径范围在 1.196~3.387 nm 的孔隙结构复杂程度主要受碳酸盐岩

类、黏土矿物含量的控制，随着碳酸盐岩含量的增加或黏土矿物含量的减少，该范围的孔隙结构复杂程度增加。孔径在 3.387~94.1 nm 范围的孔隙结构复杂程度与 1.196~3.387 nm 的主控因素有明显的差异，其复杂程度主要受到石英、黏土矿物含量的影响，随着石英含量的增加或黏土矿物含量的减少，该范围的孔隙结构复杂程度增加。纹层型储层总孔体积主要受到黏土矿物含量的控制，其次是碳酸盐岩及石英。与 D_1 相关性较低，与 D_2 无相关性，表明纹层型储层孔体积主要由黏土矿物层间缝、碳酸盐岩晶间孔提供，且与孔隙结构复杂程度无明显相关性。

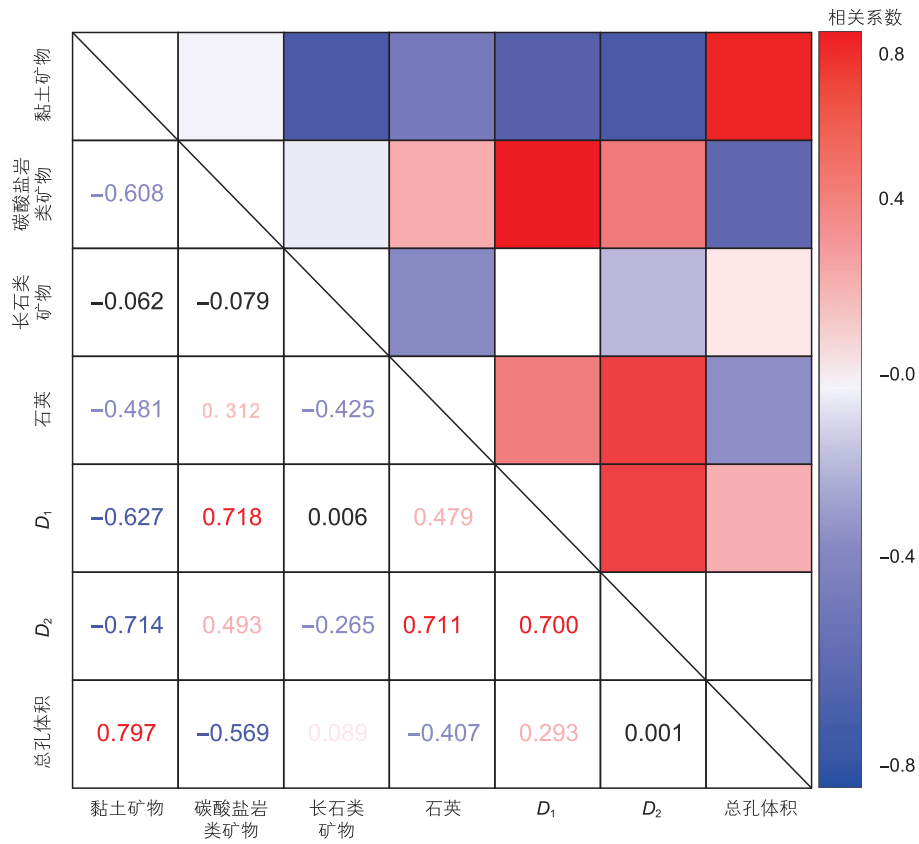


图 13 纹层型储层皮尔逊相关系数热力图

Fig. 13 Pearson correlation coefficient heat map of X-striated reservoir

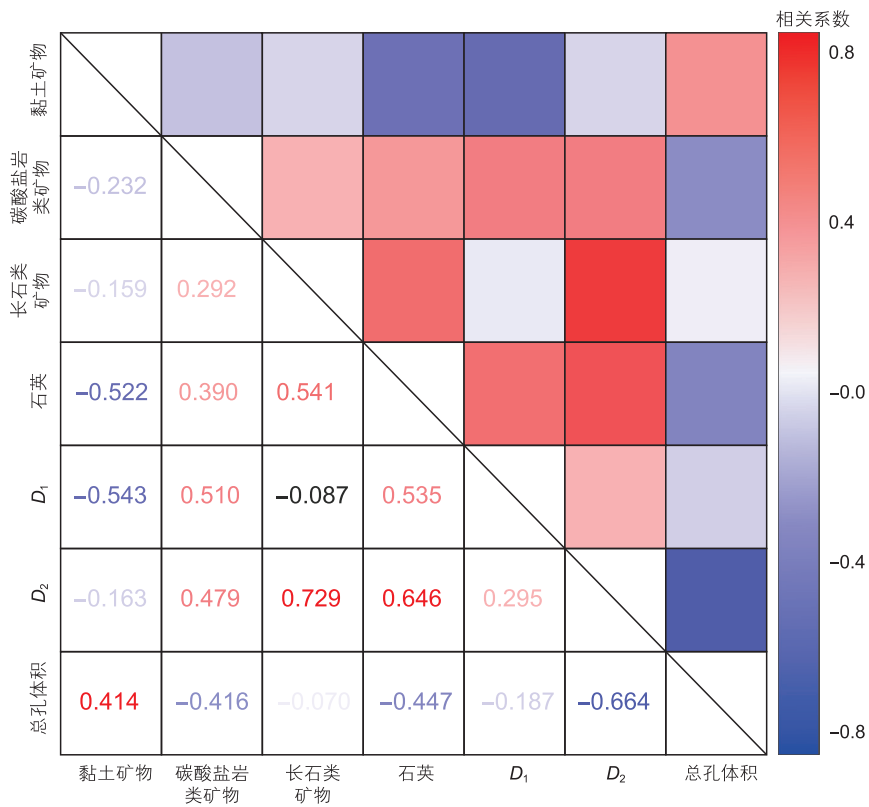


图 14 夹层型储层皮尔逊相关系数热力图

Fig. 14 Pearson correlation coefficient heat map of a sandwich reservoir

图 14 为夹层型储层的皮尔逊相关系数热力图，反映了夹层型储层中矿物成分、总孔体积、分形维数 D_1 、 D_2 之间的相关性。其中 D_1 与石英矿物含量之间呈正相关(0.535)，与长石类矿物基本不存在相关性(-0.087)，与碳酸盐岩类矿物呈正相关(0.510)，与黏土矿物呈负相关(-0.543)。 D_2 与石英含量之间相关性较强，呈正相关(0.646)，与长石类矿物呈正相关(0.729)，与碳酸盐岩类矿物呈正相关(0.479)，与黏土矿物含量之间相关性较弱(-0.163)。