

沾化凹陷页岩油富集可采主控因素研究

苏思远^{1,2}, 姜振学^{1,2*}, 宁传祥^{1,2}, 王智^{1,2}, 李政³, 朱日房³

1 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学 非常规天然气研究院, 北京 102249

3 中石化胜利油田地质科学研究院, 东营 257015

* 通信作者, jiangzx@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-11-17

国家重点基础研究发展计划(973)项目(2014CB239105)资助

摘要 通过显微镜薄片观察、热解实验、氦气孔隙度、脉冲渗透率、XRD全岩矿物分析等实验,对渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷页岩油富集主控因素进行了研究。结果表明:泥页岩的生烃能力和储集能力是页岩油能否富集的重要影响因素。生烃能力方面,有机质丰度、类型、成熟度等是决定因素;储集能力方面,发育一定的纹理和微裂缝有助于提高页岩的储集能力;富有机质纹层状岩相既有较强的生烃能力又发育纹层,储集能力强,是页岩油勘探的有利岩相。纹理、超压和微裂缝的发育可以提高油气的流动能力。另外具有一定的脆性矿物含量和超压条件,也为后期压裂开采提供了便利。

关键词 页岩油; 富集; 主控因素; 生烃能力; 储集能力

0 引言

随着世界能源需求的不断增加,非常规油气已经成为油气领域的勘探热点^[1-4]。尤其是通过北美对页岩油气的成功勘探,使得页岩油成为全球油气勘探的新焦点^[5-6]。我国页岩油主要分布在准格尔、松辽、鄂尔多斯、四川、渤海湾等盆地,据估算中国主要盆地可采页岩油资源量大约为30亿~60亿t^[7],显示出较大的勘探潜力。页岩油是指富有机质、纳米级孔径为主的页岩地层中的石油,是成熟有机质页岩石油的简称。主要以游离态和吸附态赋存于泥页岩及相邻砂岩及碳酸盐岩薄夹层中,需要通过水平井多段压裂等技术手段才能实现规模经济开采^[8-10]。页岩油具有源储一体、储层致密,超低孔渗的特点^[10-11],其能否被成功勘探开发,主要取决于生烃基础、储存空间、保存条件、储层改造条件、原油物性和开采方式等方面^[12-14]。虽

然已经有学者对页岩油的地球化学特征、可采性、资源评价方面做了一定研究^[7,15-21],但对页岩油富集主控因素研究仍然较少。本文选取渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷沙三下亚段陆相页岩样品为例,通过显微镜薄片观察、热解实验、氦气孔隙度、脉冲渗透率、全岩矿物分析(X-Ray Diffraction)等实验方法获得了岩石学、地球化学及储层等相关信息,进而通过分析页岩的岩相、生烃能力、储集能力、保存条件等对页岩油富集可采的主控因素进行了研究,以便为今后的陆相页岩油勘探提供借鉴。

1 样品与实验

研究区沾化凹陷位于济阳坳陷东北部(图1),为渤海湾盆地三级构造单元,属于渤海湾中新生代裂谷盆地的一部分^[22]。该区为深湖-半深湖沉积环境,沉

引用格式: 苏思远,姜振学,宁传祥,王智,李政,朱日房. 沾化凹陷页岩油富集可采主控因素研究. 石油科学通报, 2017, 02: 187-198

SU Siyuan, JIANG Zhenxue, NING Chuanxiang, WANG Zhi, LI Zheng, ZHU Rifang. Study of the main controlling factors of shale oil enrichment in the Zhanhua Sag. Petroleum Science Bulletin, 2017, 02: 187-198. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.02.018

