

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.吉林大学学报(地球科学版), 2024,54(5):1482-1493.doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230220.

Cai Xiao, Xia Wei, Ma Xiaodong, et al. Storage Spaces Characteristics and Influencing Factors of Shale Oil Reservoirs of Paleogene in Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2024,54(5): 1482-1493. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230220.

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

蔡 潇,夏 威,马晓东,臧素华,丁安徐,刘玉霞,花彩霞,朱一川,李 辉

中国石油化工股份有限公司华东油气分公司勘探开发研究院,江苏 扬州 225007

摘要:随着技术发展和研究深入,越来越多的学者认识到页岩油储层特征的研究对于“甜点区/段”的优选至关重要。为了对苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油储层进一步勘探评价和规模开发工作,本文采用扫描电镜、薄片观察等方法,通过对苏北盆地阜宁组二段页岩油储层开展含油性、储集性、可动性和可压性等“四性”研究,精细刻画储集空间特征,分析影响储集性的主控因素。研究表明:阜宁组二段主要发育纹层状和层状灰云质页岩,矿物组成主要为黏土矿物(平均体积分数为35.4%)、长英质矿物(平均体积分数为39.1%)和碳酸盐矿物(平均体积分数为19.8%),该储层 $w(\text{TOC})$ 为0.5%~2.0%, R_o 为0.9%~1.1%,孔隙度为1.8%~5.2%。纹层状构造是阜宁组二段页岩最显著的组构特征,主要由长英质与黏土质纹层组成。根据有机质丰度+构造特征+岩性特征,阜宁组二段页岩可划分为6种岩相,依据“四性”综合评价,中有机质纹层状含灰云页岩、中有机质层状含灰云页岩和中有机质纹层/层状灰云质页岩为优势岩相。主要储集空间类型为层理缝、构造缝、粒间孔和黏土矿物晶间孔,但不同岩相的储集空间类型各有差异,主要受岩性矿物组成、纹层发育程度和微幅构造作用等因素影响。综合6种岩相“四性”分析,阜宁组二段的中部、下部纹层状和层状含灰云页岩是页岩油勘探开发的地质甜点段。

关键词:苏北盆地;溱潼凹陷;阜宁组;页岩油;储集空间;影响因素;油气

doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230220

中图分类号:P618.13

文献标志码:A

Storage Spaces Characteristics and Influencing Factors of Shale Oil Reservoirs of Paleogene in Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin

Cai Xiao, Xia Wei, Ma Xiaodong, Zang Suhua, Ding Anxu, Liu Yuxia,

Hua Caixia, Zhu Yichuan, Li Hui

East China Oil and Gas Company Exploration and Development Research Institute, SINOPEC, Yangzhou 225007, Jiangsu, China

Abstract: With the development of technology and research, more and more scholars have realized

收稿日期:2023-10-13

作者简介:蔡潇(1988—),男,硕士研究生,高级工程师,主要从事油气地质、岩石矿物方面的研究,E-mail:caixiao2370@sina.com

通信作者:夏威(1991—),男,硕士研究生,工程师,主要从事油气地质、岩石矿物方面的研究,E-mail:809699009@qq.com

基金项目:中国石化科研项目(P21112,P23190)

Supported by the Research Project of SINOPEC (P21112,P23190)

that the study of shale oil reservoir characteristics is very important for the selection of “sweet spots/segments”. By studying the “four characteristics” of the shale oil reservoir in the Second Member of Funing Formation, Subei basin, such as oil content, reservoir property, mobility, and compressibility, the reservoir space characteristics are described in detail, and the main controlling factors affecting the reservoir property are analyzed, which provides strong support for further exploration and evaluation and large-scale development in this area. The results show that the Second Member of Funing Formation mainly develops laminated or layered shale, and its mineral composition is clay minerals (35.4% on average), felsic minerals (39.1% on average), and carbonate minerals (19.8% on average), $w(\text{TOC})$ is 0.5%–2.0%, R_o is 0.9%–1.1%, and porosity is 1.8%–5.2%. The lamellar structure is the most prominent fabric feature of the shale in the Second Member of Funing Formation, which is mainly composed of felsic and clay lamination. According to the characteristics of “abundant organic matter + structural characteristics + lithology”, the shale of the Second Member of Funing Formation can be divided into 6 lithofacies. According to the comprehensive evaluation of “four characteristics”, the medium organic laminated/layered shales are the favorable lithofacies. The main reservoir space types are bedding seams, structural seams, intergranular pores, and clay mineral intercrystalline pores. However, the reservoir space types differ among lithofacies, mainly affected by lithology, mineral composition, and the degree of lamination development, as well as minor structural effects. Comprehensively analyzing the “four properties” of the six lithofacies of the Funing Formation, the middle and lower parts of the organic-rich laminated/layered shale are the geological sweet spots for shale oil exploration and development.

Key words: Subei basin; Qintong depression; Funing Formation; shale oil; storage space; influence factor; oil and gas

0 引言

我国页岩油资源丰富,规模可观,勘探潜力大^[1-3]。据自然资源部初步估算,我国页岩油地质资源为 397.46 亿 t,可采资源为 34.98 亿 t^[4-5]。我国第三轮全国油气资源评价数据^[6]显示,我国陆相地层总生油量为 6×10^{12} t,常规油气资源量为 1.287×10^{11} t,已经形成的烃类大部分仍然滞留在烃源岩层系内,其中苏北盆地古近系烃源岩估算的滞留烃类总量为 8.21×10^9 t,说明其具有良好的勘探开发潜力^[7-10]。自 1960 年以来,苏北盆地 67 口钻井在古近系阜宁组泥页岩层系见到油气显示,通过老井复查试油 12 口,其中 9 口井获得油流^[11-12]。2020 年,中国石油化工股份有限公司华东油气分公司在苏北盆地东台拗陷优选溱潼深凹带 SD 地区,实施风险探井 SD1 井,钻遇阜宁组二段(以下简称“阜二段”)黑色页岩厚度 390 m,水平井压裂后试油获日产 50 t,实现苏北盆地陆相页岩油勘探重大突破。2021 年,针对不同构造部位、不同埋深、不同甜点层段开展滚动评价,实施 QY1 井,钻遇阜二段黑色页岩 423.6 m,水平井压裂后获最高日产油 66.2 t,进

一步展现了苏北盆地溱潼凹陷阜二段页岩油规模勘探的良好前景。

目前中国陆相页岩油勘探还处于初期阶段,对“甜点区/段”选择尚无统一标准,还处在探索总结中^[13-14]。对于纯页岩型的勘探开发,到底是优选页岩段还是泥岩段作为勘探主目的层,不同研究认识分歧较大,总体而言优选评价的标准集中于烃源岩条件等方面。卢双舫等^[15]依据页岩中有机质富集程度将其分为 3 个级别,再结合总有机碳(TOC)、镜质体反射率(R_o)、测井等资料,以识别有利区。杨智等^[16]认为,页岩“甜点区(段)”应包含“地质甜点区(段)”“工程甜点区(段)”和“经济甜点区(段)”,其中“地质甜点区(段)”重点应关注油气赋存、富有机质源岩分布、顶底板分布、天然裂缝和地层能量等特征。赵文智等^[17]分别提出了中高成熟度和中低成熟度页岩油选区标准,其主要集中于 $w(\text{TOC})$ 、 R_o 、脆性矿物体积分数、游离烃质量分数、储层物性、页岩厚度、页岩埋深及保存条件。邹才能等^[18]认为,未来非常规油气沉积学需以非常规油气工业开发的“甜点箱体”和“甜点群”为重点研究方向,并提出了“甜点区、甜点段”的关键评价指标,