总孔体积与石英之间呈负相关(-0.447)，与长石类矿物基本不存在相关性(-0.070)，与碳酸盐岩类矿物呈负相关(-0.416)，与黏土矿物呈正相关性(0.414)。说明孔径范围在 1.196~3.387 nm 的孔隙结构复杂程度主要受石英、碳酸盐岩矿物及黏土矿物含量的控制，其中石英及碳酸盐岩矿物的增加会导致该范围的孔隙结构复杂程度增加，而黏土矿物含量的增加则会令该范围的孔隙结构复杂程度降低。夹层型储层孔径在 3.387~94.1 nm 范围的孔隙结构复杂程度与 1.196~3.387 nm 的主控因素有明显的差异，其复杂程度主要受到长石、石英、碳酸盐岩矿物含量的影响，随着长石、石英、碳酸盐岩矿物含量的增加，该范围孔隙的复杂程度均会增加。夹层型储层总孔体积与石英、黏土矿物、碳酸盐岩含量具有中等相关性。与 D_1 相关性极低，与 D_2 有较高的相关性。表明夹层型储层总孔体积主要由以石英为

骨架的粒间孔及长石溶解的粒内溶孔提供，且随着孔隙结构复杂程度的增加而减小。

5 纹夹层型储层页岩油可动性特征差异

页岩油流体可动性在对页岩油藏的开发、预测及评价有着极为重要的意义。本次研究利用核磁共振离心技术对纹层型、夹层型储层样品页岩油可动性进行定量评价，采用 T_1 - T_2 谱方法明确不同储层类型页岩油赋存状态，并在孔隙结构特征约束的条件下对页岩油储层流体可动性的主控因素进行分析。

5.1 核磁共振离心可动性特征差异

通过核磁共振离心测试不仅可以得到可动部分与束缚部分的孔隙度，还能通过谱峰形态对储层孔隙结构特征进行分析^[32]。

以纹层型、夹层型储层划分类型为基础，结合实际样品的 T_2 峰值分布特征与可动流体饱和度，对纹层-双峰型、夹层-中峰型、夹层-后峰型三种类型样品进行分析(图 15)。根据纹层-双峰型岩心一维核磁实验结果表明，纹层-双峰型 T_2 谱形态整体偏左，左峰 T_2 峰值在 0.2~0.6 ms，右峰 T_2 峰值在 8~12 ms。 T_2 截止值为小于 1 ms，反映了该类样品小孔较为发育。核磁孔隙度均值为 6.36%，平均可动流体饱和度