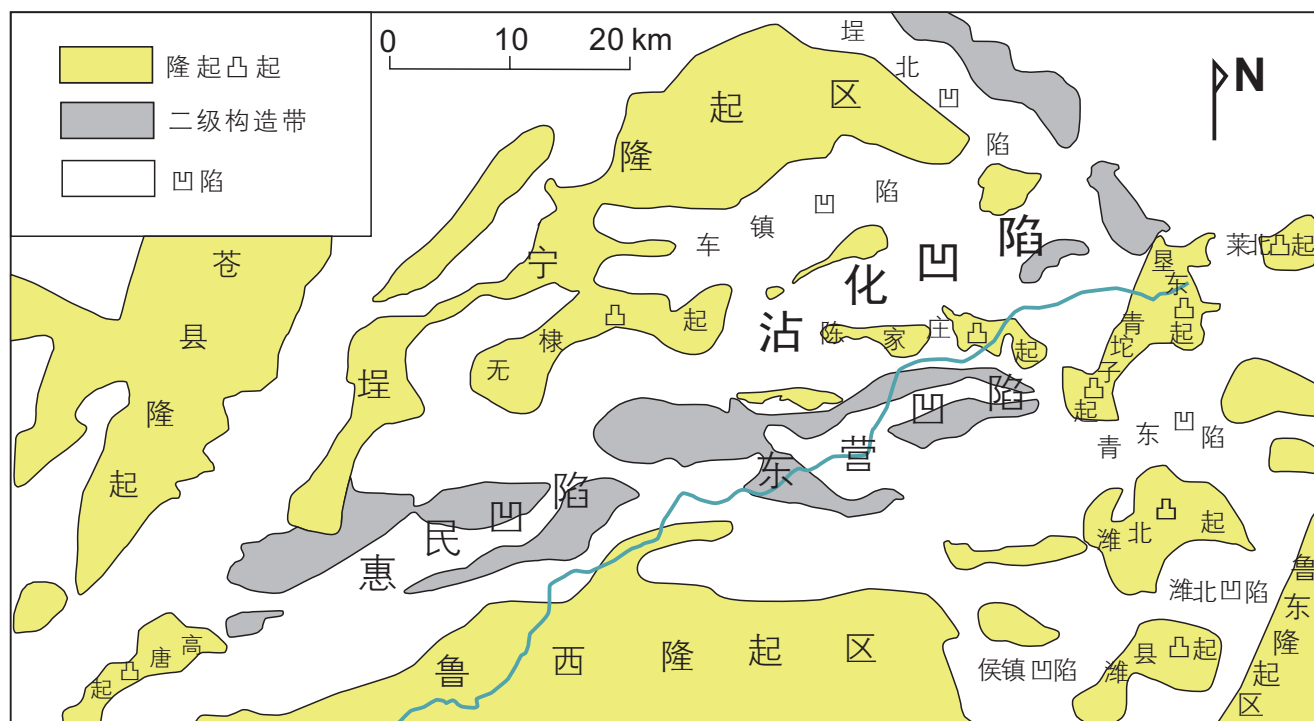


图1 沾化凹陷区域位置图(改自王鸿升^[23])

Fig. 1 The regional location of Zhanhua Depression (modified from WANG Hongsheng^[23])

积了大片的暗色泥岩,有机质含量高,是良好的烃源岩,同时在洼陷深湖区还发育有近岸水下扇及湖底扇砂体呈楔形体插入深水湖相沉积中,主要以泥岩、油页岩为主,夹砂岩、粉砂岩和碳酸盐岩薄层,厚度一般为700~1 000 m,凹陷中部最厚可达1 200 m以上。前期勘探中,沾化凹陷已经有百余口探井在泥页岩中有油气显示,其中10口井获得工业油流,并有一口系统取芯井L69井,及高产井L42、L67、XYS9井为代表,展示出良好的页岩油勘探潜力。

本文选取渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷沙河街组沙三下亚段页岩岩心进行实验,样品的地球化学热解参数采用ROCK-Eval6岩石热解分析仪测定,首先将样品研磨成60 mg的粉末状,0~300℃在热解炉内加热分解得到可动烃 S_1 (mg/g),之后在300~650℃下进行加热分解得到 S_2 和 T_{max} 值,总有机碳(TOC)使用Leco CS-230碳分析仪测定。为了测定矿物组分含量,将60~100 g样品研磨成粉末(小于200目),并使用Bruker D8 DISCOVER自动粉末X射线分析装置测量页岩样品的矿物含量(Co Ka-radiation, 40 kv, 40 mA)。孔隙度参数利用孔隙度自动测定仪通过体积法测得,测试气体为氮气,温度为27℃。渗透率使用Smart-Perm II型超低渗透率测试仪,以氮气为工作介质,垂直取芯,鼓风干燥48小时后进行测量。