其中“甜点区”评价指标主要包括有效储层厚度、压力系数、埋深和保存条件,“甜点段”评价指标主要包括 $w(\text{TOC})$ 、 R_o 、孔隙度、含油气性、脆性指数和裂缝。随着技术发展和研究深入,越来越多的学者认识到页岩油储层特征的研究对于优选“甜点区/段”的重要性,尤其是油气的储集空间识别和表征,对于进一步研究油气富集规律和运移机理至关重要^[19-27]。因此,本文以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜二段优质页岩储层为研究对象,采用扫描电镜、薄片观察等方法重点研究储集空间特征及其影响因素,以期苏北盆地页岩油“甜点区/段”的优选提供依据,也为苏北盆地下一步的规模开发提供技术支撑。

1 样品和实验方法

1.1 样品

苏北盆地是在扬子地台古生界褶皱基底上发育起来的中、新生代盆地,面积 $3.28 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[4,7,11-12]。新生界沉积厚度达 6 000 m,自下而上发育泰州组二段、阜宁组二段和四段三套烃源岩层系。阜宁组二段沉积时期为湖相沉积,自西向

东水体逐渐变深,由浅湖亚相过渡为半深湖—深湖亚相(图 1),泥页岩厚度为 250~450 m,是页岩油勘探的主要层系^[28]。

根据沉积旋回、岩性组合和电性特征,阜二段可划分为 5 个亚段,整体气测显示良好,尤其以 I、II 亚段最高,平均气测全烃可达 46.9%。本文样品取自中国石油化工股份有限公司华东油气分公司苏北工区溱潼凹陷 QY1 井阜宁组二段的岩心,岩性自下而上由纹层状灰云质页岩变为块状泥岩,矿物组成以黏土矿物(平均体积分数为 35.4%)、长英质矿物(平均体积分数为 39.1%)和碳酸盐矿物(平均体积分数为 19.8%)为主,该储层 $w(\text{TOC})$ 为 0.5%~2.0%,平均值为 1.3%, R_o 为 0.9%~1.1%。中下部纹层及裂缝发育,孔隙度平均值为 4.0%;上部块状泥岩层理及裂缝不发育,孔隙度平均值为 2.2%。

1.2 实验方法

本文所有实验分析工作均在中国石油化工股份有限公司华东油气分公司实验研究中心完成。岩石矿物组成测试采用日本理学 Ultima IV 组合型多功能水平 X-射线衍射仪和德国蔡司 Zeiss Axio

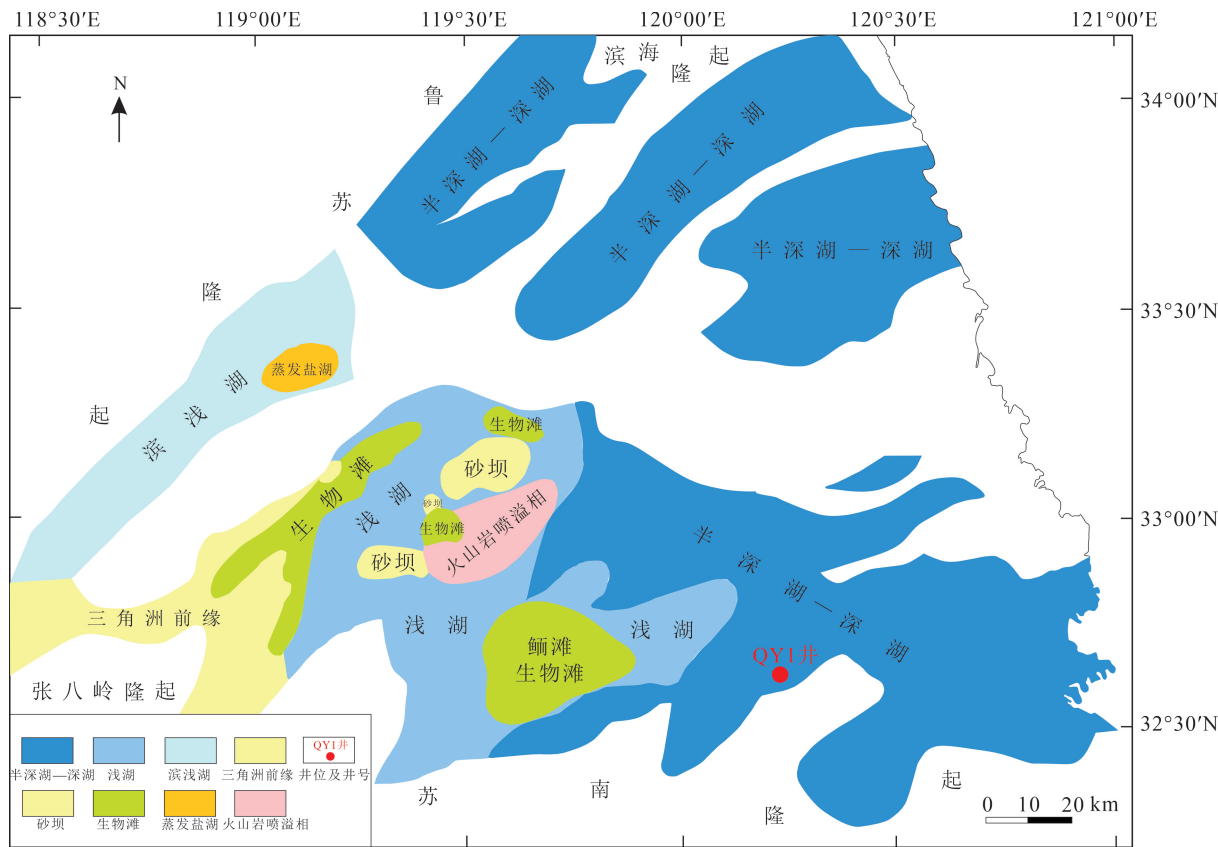


图 1 苏北盆地沉积相图

Fig.1 Sedimentary facies diagram of Subei basin

Imager A2POL 型透射偏光显微镜; $w(\text{TOC})$ 测试采用美国力可 CS-230 型碳硫测定仪;镜质体反射率(R_o)测试采用德国蔡司 MY9000 偏光荧光显微镜;有效孔隙度和脉冲渗透率的测试采用美国岩心公司的 PoroPDP-200 覆压孔隙度渗透率测试仪;岩石微观孔隙结构特征先采用德国莱卡 TIX 3C 三离子束切割仪对样品进行抛光处理,再使用德国蔡司 SIGMA 热场发射扫描电子显微镜对样品进行观察分析。

2 阜二段页岩岩相特征

2.1 岩相基本特征

I-II 亚段沉积环境为干旱炎热、咸化的半深湖—深湖沉积,水体频繁震荡,纹层状灰云质页岩发育^[29]。I 亚段 $w(\text{TOC})$ 低(1.01%),含油饱和度指数(I_{OS})较高(126 mg/g);脆性矿物体积分数为 70.2%(图 2)。II 亚段 $w(\text{TOC})$ (1.27%)比 I 亚段略高, I_{OS} 指数升高,达 174 mg/g;水体变深,黏土矿