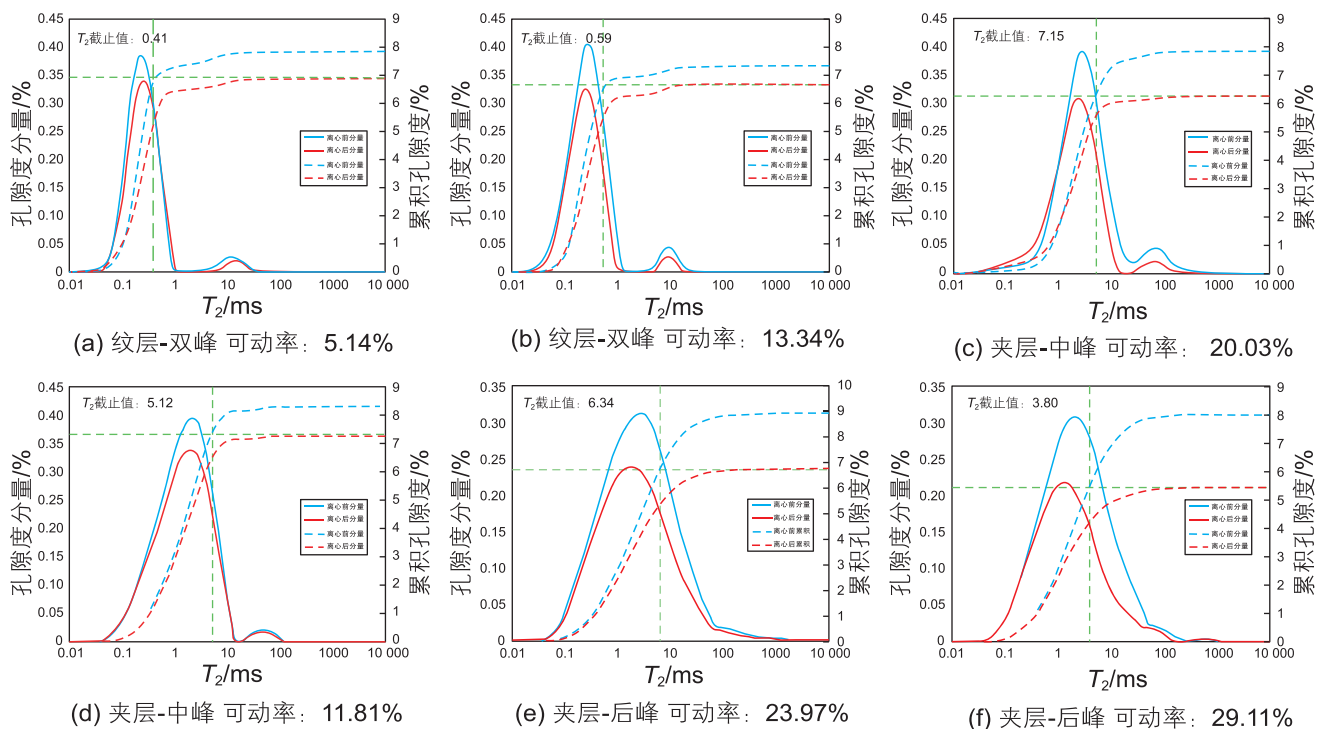


图 15 不同储层类型一维核磁共振离心可动性评价图

Fig. 15 Evaluation of one-dimensional nuclear magnetic centrifuge mobility for different reservoir types

为 9.66%，反映了该类样品整体较为致密，可动流体组分较少，且离心前后 T_2 峰值无明显偏移。夹层-中峰型 T_2 谱形态位于中央， T_2 峰值在 2~3 ms 之间， T_2 截止值均值为 5.27 ms，反应该类样品小孔-中孔均有发育，核磁孔隙度均值为 8.61%，平均可动流体饱和度为 16.49%，离心前后 T_2 峰值无明显偏移。夹层-后峰型 T_2 谱形态偏右且与孔隙分量所围成的面积最大， T_2 峰值位于 2~4 ms 之间， T_2 截止值均值为 4.17 ms，反应该类样品中孔较为发育。核磁孔隙度均值为 11.59%，平均可动流体饱和度为 29.26%，反映了该类样品可动流体组分相对较多，且离心后 T_2 峰值明显左偏，说明可动用的流体主要赋存于较大的孔隙当中。

5.2 储层二维核磁流体赋存特征差异

结合二维核磁共振 T_1/T_2 谱，对不同储层类型的流体赋存状态进行进一步分析。图 16 为 9 个不同的流体组分定义的重要区域^[33]。可动油组分对应区域 T_1/T_2 介于 1~50 之间，且 T_2 弛豫时间大于 1.6 ms 的部分重组分残余油以及干酪根对应区域 T_1/T_2 大于 50，且 T_2 弛豫时间小于 1.6 ms 的部分。自由水组分对应区域 T_1/T_2 比值小于 5，且 T_2 弛豫时间大于 1.6 ms 的部分。结构水与束缚水组分对应区域 T_1/T_2 比值在 1~10 之间， T_2 弛豫时间小于 1.6 ms；以 1.6 ms、6 ms、20 ms 为界可将可动油分为微小孔、小孔以及中、大孔可动油。