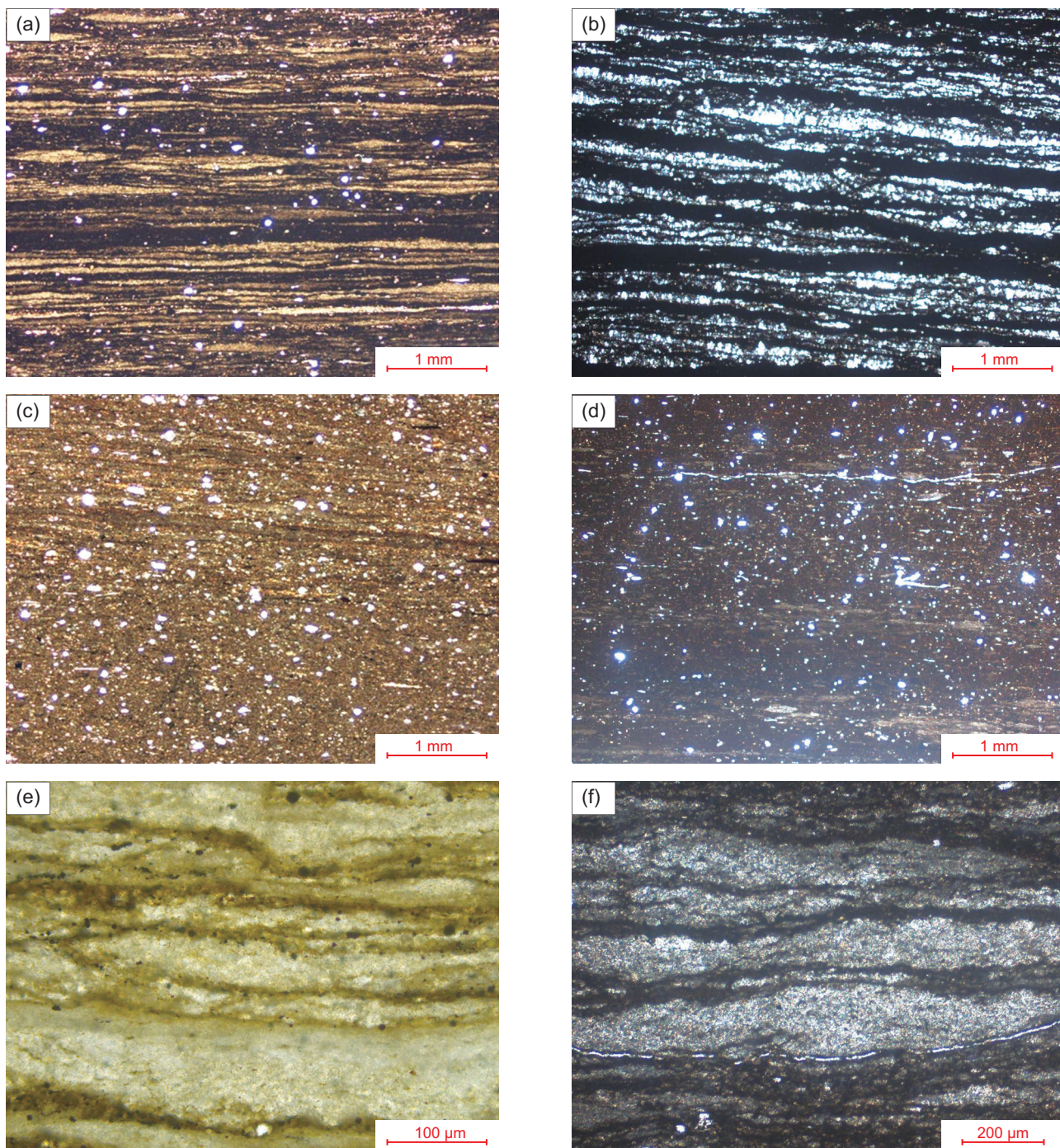
2 实验结果与讨论

2.1 岩相

岩相是一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合,它是沉积相的主要组成部分,包含了岩性特征的总和,包括矿物组成、颜色、颗粒大小分布等^[24],泥页岩的岩相在页岩油勘探中有着十分重要的意义。根据有机质丰度、沉积构造、岩石组分等特点进行岩相划分(表1)。根据前人的研究以有机质丰度为2%为界限^[11,21],将TOC大于等于2%和小于2%划分为富有机质和含有有机质两大类;沉积构造方面,将纹层厚度小于1 mm划分为纹层,大于等于1 mm的纹层定义为层状,纹层不发育划分为块状^[25];岩石组分方面,以砂岩类、泥岩类和碳酸盐岩矿物为三端元,含量25%、50%、75%为界进行岩性划分。将岩相划分为富有机质纹层状泥质灰岩和灰质泥岩、富有机质层状泥质灰岩和灰质泥岩、含有机质纹层状泥质灰岩和灰质泥岩、含有机质层状泥质灰岩和灰质泥岩、含有机质块状泥岩相等9类岩相,其中富有机质纹层状泥质灰岩和灰质泥岩、富有机质层状泥质灰岩和灰质泥岩、含有机质纹层状泥质灰岩和含有机质层状泥质灰岩为沾化凹

陷主要岩相类型(图2)。据济阳坳陷出油井统计,页岩油气主要产自富有机质纹层状岩相中,占出油井段70%,其中富有机质纹层状泥质灰岩相占37%,富有机质纹层状灰质泥岩相占33%,富有机质层状灰质泥岩相占19%,富有机质层状泥质灰岩相占9%,含有机质纹层状泥质灰岩相占2%^[25]。另外,富有机质纹

层状岩相具有低碳轻质组分含量高的特点,这也是富有机质纹层状岩相页岩油可动性好、页岩油相对富集的主要原因之一^[25]。并且该种岩相有机质丰度高,生烃能力强,并且由于纹层的发育增加了油气的赋存空间,所以储集能力也较强。因此,富有机质纹层状泥质灰岩和灰质泥岩为页岩油富集最有利岩相。



图中岩相显微照片选自沾化凹陷L69井页岩样品,其中(a)富有机质纹层状泥质灰岩(b)富有机质纹层状灰质泥岩(c)富有机质层状灰质泥岩(d)富有机质层状泥质灰岩(e)含有机质纹层状泥质灰岩(f)含有机质层状泥质灰岩

图2 沾化凹陷L69井主要岩相类型显微照片

Fig. 2 Photomicrographs of main lithofacies types of well L69 of Zhanhua Sag

2.2 生烃能力

生烃能力决定了页岩油生成的多少，也是页岩油存在的物质基础。决定生烃能力的主要地球化学参数为有机质丰度(TOC)、类型及成熟度(R_o)。经过前人的研究表明，泥页岩的地球化学性质对含油性有重要影响^[12,19]。

2.2.1 有机质丰度

有机质含量的高低决定了页岩含油量的多少，在

有机质类型和成熟度相似的情况下，有机碳含量越高，页岩生烃潜力越大，烃类滞留量越多，页岩含油性越好^[26]。从图 3a 可以看出，研究区泥页岩的有机质丰度较高，主要分布在 1%~6% 之间，其中 2%~4% 为主要分布区间，而 S_1+S_2 主要介于 6~20 mg/g(图 3b)。根据 Huang^[27]对中国湖相泥页岩有机质丰度的评价标准(表 2)，研究区泥页岩属于好的烃源岩，具有大量生成页岩油的基础。从图 4 可以看出，泥页岩生烃能力(S_1+S_2)和含油性(S_1)都随着 TOC 含量的增大总体呈现

表 1 沾化凹陷泥页岩岩相类型划分方案 (引自王勇等^[25])
Table 1 Classification scheme of shale lithifacies in Zhanhua Sag (Cited from Wang et al^[25])