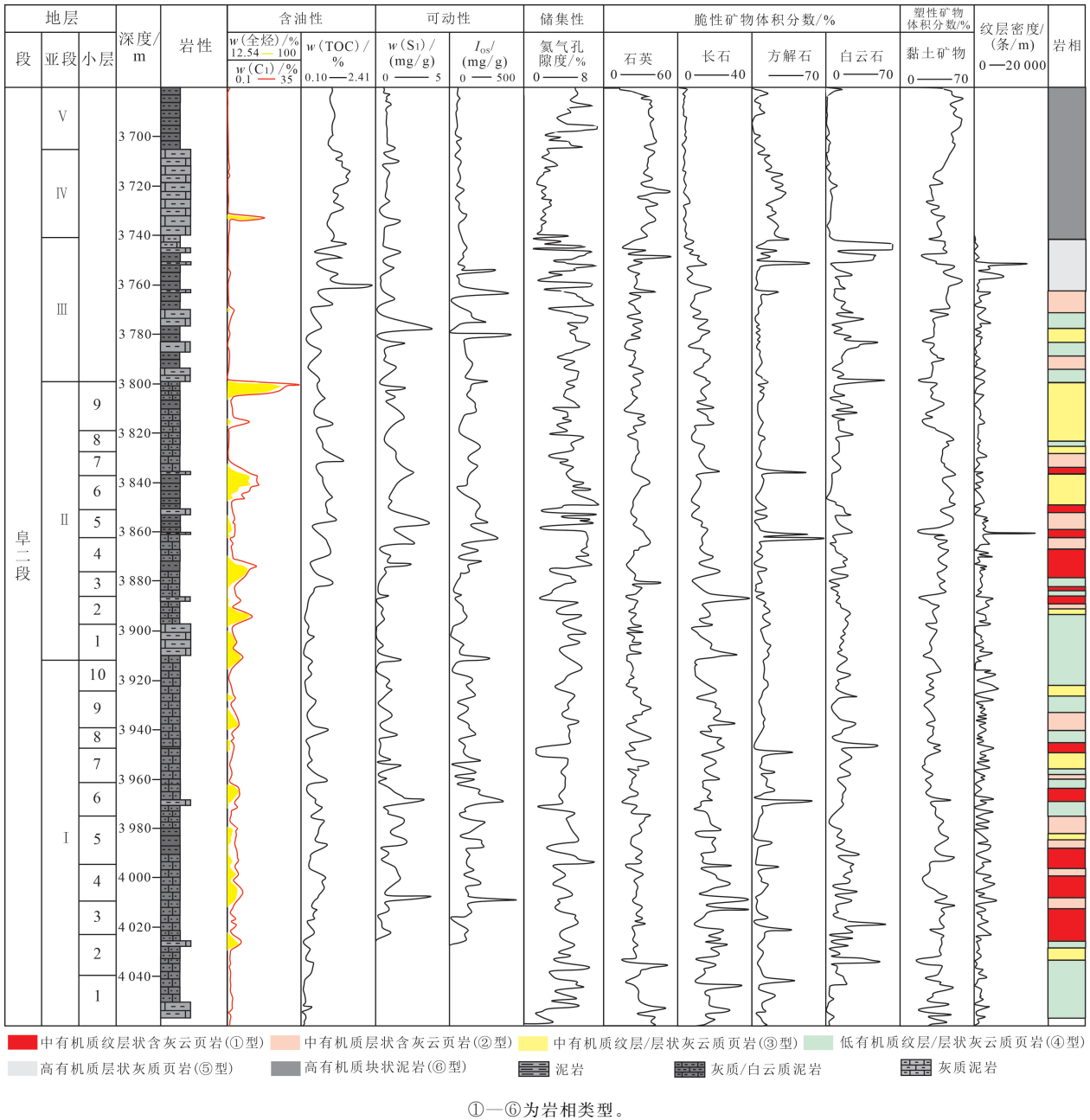


图 2 QY1 井阜二段综合柱状图

Fig.2 Composite columnar section in the Second Member of Funing Formation in Well QY1

物增加,脆性矿物体积分数为 65.4%。Ⅲ亚段沉积时期,处于咸水—淡水的过渡环境,深湖相沉积,下部为灰云质页岩,上部为块状泥岩, $w(\text{TOC})$ 与Ⅱ亚段相近,为 1.32%, I_{OS} 较高,为 143 mg/g,脆性矿物体积分数较高,为 67.2%。Ⅳ亚段沉积环境为微咸水深湖相沉积,发育层状灰质页岩,有机质丰度最高, $w(\text{TOC})$ 达 2.46%,但 I_{OS} 较低(77 mg/g),纹层不发育,岩石致密,孔隙度为 2.2%,脆性矿物体积分数为 65.0%,碳酸盐矿物为方解石(20.5%)。Ⅴ亚段沉积环境为淡水深湖相沉积,发育块状泥岩, $w(\text{TOC})$ 为 1.4%, I_{OS} 为 55 mg/g,储集空间以黏土矿物晶间孔为主,孔隙度为 4.9%,脆性矿物体积分数最低,为 49.0%,黏土矿物体积分数为 50.0%。

2.2 岩相划分方案

基于泥页岩岩石学特征(有机质、矿组组成、结构构造等)对页岩油形成、富集及可流动性的影响,综合考虑有机质丰度+构造特征+岩性等岩相特征,对 QY1 井阜二段划分了 6 种岩相类型。从含油性、储集性、可动性及可压性等 4 个方面,对 6 种岩相进行了分级评价,其中:中有机质纹层状含灰云页岩(①型)、中有机质层状含灰云页岩(②型)、中有机质纹层/层状灰云质页岩(③型)这 3 种岩相“四性”特征相对较好,尤其以前两种岩相最佳,是该井阜二段的优势岩相;低有机质纹层/层状灰云质页岩(④型)具有较好的储集性和可压性,但由于有机质质量分数较低,导致 $w(\text{S}_1)$ 、 I_{OS} 均较低;高有机质层状灰质页岩(⑤型)富含有机质,但由于碳酸盐矿物体积分数偏高,储集性较差;高有机质块状泥岩(⑥型) $w(\text{TOC})$ 和孔隙度较高,但由于黏土矿物体积分数较高,可压性较差,且储集空间主要为黏土矿物晶间

孔,可动性参数偏低(表 1)。为了便于分析,下文中将 6 种岩相类型按照①—⑥型进行表述。

3 阜二段页岩储集空间特征

对 QY1 井阜二段全井段岩心进行精细描述和岩相划分,统计各岩相在各亚段纵向上的分布占比,结果表明:Ⅰ亚段主要的岩相类型为①②④型,Ⅱ亚段为①②③型,Ⅲ亚段为②④⑤型,Ⅳ亚段均为⑥型,(图 2)。岩心和薄片照片表明,纹层状构造是阜二段页岩最显著的组构特点,不同岩相是由不同纹层组合类型组成,由此导致了不同岩相具有不同的储集空间特征,具体表现为储集空间类型和孔隙发育程度。

3.1 中有机质纹层状含灰云页岩(①型)

中有机质纹层状含灰云页岩主要是由长英质与黏土质互层组成,局部见有机质呈层状分布,长英质纹层中碎屑颗粒细,纹层薄,厚度多小于 100 μm ,长英质颗粒间及黏土矿物晶间碳酸盐胶结物少(图 3a)。通过薄片鉴定观察统计,长英质纹层占比约为 10%,有机质纹层占比约为 3%。扫描电镜下可观察到有机质纹层与长英质纹层界面处,可见有机质、方解石及长英质碎屑颗粒等杂糅混合(图 3b),发育大量粒间孔,有机质局部发育孔隙(图 3c)。

3.2 中有机质层状含灰云页岩(②型)