图 17 为纹层-双峰型、夹层-中峰型、夹层-后峰型的二维核磁。其中纹层-双峰型样品中流体组分

多分布于 T_2 弛豫时间 0.2 ms 之前，少量在 1 ms 之后，与前锋面积大后峰面积小的特征相符。结合 T_1-T_2 流体识别图版，纹层-双峰型样品流体组分以结构水及束缚水为主，其次是干酪根、可动油、束缚油、可动水。夹层-中峰型样品流体组分在 T_2 弛豫时间小于 0.2 ms 及大于 1 ms 的部分相近，少量位于 0.2~1 ms 之间，以可动油、干酪根为主，其次为结构水与束缚水、束缚油，不含可动水。夹层后峰型样品流体组分主要分布在 T_2 弛豫时间 1 ms 之后与 0.2~1 ms 之间，少量分布在 0.2 ms 之前。以可动油为主，其次为束缚油、干酪根，结构水与束缚水含量极少，不含可动水。

5.3 储层流体可动性影响因素差异

根据不同储层类型分形维数及流体可动性的统计发现(表 3)，纹层-双峰型 D_1 均值为 2.5395， D_2 均值为 2.7922，两个不同尺度分形维数的差值为 0.2527，其流体可动性均值为 7.97%，夹层-中峰型 D_1 均值为 2.5422， D_2 均值为 2.7669，两个不同尺度分形维数的差值为 0.2248，其流体可动性为 16.44%，夹层-后峰型 D_1 均值为 2.5093， D_2 均值为 2.5987，两个不同尺度分形维数的差值为 0.0893，其流体可动性为 29.26%。不同储层类型 D_1 、 D_2 均值及其差值表明，随着分形维数及其差值的减小，可动流体饱和度逐渐增加，说明孔隙结构的复杂程度对可动流体饱和度具有一定的控制作用。

为量化研究页岩油流体可动性的影响因素，选

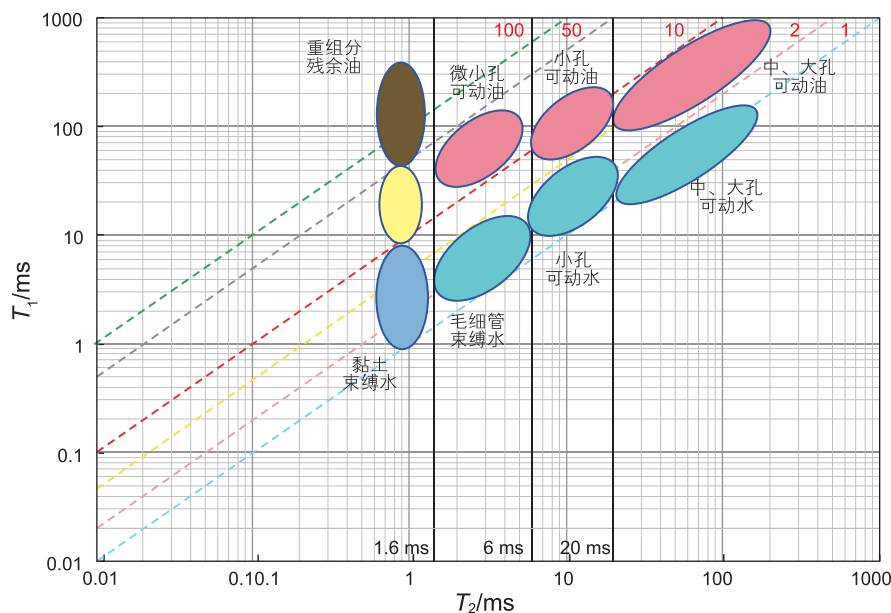


图 16 识别不同流体成分的 T_1-T_2 图(石玉江, 2023^[33])

Fig. 16 T_1-T_2 plots of different fluid compositions(modify from SHI Y J, 2023^[33])