岩相类型	岩石组分	沉积构造 (纹层厚度)	有机质丰度 (TOC)
富有机质纹层状泥岩相	$V_{sh} \geq 75\%$	<1 mm	$\geq 2\%$
富有机质纹层状灰质泥岩相	$V_{sh} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{ca} < 50\%$		
富有机质纹层状泥质灰岩相	$V_{ca} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{sh} < 50\%$		
富有机质层状泥岩相	$V_{sh} \geq 75\%$	≥ 1 mm	
富有机质层状灰质泥岩相	$V_{sh} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{ca} < 50\%$		
富有机质层状泥质灰岩相	$V_{ca} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{sh} < 50\%$		
富有机质块状灰质泥岩相	$V_{sh} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{ca} < 50\%$	纹层不发育	
富有机质块状泥岩相	$V_{sh} \geq 75\%$		
含有机质纹层状泥质灰岩相	$V_{ca} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{sh} < 50\%$	<1 mm	
含有机质层状灰质泥岩相	$V_{sh} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{ca} < 50\%$	≥ 1 mm	
含有机质层状砂质泥岩相	$V_{sh} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{sa} < 50\%$		
含有机质层状泥质灰岩相	$V_{ca} > 50\%$, $25\% < V_{sh} < 50\%$		
含有机质层状砂质灰岩相	$V_{ca} \geq 50\%$, $25\% \leq V_{sa} < 50\%$		
含有机质块状泥岩相	$V_{sh} \geq 75\%$	纹层不发育	
灰岩相	$V_{ca} \geq 75\%$		
砂岩相	$V_{sa} \geq 75\%$		

注: V_{sh} —泥质含量; V_{ca} —碳酸盐含量; V_{sa} —砂质含量

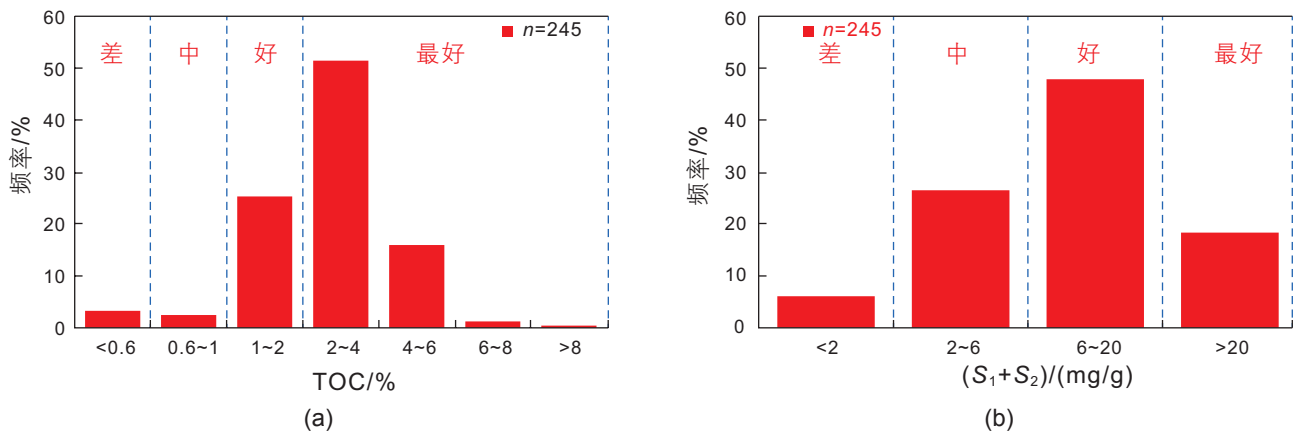


图 3 沾化凹陷沙三下亚段页岩储层地化参数概率分布直方图
Fig. 3 Frequency distribution histogram of geochemical parameters of shale in E_3^L of Zhanhua Sag

上升的趋势，具有一定的正相关性。表明较高的TOC含量为页岩油气富集奠定了基础。

2.2.2 有机质类型

不同有机质类型其元素组成及化学结构不尽相同，生烃演化过程中的产物也有所差异，其最终的生烃能力差异较大，即使在有机碳含量相同的情况下，有机质类型的差异也会导致生烃潜力的大不相同。一般来说Ⅰ型和Ⅱ₁型具有较强生油性，有机质为Ⅰ型的泥页岩含油性为Ⅲ型的10倍以上^[12]，Ⅱ₁型和Ⅱ₂型干酪根生油率分别是Ⅲ型干酪根的2~7倍，并且在北美产出页岩油的富有有机质页岩中，有机质类型绝大多数偏于生油的Ⅰ型和Ⅱ型^[11]。表3为有机质类型划分标准

准。由图5可以看出，沾化凹陷有机质类型总体呈Ⅰ型和Ⅱ₁型，极少数为Ⅱ₂型和Ⅲ型，表现出良好的生油潜力。

2.2.3 有机质成熟度

烃源岩有机质成熟度研究是衡量有机质向油气转化程度的重要参数，一般随埋深增加而增大，对于页岩油来讲，有机质成熟度不仅会影响泥页岩的含油性，另一方面，还将对地层原油的物性造成很大影响，是页岩油富集可采的一个关键参数。图6(a)是沾化凹陷成熟度随深度变化关系，可以看到有机质成熟度主要分布在0.7%~1.0%之间，属于成熟阶段，有机质处于生油窗。受成熟度影响，S₁/TOC随着埋深逐渐增加

表2 我国湖相烃源岩有机质丰度评价标准 (Huang^[27])

Table 2 Evaluation standard of organic matter abundance of lacustrine source rock in China (Huang^[27])