中有机质层状含灰云页岩与①型岩相较为相似,纹层组合类型也为长英质与黏土质互层(图 4a),不同之处在于,长英质纹层中碎屑颗粒粗,纹层厚度多大于 500 μm ,且长英质碎屑颗粒间及黏土矿物晶间多见碳酸盐胶结物,长英质纹层占比约为 25%,有机质纹层占比为 3%。扫描电镜下长英质

表 1 QY1 井阜二段各岩相“四性”特征
Table 1 Four characteristics of lithofacies in the Second Member of Funing Formation in Well QY1

主要岩相类型	含油性		储集性		可动性		可压性	
	$w(\text{TOC})/\%$	含油饱和度/%	孔隙度/%	渗透率/ ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	$w(\text{S}_1)/$ (mg/g)	$I_{\text{OS}}/$ (mg/g)	脆性矿物体 积分数/%	脆性指数/ %
中有机质纹层状含灰云页岩(①型)	1.32	54.23	4.14	0.109	3.14	156	64.8	54.6
中有机质层状含灰云页岩(②型)	1.35	48.75	4.33	0.138	2.85	171	60.1	53.2
中有机质纹层/层状灰云质页岩(③型)	1.20	54.42	4.09	0.064	1.86	155	61.3	53.1
低有机质纹层/层状灰云质页岩(④型)	0.52	52.44	4.49	0.038	0.78	55	61.6	57.6
高有机质层状灰质页岩(⑤型)	2.42	50.69	2.50	0.018	2.09	77	62.6	45.2
高有机质块状泥岩(⑥型)	2.04	—	5.03	—	—	72	49.8	32.0

纹层中发育大量粒间孔(图 4b、c),黏土质纹层中发育大量黏土矿物晶间孔(图 4d),有机质纹层中有机孔发育(图 4e)。

3.3 中有机质纹层/层状灰云质页岩(③型)

中有机质纹层/层状灰云质页岩主要为长英质与黏土质互层,局部可见灰质条带(图 5a)和有机质纹层,碳酸盐矿物体积分数明显高于上述两种岩相。其中长英质碎屑颗粒间及黏土矿物晶间多见碳酸盐胶结物,薄片照片中染色后整体呈现粉红色。扫描电镜下由于碳酸盐胶结物多,粒间孔明显少于前两种岩相(图 5b),但孔隙仍然以粒间孔和黏土矿物晶间孔(图 5c)为主,方解石表面见溶蚀孔(图 5c),有机质孔隙欠发育(图 5c)。

3.4 低有机质纹层/层状灰云质页岩(④型)

低有机质纹层/层状灰云质页岩以长英质与黏土

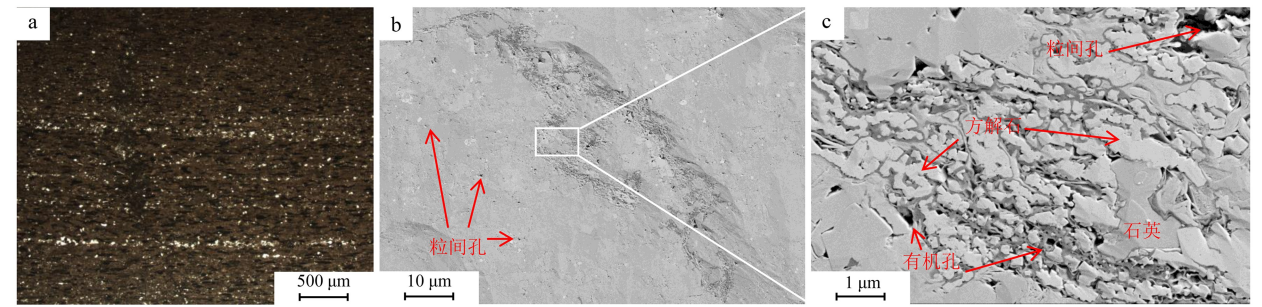
质互层为主(图 6a),局部长英质体积分数较高,长英质纹层占比可达近 50%,长英质矿物颗粒间胶结物有黏土矿物和碳酸盐矿物,有机质极少。扫描电镜下粒间孔发育(图 6b),粒间孔内多见黏土矿物(图 6c),黏土矿物晶间孔发育(图 6d),有机质孔隙欠发育。

3.5 高有机质层状灰质页岩(⑤型)

高有机质层状灰质页岩主要以层状分布,纹层极少,薄片照片表明普遍含灰质,染色后呈粉红色(图 7a)。扫描电镜下有机质和黄铁矿分布广泛(图 7b),岩石致密,大量灰质胶结物致使孔隙减少,粒间孔不发育,孔隙以碳酸盐矿物表面溶蚀孔和黄铁矿晶间孔为主(图 7c、d),部分有机质孔隙发育(图 7e)。

3.6 高有机质块状泥岩(⑥型)

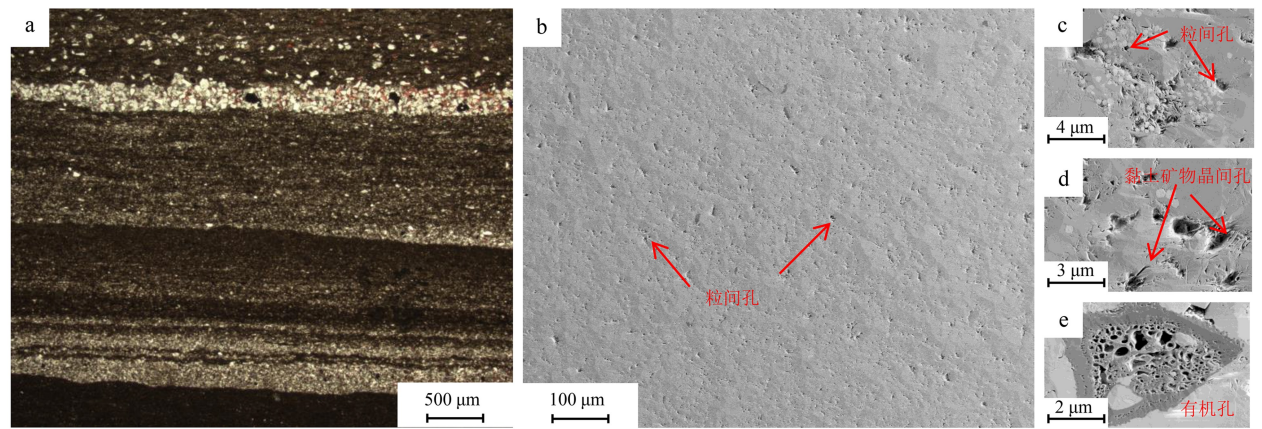
高有机质块状泥岩主要呈块状,薄片下纹层少,灰质较少(图 8a)。扫描电镜下局部可见大量白云石,



a. 长英质与黏土质互层,3 921.07 m;b. 有机质纹层与长英质纹层界面处;c.图 b 局部放大,有机质、方解石及长英质碎屑颗粒等混合,粒间孔和有机孔发育。