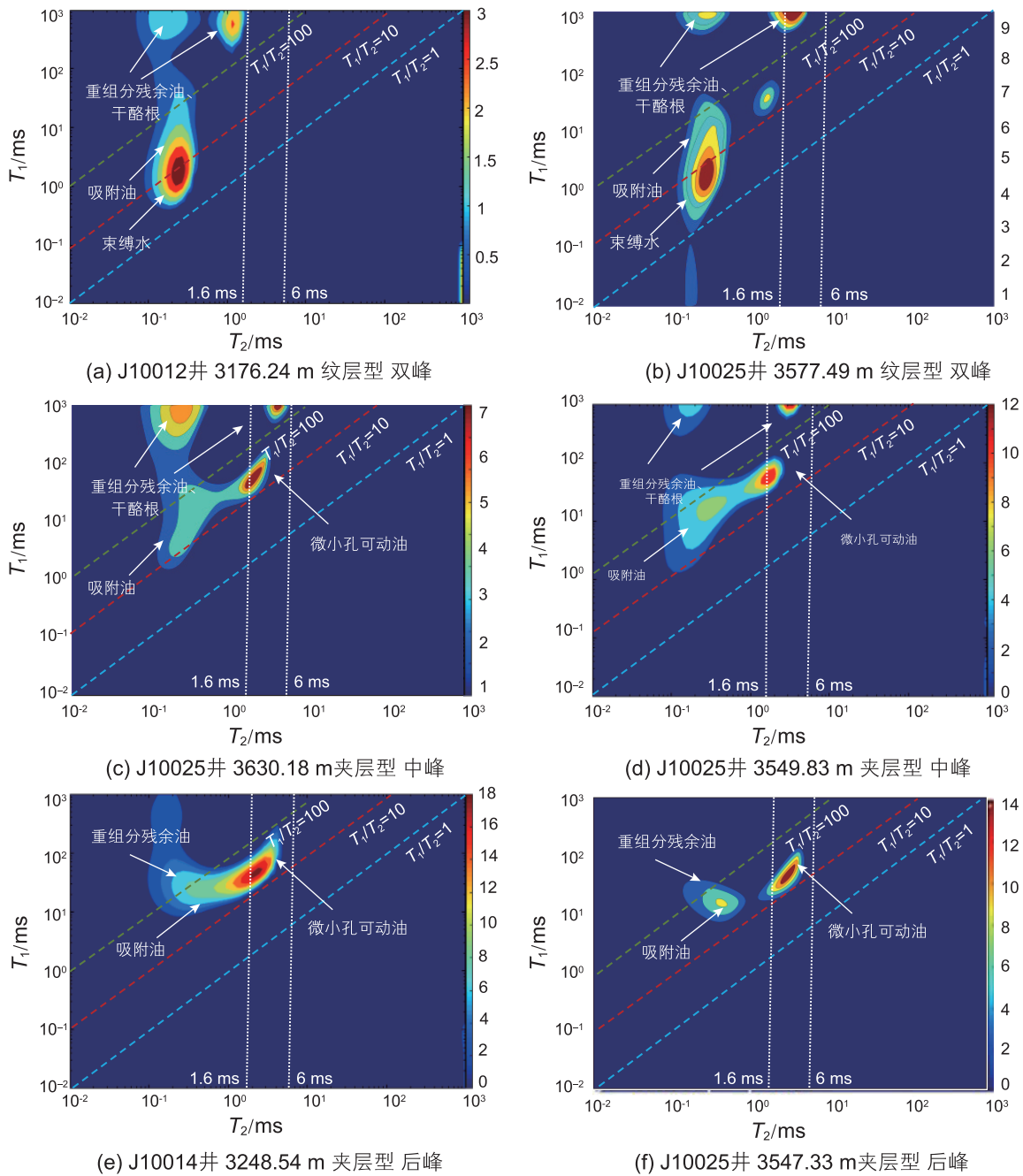


图 17 不同储层类型二维核磁可动性评价图

Fig. 17 2D NMR mobility evaluation map for different reservoir types

表 3 不同储层类型孔隙结构及流体可动性差异

Table 3 Differences in pore structure and fluid mobility among different reservoir types

储层类型	D_1 均值	D_2 均值	ΔD 均值	可动流体饱和度均值/%
纹层-双峰型	2.5395	2.7922	0.2527	7.97%
夹层-中峰型	2.5422	2.7669	0.2248	16.44%
夹层-后峰型	2.5093	2.5987	0.0893	29.26%