生油岩级别	好	中等	差生油岩	非生油岩
TOC/%	>1.0	0.6~1.0	0.4~0.6	<0.4
(S ₁ +S ₂)/(mg/g)	>6.0	2.0~6.0	1.0~2.0	<1.0
沥青“A”/%	>0.1	0.05~0.10	0.03~0.05	<0.01
HC/ppm	>500	200~500	100~200	<100

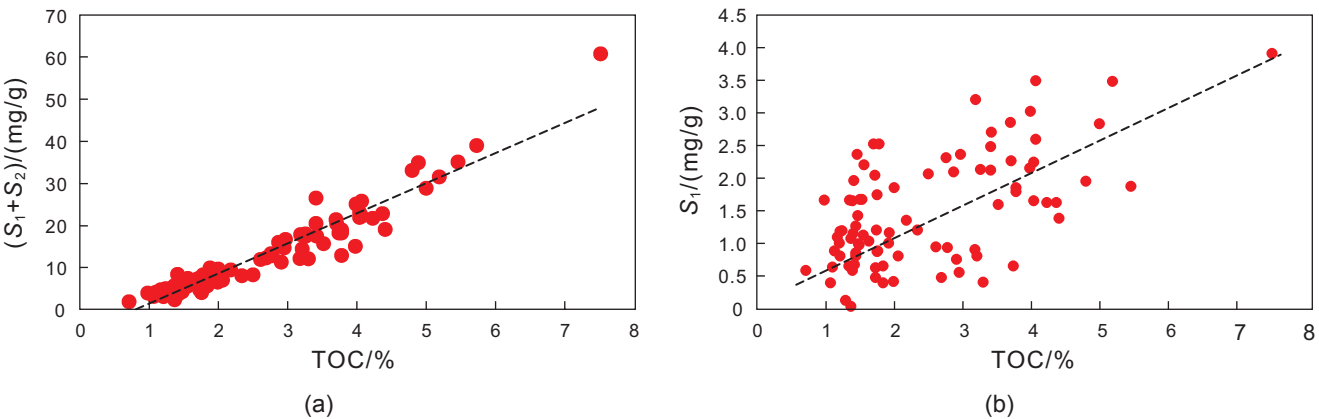


图4 沾化凹陷页岩含油性与有机质丰度关系图

Fig. 4 Relationship between shale oil content and Total Organic Carbon (TOC)

表3 烃源岩有机质类型划分标准 (SY/T 5735-1995)

Table 3 Classification criteria for organic matter types of hydrocarbon source rocks

	Ⅰ型(腐泥型)	Ⅱ ₁ 型(腐殖-腐泥型)	Ⅱ ₂ 型(腐泥-腐殖型)	Ⅲ型(腐殖型)
H/C	>1.5	1.5~1.2	<1.2~0.8	<0.8
O/C	<0.1	0.1~0.2	>0.2~0.3	>0.3
δ ¹³ C/‰	<-28	-28~-26.5	-26.5~-25	>-25
T _i	>80~100	80~40	<40~0	<0
I _H /(mg/g)	>500	500~350	<350~100	<100
(CP/TOC)/%	>70	70~30	<30~10	<10

(图 6b), 呈现一定的递增规律, 高值区 3 090~3 110 m 对应 R_o 为 0.8%~0.9%, 为页岩油气的有利勘探深度范围。

2.3 储集能力

页岩内的储集空间对油气的富集有着至关重要的作用。生烃能力一定的前提下, 储集空间越大, 储集的油气就越多。对于泥页岩, 储层空间主要是孔隙和微裂缝, 因此孔渗特征及裂缝发育情况可用来反映储

层的储集能力。

2.3.1 孔渗特征

作为非常规泥页岩储层, 孔渗条件对于页岩油的富集可采性影响较大。据统计研究区泥页岩孔隙度和渗透率都很低, 孔隙度在 3.5%~10.3%, 平均值 5.56%, 从孔隙度的分布直方图上也可以看出(图 7a), 孔隙度主要分布在 2%~8% 之间, 渗透率则受裂缝以及纹层层理的影响变化很大(图 7b), 最大可达 35.6 mD, 主要分布于 0.01~0.1 mD, 部分样品渗透率大于 0.1 mD。为低孔低渗泥页岩储层, 需要配合后期压裂技术才能得以实现工业开采。

2.3.2 裂缝发育特征

上个世纪 60 年代, 我国已经在东部断陷盆地发现了大量的泥页岩裂缝型油气藏, 王民^[28]等认为沾化凹陷罗家地区广泛发育泥页岩裂缝油藏, 这些油藏从空间分布来看, 主要分布于南部深凹陷内与构造变形及断裂作用比较强烈的构造高点、地层陡倾带、挠曲带和断裂, 裂缝的发育能有效改善储层的渗流能力, 为页岩油的开采提供必要条件。

对于泥页岩储层来说, 微裂缝不仅是页岩储层的渗流通道, 能起到沟通油气和改善物性的作用, 而且有利于后期压裂改造的人工裂缝与自然裂缝交汇形成网状缝, 提高产能。根据 Steve Larter 等对加拿大 Second