图 3 中有机质纹层状含灰云页岩(①型)微观孔隙特征

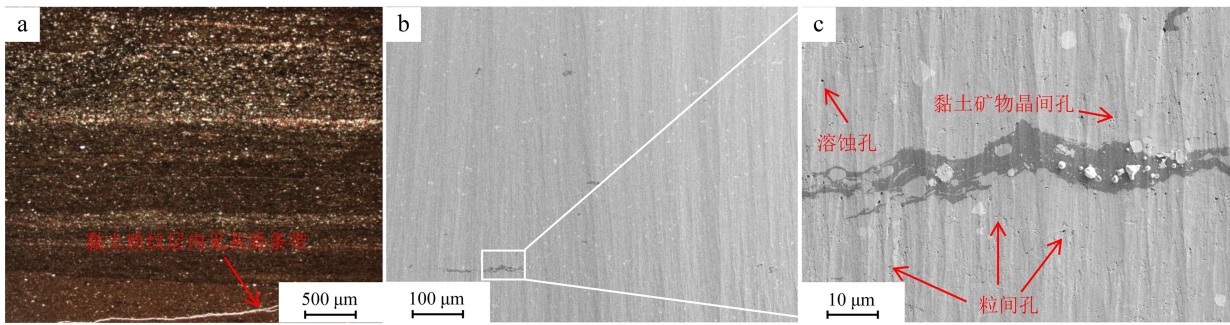
Fig.3 Microscopic pore characteristics of medium organic matter lamellar calcareous dolomitic shale (Type ①)



a. 长英质与黏土质互层,黏土质纹层内含灰质,长英质纹层矿物颗粒间见方解石胶结物,3 998.78 m;b. 长英质纹层中发育粒间孔;c. 粒间孔;d. 黏土矿物晶间孔;e. 有机孔。

图 4 中有机质层状含灰云页岩(②型)微观孔隙特征

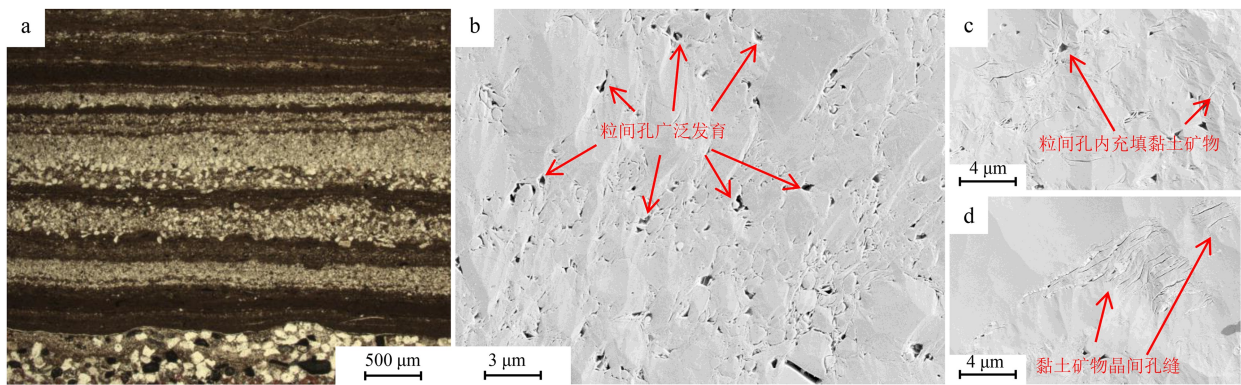
Fig.4 Microscopic pore characteristics of medium organic matter layered calcareous dolomitic shale (Type ②)



a. 长英质与黏土质互层,长英质和黏土质纹层内多见碳酸盐胶结物,3 839.50 m;b. 局部见有机质顺层发育;c. 图 b 局部放大,见粒间孔。

图 5 中有机质纹层/层状灰云质页岩(③型)微观孔隙特征

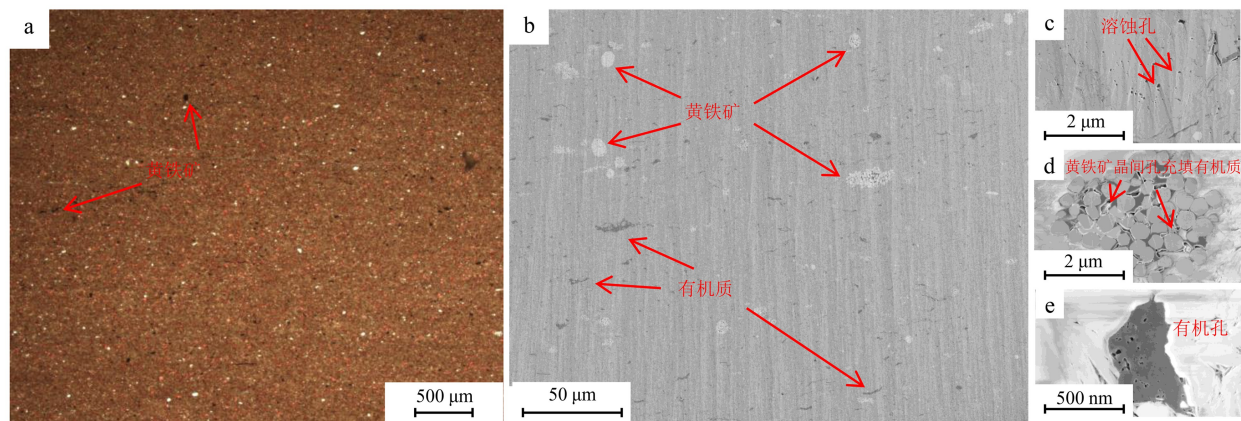
Fig.5 Microscopic pore characteristics of medium organic matter lamellar/layered shale with calcareous and dolomitic sediments (Type ③)



a. 长英质与黏土质互层,3 910.50 m;b. 粒间孔发育;c. 粒间孔内局部充填黏土矿物;d. 黏土矿物晶间孔缝。

图 6 低有机质纹层/层状灰云质页岩(④型)微观孔隙特征

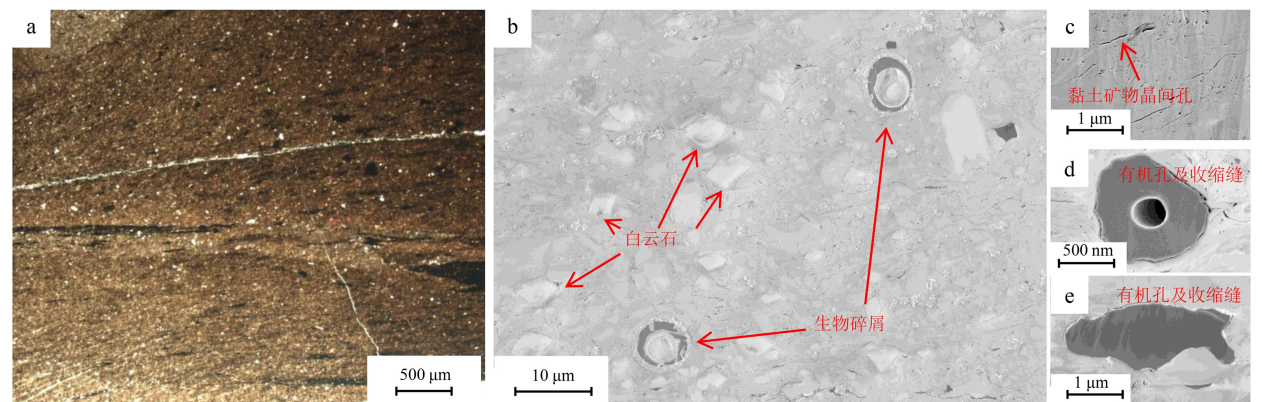
Fig.6 Microscopic pore characteristics of lower organic matter lamellar/layered shale with calcareous and dolomitic sediments (Type ④)



a. 薄片下纹层少,普遍含灰质,3 717.77 m;b. 扫描电镜见有机质、黄铁矿;c. 溶蚀孔;d. 黄铁矿晶间孔;e. 有机孔。

图 7 高有机质层状灰质页岩(⑤型)微观孔隙特征

Fig.7 Microscopic pore characteristics of high organic matter layered shale with calcareous sediments (Type ⑤)



a. 薄片下纹层少,灰质较少,3 758.45 m;b. 扫描电镜见白云石、生物碎屑;c. 黏土矿物晶间孔;d. 有机孔;e. 有机质与矿物接触边界见收缩缝。

图 8 高有机质块状泥岩(⑥型)微观孔隙特征

Fig.8 Microscopic pore characteristics of high organic matter massive mudstone (Type ⑥)