取三种储层类型样品各选择 8 个进行核磁共振离心，分别与对孔隙结构影响较大的黏土矿物含量、孔隙度、

最大孔喉半径 3 个参数进行分析。

图 18a 显示可动流体饱和度随着黏土矿物含量

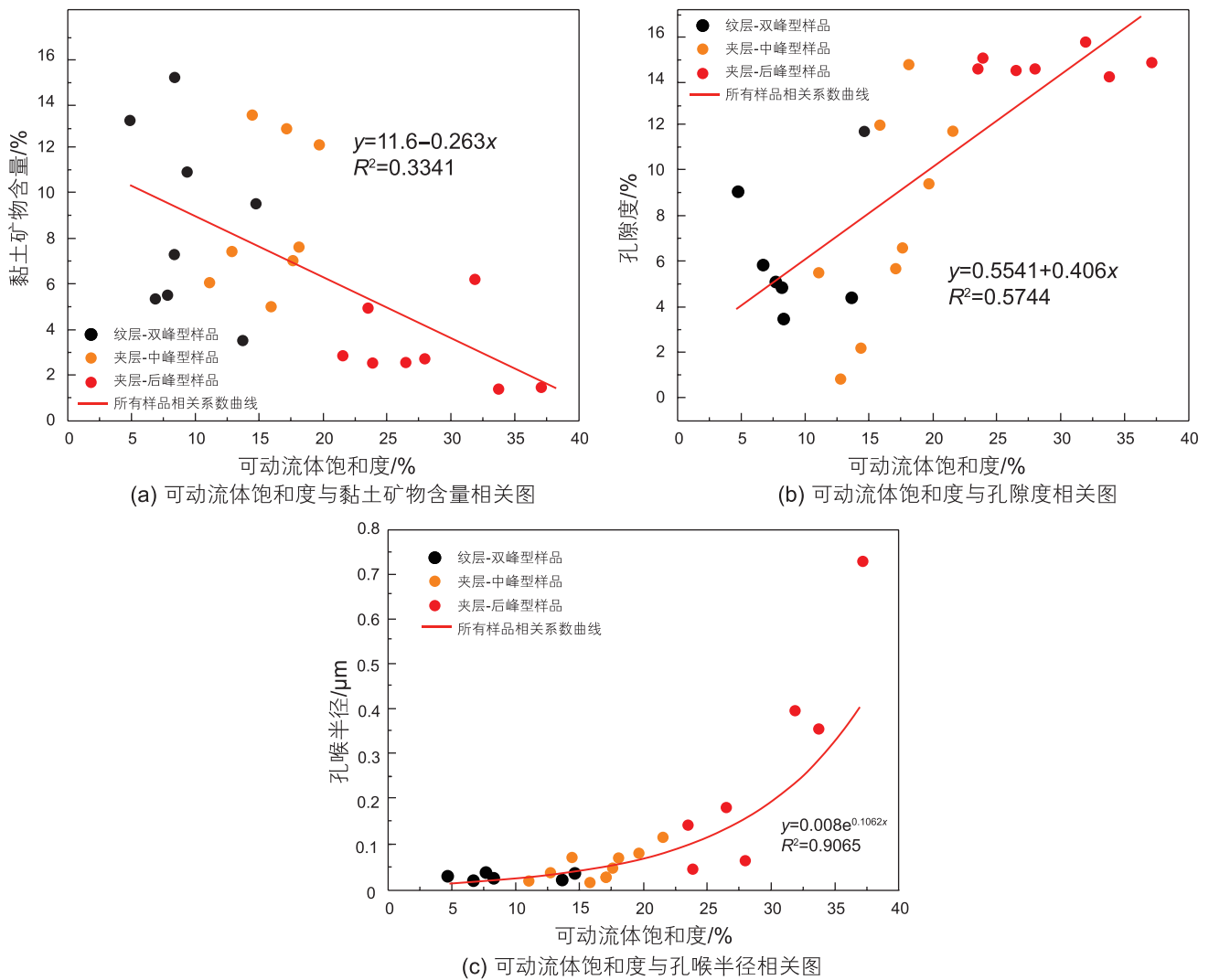


图 18 可动流体饱和度与黏土矿物含量、孔隙度、孔喉半径的相关性

Fig. 18 Correlation diagram between movable fluid saturation and clay mineral content, porosity, pore-throat radius

的增加逐渐减少，两者为负相关，总相关系数为 0.578 13。纹层-双峰型样品黏土矿物含量在 3%~16% 之间、夹层-中峰型样品黏土矿物含量在 5%~15% 之间、夹层-后峰型样品黏土矿物含量小于 7%，从一定程度上说明了黏土矿物含量对可动流体饱和度具有一定的控制作用。图 18b 可以看出，纹层型样品及夹层-中峰型样品的流体可动饱和度随着孔隙度的增加有较强的线性相关性，而夹层-后峰型样品的可动流体饱和度则与孔隙度基本无相关性。图 18c 显示可动流体饱和度与最大孔喉半径之间存在着极强的指数相关关系，总相关系数为 0.9521。纹层-双峰型样品最大孔喉半径在 0.018~0.035 μm 之间、夹层-中峰型样品孔喉半径在 0.016~0.113 μm 、夹层-后峰型样品最大孔喉半径在 0.040~0.725 μm 之间。随着最大孔喉半径的增加，夹层型页岩油储层可动流体饱和度呈指数