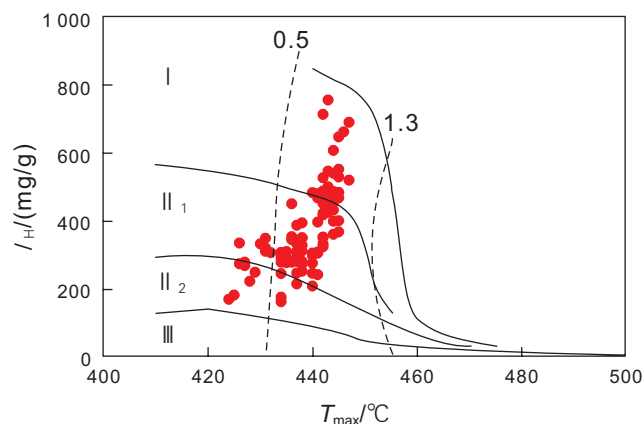


图 5 沾化凹陷沙三下亚段有机质类型划分图

Fig. 5 Classification of organic matter types in Zhanhua Sag

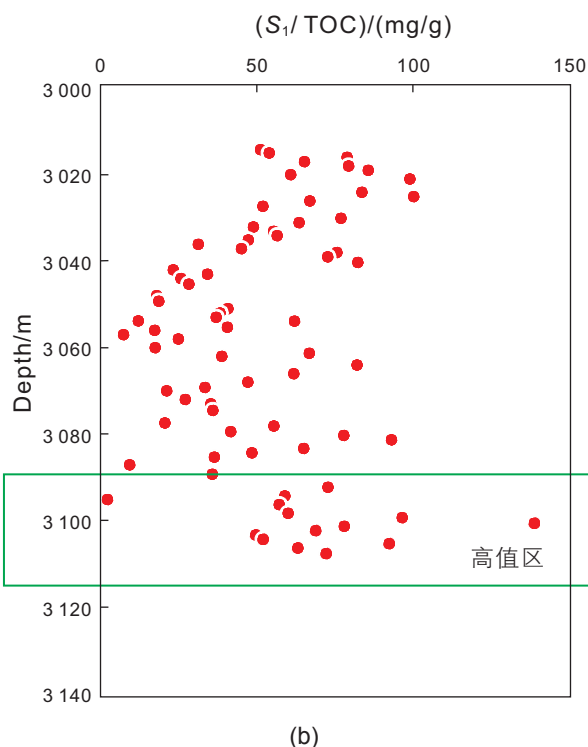
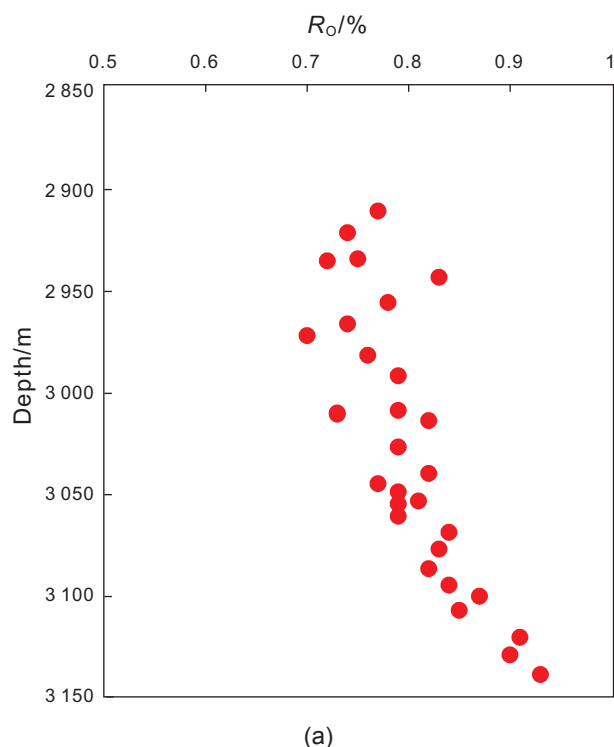


图 6 沾化凹陷页岩地化参数分布图

Fig. 6 The diagram of geochemical pareameters of shale in Zhanhua Sag

white specks 页岩的研究结论, 裂缝作用可以使页岩油渗透率提高 4~5 个数量级^[11]。沾化凹陷沙三下亚段也普遍发育裂缝, 位于罗家鼻状构造的 L69 井岩心照片显示(图 8), 泥页岩广泛发育构造缝和层理缝。在单偏光镜下, 也能看到更细小的微裂缝(图 9), 在 200 个微米尺度下, 能够明显观察到在一些纯泥页岩里边发育着微裂(图 9a、b), 在方解石含量较高的泥质灰岩里边, 有些微裂缝甚至破坏了完整的矿物(图 9 d、e), 说明了这些构造裂缝能够天然改善储层的垂直渗流能力, 有些裂缝则沿着矿物和泥质结合的薄弱面发育(图 9c、f), 有些裂缝可能充填了沥青。

2.4 保存能力

2.4.1 压力特征

页岩中存在异常高压, 具有较高的天然能量, 使

得页岩油气具有较高的产能。研究区内的 10 口产油井与地层压力系数进行统计表明(图 10), 压力系数越大, 产能一般越高; 而且异常高压的存在也使页岩更易于产生各种裂缝, 进而提高其渗透性, 有利于获得较高的产能。XYS9 井沙三段下亚段岩心中发育多条不规则裂缝, 为异常高压缝, 测试产油量为 38.5 t/d, 产气量为 870 m³/d, 具有较高的产能。但高压发育段也并非完全页岩油富集段, L69 井试油段虽然通过测井数据可以判别发育高压(图 10 虚线段), 但是日产油只有 0.85 t, 因此高压发育只是页岩油富集高产的必要不充分条件, 页岩油的地化条件和储集条件共同决定了页岩油的富集程度。但异常高压的发育既是页岩油气初次运移的重要动力, 也对油气起到一定的封盖作用^[20], 因此高压的发育总体来说对于油气的富集是有利的。