有机质丰富,局部可见生物碎屑(图 8b)。主要的孔隙类型为黏土矿物晶间孔(图 8c),部分有机质孔隙发育(图 8d),有机质与矿物颗粒边界处可见收缩缝(图 8e)。

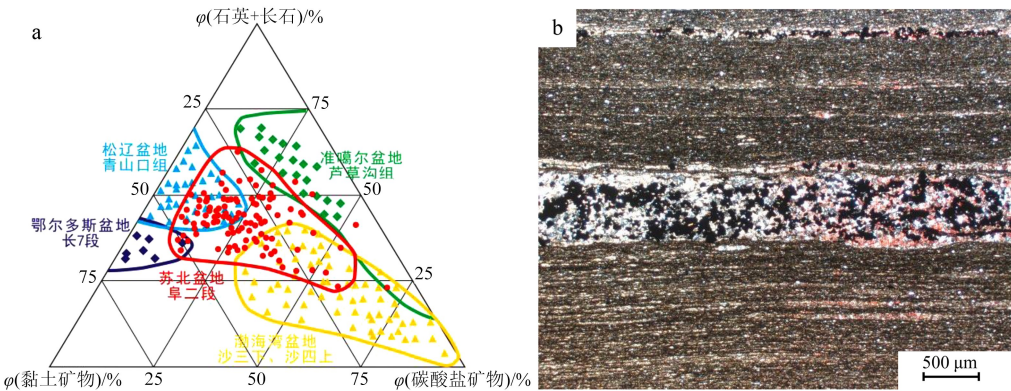
4 储集特征的影响因素

综合前文页岩储层的“四性特征”及储集空间情况,初步确定了岩性矿物组成、纹层发育程度和微幅构造是影响页岩储集特征的主要因素,分别从不同程度影响了孔隙类型和占比。

4.1 矿物组成

不同于国内其他陆相页岩油储层的岩性特征,苏北盆地阜二段页岩矿物组成没有明显的倾向性,

主要包括长英质(石英+长石)、黏土矿物和碳酸盐矿物(方解石和白云石),为长英质-黏土质-碳酸盐三元混合岩相,比例约为 4 : 3 : 3(图 9a)。从前文各岩相储集空间特征来看,相对于各类矿物组成的体积分数,其表现出的产状和分布特征对储集空间的影响更大。其中石英、长石等碎屑颗粒主要以长英质纹层状分布于储层中,大量碎屑矿物颗粒间发育有粒间孔(图 4b),孔径多为微米级,这些碎屑颗粒间形成的粒间孔和粒缘缝是储集空间的主要贡献者,因此,长英质矿物体积分数对储集性有积极影响。黏土矿物则主要以黏土质纹层分布于储层中,以伊利石、伊蒙混层为主,另含有少量高岭石和绿泥石,普遍发育黏土矿物晶间孔(图8c)和晶间缝,因



a. 国内各陆相页岩油储层矿物组成三元图;b. 碳酸盐矿物以胶结物形式存在于长英质纹层的碎屑颗粒间,染为红色的矿物为方解石,4 012.11 m。

图 9 研究区页岩油储层矿物组成三元图及研究区薄片照片

Fig.9 Ternary diagram of mineral composition of shale oil reservoir and thin section photographs in the study area

此,黏土矿物体积分数的高低直接影响了黏土矿物晶间孔缝的占比。碳酸盐矿物主要为方解石和白云石,除局部可见的灰质纹层外,多以胶结物形式填充于长英质纹层的碎屑颗粒间(图 9b),碳酸盐矿物除表面局部发育的溶蚀孔外,对孔隙度没有其他贡献,且从实测的孔隙度结果来看,因碳酸盐矿物占据了大量粒间孔空间,灰质纹层段孔隙度极低。前文中碳酸盐矿物体积分数最高的岩相——高有机质层状灰质页岩(⑤型)平均孔隙度仅为 2.5%,因此,碳酸盐矿物对储集性起到了不利影响。

4.2 纹层发育程度

岩心与薄片照片显示,QY1 井阜二段中部及下部页岩中纹层极发育(图 10a),不同纹层间的界面处易形成水平方向的层理缝或纹层缝(图 10b),为页岩油储层提供了大量的储集空间,在有机质富集段,缝隙内多含油。纵向上,从不同纹层的组合类型来看,主要的纹层组合类型包括灰质+有机质互层(图 10c)、长英质+黏土质互层(图 10d)和长英质+黏土质+有机质互层(图 10e)。其中:灰质+有机质互层全井段只有两处,分别位于深度段 3 751.00~3 751.20 和 3 860.70~3 860.85 m,其特点在于泥晶方解石夹有机质纹层极发育,纹层密度统计计算

最大可达 17 895 条/m,即图 2 中纹层密度统计曲线中最高的两段深度区间;但实测的垂直渗透率极低,均低于仪器检测下限,且该纹层组合类型在纵向上占比低,不是阜二段的研究重点。而长英质+黏土质互层或长英质+黏土质+有机质互层中发育的层理缝对储集物性贡献较大,岩心和薄片照片表明,纹层数量越多,层理缝或水平缝越发育,这些水平缝在增加储层孔隙度的同时,可以极大地提高水平渗透率;实测渗透率结果表明,纹层发育段的最大水平渗透率值是垂直渗透率值的 83 倍。

4.3 微幅构造

从成像测井、岩心及薄片鉴定的结果上看,I—II 亚段中部纹层状页岩裂缝发育,主要为水平及高角度构造缝(图 11a),由微幅的构造作用形成,局部发育成岩缝。早期发育水平构造缝,局部方解石充填;晚期发育高角度缝,岩心缝长 2~20 cm,裂缝密度可达 20 条/m,切穿层理缝与水平构造缝,半充填—未充填,可见毫米—厘米级微断层(图 11a、b)。多期的水平缝和高角度缝形成了有利的裂缝网络,一方面为储层提供了储集空间,另一方面有效改善页岩的渗透性,沟通页岩中的微孔隙和层理缝,提高储集性能。