型增长，表明最大孔喉半径是影响夹层型页岩油储层可动流体饱和度的重要参数。

6 结论

1) 纹层型储层碳酸盐岩矿物含量较高，孔渗较低，储集空间以碳酸盐岩晶间孔、黏土矿物层间缝及有机质孔为主。夹层型储层长英质矿物含量较高，孔渗相对较大，储集空间以石英为骨架的晶间孔、长石粒内溶孔为主。

2) 纹层型储层无明显滞后回环，孔径呈双峰型分布，峰值在 2~4 nm、30~80 nm 之间，介孔孔体积占比大于 75%，其孔隙结构复杂程度主要受到碳酸盐岩矿物及黏土矿物含量的控制。夹层型储层回滞环特征明显，以 H3 型为主，孔径分布呈后峰型，峰值在

40~100 nm之间,介孔孔体积占比在60%左右,其孔隙结构复杂程度主要受到长石类矿物及石英含量的控制。

3)纹层型储层 T_2 截止值小于1 ms,平均流体饱和度为9.66%,流体组分以束缚水及干酪根为主,含有少量游离油。夹层型储层 T_2 截止值在4~6 ms之间,平均流体饱和度为29.26%,流体组分以游离油及束缚

油为主。

4)纹层型储层 D_1 与 D_2 平均差值为0.2527,不同孔径范围孔隙结构复杂程度差异较大,其可动流体饱和度主要受到孔隙度的影响。夹层型储层 D_1 与 D_2 平均差值为0.0893,不同孔径孔隙结构复杂程度差异较小,其可动流体饱和度主要受到最大孔喉半径、孔隙度的影响。

参考文献

- [1] ZOU C N, YANG Z, CUI J W, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40 (01): 15–27.
- [2] 胡素云, 李建忠, 王铜山, 等. 中国石油油气资源潜力分析与勘探选区思考[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(05): 813–823. [HU S Y, LI J Z, WANG T S, et al. CNPC oil and gas resource potential and exploration target selection[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42 (05): 813–823.]
- [3] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J]. *石油科学通报*, 2023, 8(04): 373–390. [ZHAO W Z, ZHU R K, LIU W, et al. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2023, 8(04): 373–390.
- [4] LI M Y, ZHU R K, HU, S Y, et al. Geological characteristics and resource potential of overseas terrestrial shale oil[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34 (1): 163–174.
- [5] WANG X L, ZHANG G S, TANG W, et al. A review of commercial development of continental shale oil in China[J]. *Energy Geoscience*, 2022, 3: 282–289.
- [6] 何文军, 宋永, 汤诗棋, 等. 玛湖凹陷二叠系风城组全油气系统成藏机理[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(06): 663–673. [HE W J, SONG Y, TANG S Q, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of total petroleum system in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(06): 663–673.]
- [7] 唐勇, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔叠合盆地复式油气成藏规律[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(01): 132–148. [TANG Y, SONG Y, HE W J, et al. Characteristics of composite hydrocarbon accumulation in a superimposed basin, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(01): 132–148.]
- [8] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(04): 801–819. [JIN Z J, ZHANG Q, ZHU R K, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(04): 801–819.]
- [9] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(06): 1333–1349. [GUO X S, MAX X, LI M W, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(06): 1333–1349.]
- [10] 曹江骏, 王茜, 王刘伟, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区三叠系长7段夹层型页岩油储层特征及主控因素[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(03): 158–171. [CAO J J, WANG X, WANG L W, et al. Characteristics and main controlling factors of interbedded shale oil reservoirs of Triassic Chang 7 member in Heshui area, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(03): 158–171.]
- [11] 李家程, 王永宏, 冯胜斌, 等. 鄂尔多斯盆地西南部长7段夹层型页岩油储层物性特征与原油赋存状态分析[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(02): 217–229. [LI J C, WANG Y H, FENG S B, et al. Analysis of physical characteristics and crude oil occurrence status of interlayered shale oil reservoir in Chang 7 Member in Southwest Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(02): 217–229.]
- [12] 郭海平, 吴承美, 张金凤, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组混积型页岩油可动性实验[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(01): 76–83. [GUO H P, WU C M, ZHANG J F, et al. Experiments on mobility of mixed shale oil in Lucaogou Formation in Jimsar Sag, 2023, 44(01): 76–83.]
- [13] SUN S, ZHANG T. A 6M digital twin for modeling and simulation in subsurface reservoirs[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2020, 4 (4): 349–351.
- [14] JIANG Q G, LI M W, QIAN M H, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38 (06): 842–849.
- [15] ZHANG L Y, BAO Y S, Li J Y, et al. Movability of lacustrine shale oil: a case study of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41 (6): 703–711.
- [16] HU T, PANG X Q, JIANG F J, et al. Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: Methods and a novel quantitative evaluation model[J]. *Earth-Science Reviews*, 2021, 214, 103545.