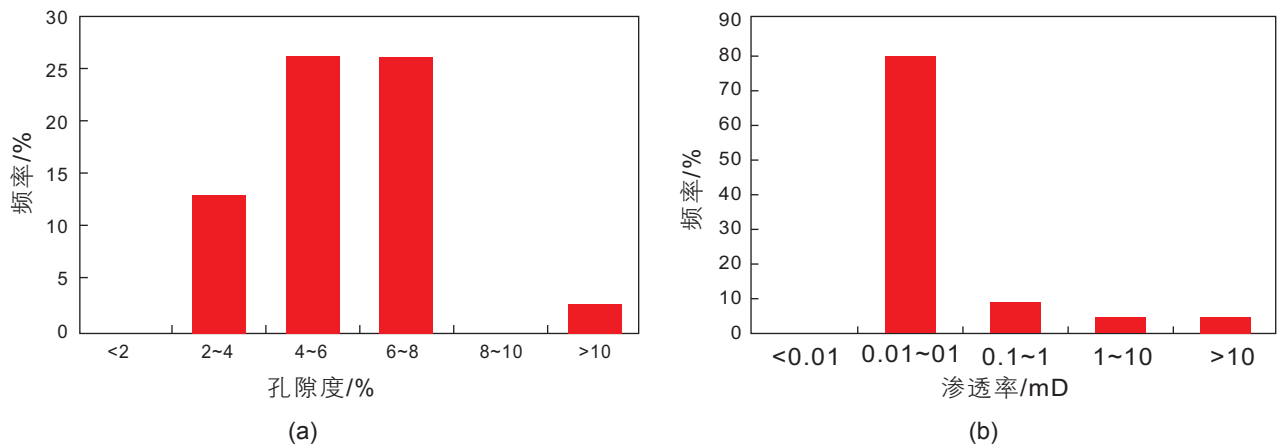


图 7 沾化凹陷泥页岩孔隙度和渗透率分布直方图

Fig. 7 The histogram of porosity and permeability of shale in Zhanhua Sag

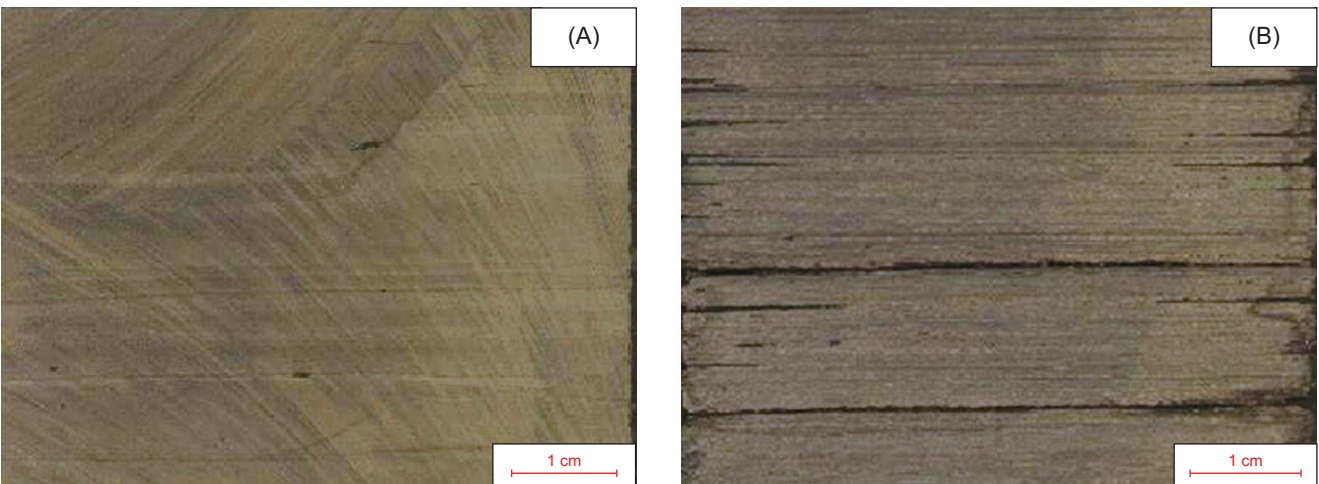


图 8 沾化凹陷 L69 井岩心照片构造缝 (A) 和层理缝 (B)

Fig. 8 The photos of structural fractures and bedding fractures of well L69 in Zhanhua Sag