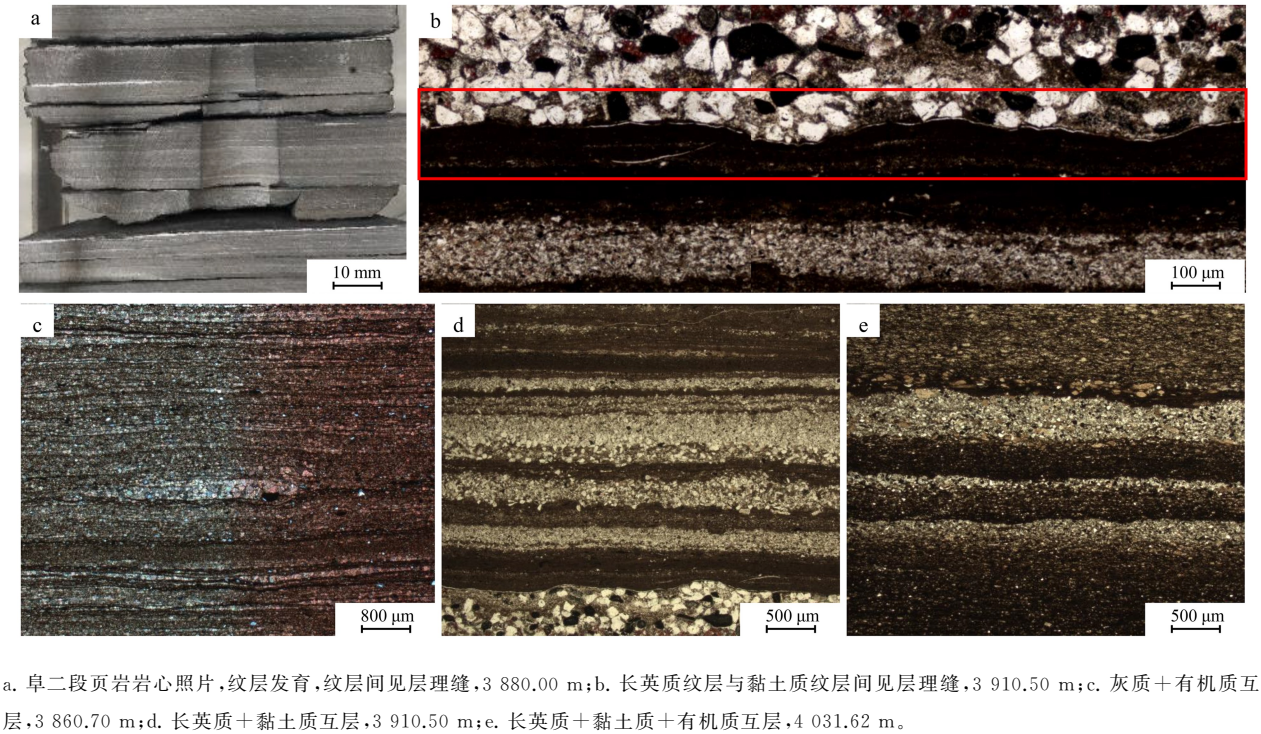
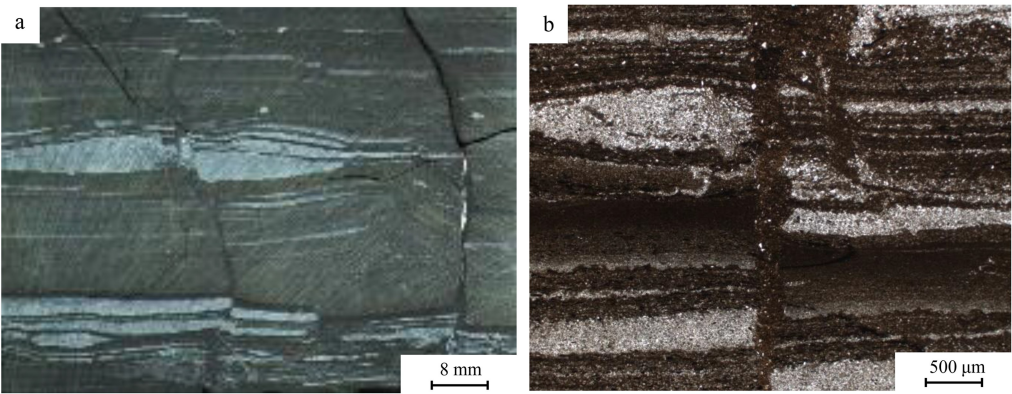


图 10 阜二段页岩层理缝及纹层组合类型

Fig.10 Combination types of bedding fissures and laminations in the Second Member of Funing Formation



a. 岩心剖切照片,见水平构造缝及高角度缝形成的裂缝网络,局部填充方解石,厘米级微断层,3 996.20 m;b. 岩石薄片照片,毫米级微断层,3 889.76 m。

图 11 阜二段页岩微幅构造形成裂缝网络

Fig.11 Microstructural deformation in the Second Member of Funing Formation forms a network of fractures

5 结论

1)综合考虑有机质丰度+构造特征+岩性等岩相特征,将 QY1 井阜二段划分为 6 种岩相类型。依据“四性”综合评价,中有机质纹层状含灰云页岩、中有机质层状含灰云页岩和中有机质纹层/层状灰云质页岩为优势岩相。

2)不同岩相的储集空间类型各有差异,中有机质纹层状含灰云页岩的储集空间类型以粒间孔为主,局部可见有机孔和收缩缝;中有机质层状含灰云页岩以粒间孔和黏土矿物晶间孔为主,局部可见粒缘缝;中有机质纹层/层状灰云质页岩主要为黏土矿物晶间孔,其次为粒间孔和溶蚀孔。

3)储集特征影响因素主要有岩性矿物组成、纹层发育程度和微幅构造。其中:岩性矿物组成中,黏土矿物影响黏土矿物晶间孔占比,长英质矿物影响粒间孔占比,碳酸盐矿物能提供少量溶蚀孔,但多以胶结物方式填充于粒间孔内,对粒间孔不利;纹层发育的层位层理缝更多,对储层物性有积极影响;阜二段 I—II 亚段经历了大量微幅构造作用,形成大量水平和高角度构造缝,形成的裂缝网络对物性有积极影响。

参考文献(References):

[1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等.页岩油气革命及影响[J].石油学报,2020,41(1):1-12.
Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, et al. Shale Oil and Gas Revolution and Its Impact [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.

[2] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等.中国海相深层油气富集机理与勘探开发:研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J].石油与天然气地质,2020,41(4):655-683.
Ma Yongsheng, Li Maowen, Cai Xunyu, et al. Mechanisms and Exploitation of Deep Marine Petroleum Accumulations in China: Advances, Technological Bottlenecks and Basic Scientific Problems[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655-683.

[3] 张金川,陶佳,李中明,等.中国页岩剖面区域分布及其页岩气地质意义[J].油气藏评价与开发,2022,12(1):29-46.
Zhang Jinchuan, Tao Jia, Li Zhongming, et al. Regional Distribution of Field Shale Outcrop in China and Its Shale Gas Significance[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 29-46.

[4] 姚红生,胥灵,高玉巧,等.苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集高产主控因素与勘探重大突破[J].石油实验地质,2021,43(5):776-783.
Yao Hongsheng, Zan Ling, Gao Yuqiao, et al. Main Controlling Factors for the Enrichment of Shale Oil and Significant Discovery in Second Member of Paleogene Fuling Formation, Qintong Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(5): 776-783.