- [17] LI J B, JIANG C Q, WANG M, et al. Adsorbed and free hydrocarbons in unconventional shale reservoir: a new insight from NMR T_1 - T_2 maps[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 116, 104311.
- [18] MA C, ZHAO X Z, YANG T, et al. Mineralogy, organic geochemistry, and microstructural characterization of lacustrine Shahejie Formation, Qikou Sag, Bohai Bay Basin: Contribution to understanding microcosmic storage mechanism of shale oil[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022b, 209, 109843.
- [19] XU Y, LUN Z M, PAN Z J, et al. Occurrence space and state of shale oil: a review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 211, 110183.
- [20] FATHI E, AKKUTHU I Y. Lattice Boltzmann method for simulation of shale gas transport in kerogen[J]. *SPE Journal*, 2012, 18 (18): 27-37.
- [21] MOSHER K, HE J J, LIU Y Y, et al. Molecular simulation of methane adsorption in micro- and mesoporous carbons with applications to coal and gas shale systems[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 109: 36-44.
- [22] FALK K, PELLENQ R, ULM F J, et al. Effect of chain length and pore accessibility on alkane adsorption in kerogen[J]. *Energy Fuels*, 29 (12): 7889-7896.]
- [23] 斯春松, 陈能贵, 余朝丰, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层沉积特征[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(05): 528-533. [SI C S, CHEN N G, Yu C F, Li Y W, et al. Sedimentary characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(05): 528-533.]
- [24] 近藤精一, 石川达雄, 安部郁夫. 吸附科学[M]. 李国希译. 2 版. 北京: 化学工业出版社, 2006. [KONDO S, ISHIKAWA T, ABE I. The adsorption of science[M]. LI G X, translated. 2nd ed. Beijing: Chemical Industry Press, 2006.]
- [25] 刘毅, 陆正元, 冯明石, 等. 渤海湾盆地东营凹陷沙河街组页岩油储层微观孔隙特征[J]. *地质学报*, 2017, 91(3): 629-644. [LIU Y, LU Z Y, FENG M S, et al. Micro-pore characteristics of shale oil reservoirs of the Shahejie Formation in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(3): 629-644.]
- [26] 严继民, 张启元. 吸附与凝聚: 固体的表面与孔[M]. 北京: 科学出版社, 1979. [YAN J M, ZHANG Q Y. Adsorption and condensation: Surfaces and pores of solids[M] Beijing: Science Press, 1979.]
- [27] THOMMES M, KANEKO K, NEIMARK A V, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution(IUPAC technical report)[J]. *Pure and Applied Chemistry*, 2015, 87(9/10): 1051-1069.
- [28] DE BOER J H. The structure and properties of porous materials[M]. London: Butterworths, 1958.
- [29] SING K S W, WILLIAMS R T. Physisorption hysteresis loops and the characterization of nanoporous materials[J]. *Adsorption Science & Technology*, 2004, 22(10): 773-782.
- [30] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(03): 438-444. [CHEN S B, ZHU Y M, WANG H Y, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin[J]. 2012, 37(03): 438-444.]
- [31] 宋泽章, 阿比德·阿不拉, 吕明阳, 等. 氮气吸附滞后回环定量分析及其在孔隙结构表征中的指示意义——以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组 7 段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(02): 495-509. [SONG Z Z, ABIDE A B L, LV M Y, et al. Quantitative analysis of nitrogen adsorption hysteresis loop and its indicative significance to pore structure characterization: A case study on the Upper Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(02): 495-509.]
- [32] XU Y, LUN Z M, PAN Z J, et al. Occurrence space and state of shale oil: a review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 211, 110183.
- [33] 石玉江, 蔡文渊, 刘国强, 等. 页岩油储层孔隙流体的全直径岩心二维核磁共振图谱特征及评价方法[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(03): 132-144. [SHI Y J, CAI W Y, LIU G Q, et al. Full diameter core 2D NMR spectrum characteristics of pore fluid in shale oil reservoir and evaluation method[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(03): 132-144.]

(编辑 付娟娟)

第一作者: 鲍李银 (1998 年—), 博士研究生, 从事油气藏形成机制与分布规律研究, 995959069@qq.com。

通信作者: 孙盼科 (1988 年—), 博士, 副教授, 从事油气田开发地质、地震地质解释、油气地质大数据与人工智能等方面研究, sunpk@cup.edu.cn。