[5] 何希鹏,何贵松,高玉巧,等.常压页岩气勘探开发关键技术进展及攻关方向[J].天然气工业,2023,43(6):1-14.
He Xipeng, He Guisong, Gao Yuqiao, et al. Progress in and Research Direction of Key Technologies for

- Normal-Pressure Shale Gas Exploration and Development[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(6): 1-14.
- [6] 何希鹏. 四川盆地东部页岩气甜点评价体系与富集高产影响因素[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 59-71.
- He Xipeng. Sweet Spot Evaluation System and Enrichment and High Yield Influential Factors of Shale Gas in Nanchuan Area of Eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 59-71.
- [7] 笱灵. 苏北盆地金湖凹陷北港次洼古近系阜宁组二段页岩油富集特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 618-624.
- Zan Ling. Enrichment Characteristics and Main Controlling Factors of Shale Oil Reservoir in the Second Member of Paleogene Funing Formation, Beigang Subsag, Jinhu Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 618-624.
- [8] 王永诗, 唐东. 咸化陷断湖盆典型页岩剖面地质特征: 以东营凹陷为例[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(1): 181-191.
- Wang Yongshi, Tang Dong. Geological Characteristics of Typical Shale Profile in a Saline Lacustrine Rift Basin: A Case Study of Dongying Sag[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 181-191.
- [9] 何发岐, 徐兵威, 邵隆坎. 再论油气勘探开发哲学和创新性思维: 纪念“中国陆上第一口油井”延 1 井[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(2): 265-273.
- He Faqi, Xu Bingwei, Shao Longkan. On Philosophy and Innovative Thinking of Oil & Gas Exploration and Development: Commemoration of the First Oil Well on Land in China, Well-Yan1[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 265-273.
- [10] 赵兰. 致密砂岩储层微裂缝发育特征及对物性的影响: 以杭锦旗地区十里加汗区带为例[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(2): 285-291.
- Zhao Lan. Development Characteristics of Microfractures in Tight Sandstone Reservoir and Its Influence on Physical Properties: A Case Study of Shiligianhan Zone in Hangjinqi[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 285-291.
- [11] 段宏亮, 刘世丽, 付茜. 苏北盆地古近系阜宁组二段富有机质页岩特征与沉积环境[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 612-617.
- Duan Hongliang, Liu Shili, Fu Qian. Characteristics and Sedimentary Environment of Organic-Rich Shale in the Second Member of Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 612-617.
- [12] 付茜, 刘启东, 刘世丽, 等. 苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段页岩油成藏条件分析[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 625-631.
- Fu Qian, Liu Qidong, Liu Shili, et al. Shale Oil Accumulation Conditions in the Second Member of Paleogene Funing Formation, Gaoyou Sag, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 625-631.
- [13] 郝石生, 陈章明. 天然气藏的形成与保存[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 44-59.
- Hao Shisheng, Chen Zhangming. The Formation and Preservation of Natural Gas[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 44-59.
- [14] 赵靖舟, 戴金星. 库车油气系统油气成藏期与成藏史[J]. 沉积学报, 2002, 20(2): 314-319.
- Zhao Jingzhou, Dai Jinxing. Accumulation Timing and History of Kuche Petroleum System, Tarim Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(2): 314-319.
- [15] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249-256.
- Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and Evaluation Criteria of Shale Oil and Gas Resources: Discussion and Application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249-256.
- [16] 杨智, 邹才能, 付金华, 等. 大面积连续分布是页岩层系油气的标志特征: 以鄂尔多斯盆地为例[J]. 地球科学与环境学报, 2019, 41(4): 459-474.
- Yang Zhi, Zou Caineng, Fu Jinhua, et al. Characteristics and “Sweet Area (Section)” Evaluation of Continuous Tight & Shale Oil and Gas in Ordos Basin, North-Central China[J]. Journal of Earth Science and Environment, 2019, 41(4): 459-474.
- [17] 赵文智, 朱如凯, 胡素云, 等. 陆相富有机质页岩与泥岩的成藏差异及其在页岩油评价中的意义[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1079-1089.
- Zhao Wenzhi, Zhu Rukai, Hu Suyun, et al. Accumulation Contribution Differences Between Lacustrine Organic-Rich Shales and Mudstones and Their Significance in Shale Oil Evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1079-1089.
- [18] 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜

力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.

Zou Caineng, Zhao Qun, Cong Lianzhu, et al. Development Progress, Potential and Prospect of Shale Gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.

[19] 王然, 何文军, 赵辛楣, 等. 准噶尔盆地吉 174 井芦草沟组页岩油地质剖面分析[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(1): 192-203.

Wang Ran, He Wenjun, Zhao Xinmei, et al. Geological Section Analysis of Shale Oil in Lucaogou Formation of Well - Ji - 174, Junggar Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 192-203.

[20] 黄飞. SEC 储量动态评估方法在页岩气田中的应用: 以南川气田平桥南区块为例[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 521-526.

Huang Fei. SEC Estimation by DCA on Shale Gas Fields: A Case Study of Pingqiao South Block of Nanchuan Gas Field [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 521-526.

[21] 代波, 李二党, 王小军, 等. 基于烃源岩地化参数评价页岩油运聚规律[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 506-513.

Dai Bo, Li Erdang, Wang Xiaojun, et al. Evaluation of Shale Oil Migration and Accumulation Rules Based on Geochemical Parameters of Source Rocks [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 506-513.

[22] 李晓光, 倪智勇, 宋到福, 等. 杭锦旗地区二叠系储层油气成藏期次及流体势特征[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(4): 1110-1123.

Li Xiaoguang, Ni Zhiyong, Song Daofu, et al. Hydrocarbon Accumulation Stages and Fluid Potential Characteristics of Permian Reservoirs in Hangjinqi Area[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(4): 1110-1123.

[23] 吴琼玲, 彭光荣, 肖张波, 等. 岩浆底辟改造型洼陷复杂结构特征及演化规律: 以珠江口盆地陆丰 22 洼为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2023, 53(4): 1048-1065.

Wu Qiongling, Peng Guangrong, Xiao Zhangbo, et al. Complex Structural Characteristics and Evolution of Magmatic Diapirism Reformed Subsag: A Case of Lufeng 22 Subsag, Pearl River Mouth Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2023, 53(4): 1048-1065.

[24] 汪岩, 钱程, 钟辉, 等. 松辽盆地西缘构造带构造格架、演化及油气资源潜力[J]. 地质通报, 2024, 43(7): 1073-1089.

Wang Yan, Qian Cheng, Zhong Hui, et al. Tectonic Framework, Evolution and Potential Petroleum Resources of the Structural Belt in the Western Margin of Songliao Basin [J]. Geological Bulletin of China, 2024, 43(7): 1073-1089.

[25] 方向, 郝翠果, 刘俊田, 等. 新疆三塘湖盆地芦草沟组混积岩型致密油形成条件与富集因素[J]. 地质通报, 2023, 42(2/3): 397-410.

Fang Xiang, Hao Cuiguo, Liu Juntian, et al. Geological Conditions and Enrichment Factors of the Lucaogou Formation Diamictite Tight Oil in Santanghu Basin, Xinjiang [J]. Geological Bulletin of China, 2023, 42(2/3): 397-410.

[26] 赵晓明, 代茂林, 刘舒, 等. 西湖凹陷中南部花港组下段储层成岩-孔隙演化[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(1): 21-34.

Zhao Xiaoming, Dai Maolin, Liu Shu, et al. Diagenetic-Pore Quantitative Evolution of the Reservoir from Lower Huagang Formation in the South-Central Xihu Sag [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(1): 21-34.

[27] 唐洪明, 庞榆, 王锡伟, 等. 高孔低渗碳酸盐岩孔隙结构及控制因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(3): 1-13.

Tang Hongming, Pang Yu, Wang Xiwei, et al. The Pore Structure and Controlling Factors of High-Porosity and Low-Permeability Carbonate [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(3): 1-13.

[28] Yu Shaoyong, 刘玉慧. 页岩及致密地层油气井的生产特征及可采储量计算方法[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 146-153.

Yu Shaoyong, Liu Yuhui. Production Performance and EUR Forecast of Wells Producing from Tight/Shale Reservoirs [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 146-153.

[29] 云露, 何希鹏, 花彩霞, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系陆相页岩油成藏地质特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 176-187.

Yun Lu, He Xipeng, Hua Caixia, et al. Accumulation Characteristics and Resource Potential of Paleogene Continental Shale Oil in Qintong Sag of Subei Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 176-187.