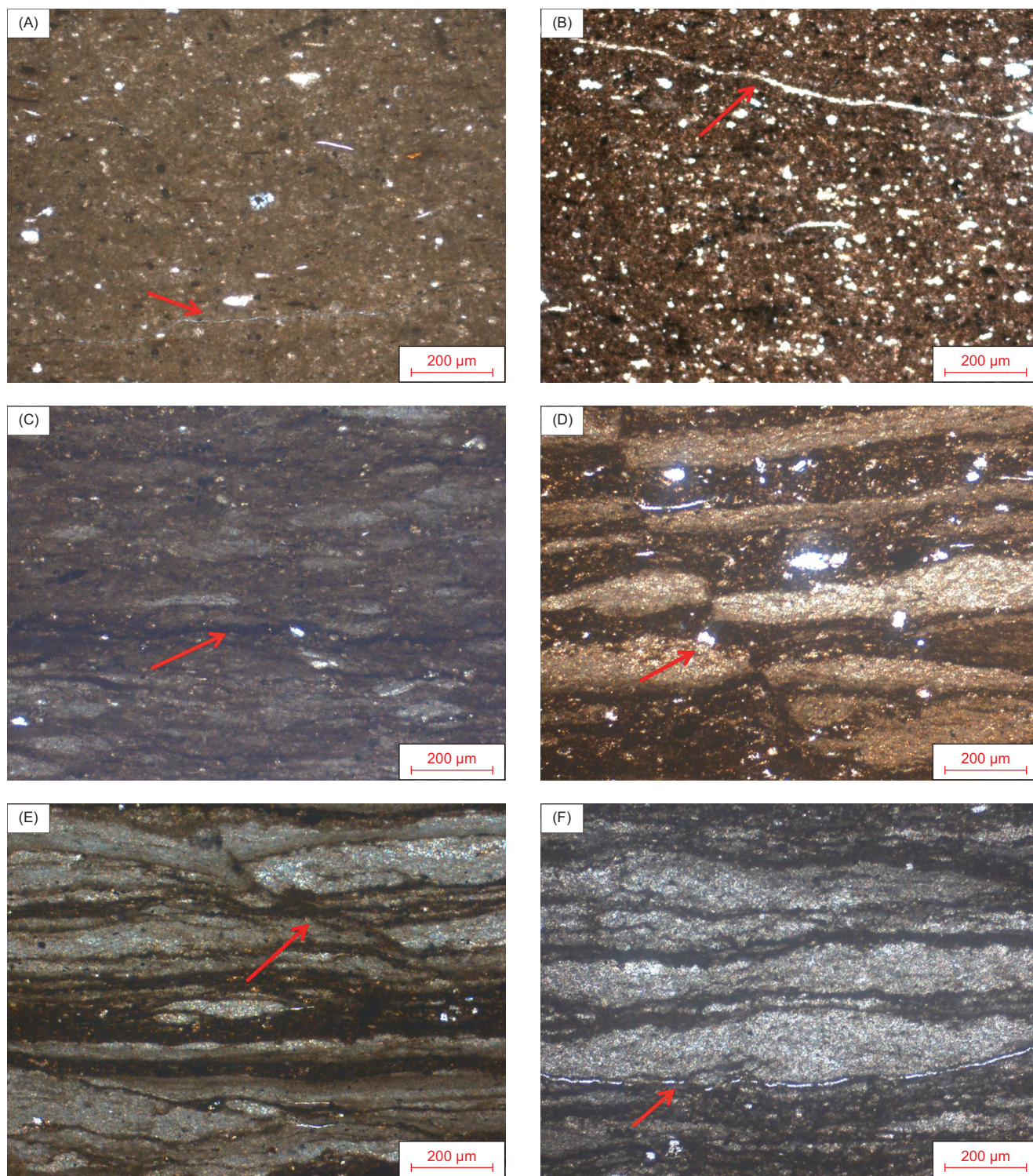


图9 沾化凹陷 L69 井岩心薄片照片

Fig. 9 Photographs of core slices of well L69 in Zhanhua Sag

2.4.2 矿物特征

矿物成分对于页岩油气的富集与开采都有重要意义。X-射线衍射测试结果表明,沾化凹陷泥页岩矿物成分复杂,主要有碎屑矿物(石英、斜长石、钾长石),

黏土矿物(伊利石、伊蒙混层等)和碳酸盐矿物(方解石、白云石等)等,此外样品中都有含量不等的黄铁矿(图 12)。碎屑矿物总量主要介于 10%~25% 之间,主要为石英,斜长石和钾长石含量都很少。碳酸盐矿

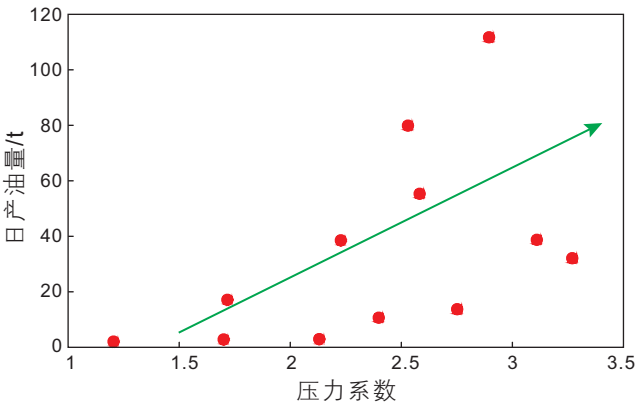


图 10 沾化凹陷日产量与压力系数的关系
Fig. 10 Relationship between oil production and pressure coefficient in Zhanhua Sag

物总量主要介于 40%~70%之间，主要为方解石，其次为白云石。碳酸盐含量普遍较高，同时反映了研究区的泥页岩储层已经不是传统意义上的泥页岩，岩石类型主要以灰质泥岩、泥质灰岩为主。黏土矿物总量主要介于 5%~30%之间，其中伊蒙混层含量最高，占到了黏土矿物总量的 50%~71%，平均 61%。与黏土矿物含量一般可达 50%以上的海相泥页岩相比，研究区泥页岩具有典型的陆相湖盆沉积的特点。与北美相比，研究区与北美主要的页岩油产区 Eagle Ford 页岩矿物组分特征最为接近(表 4)。从而有利于后期压裂开采。

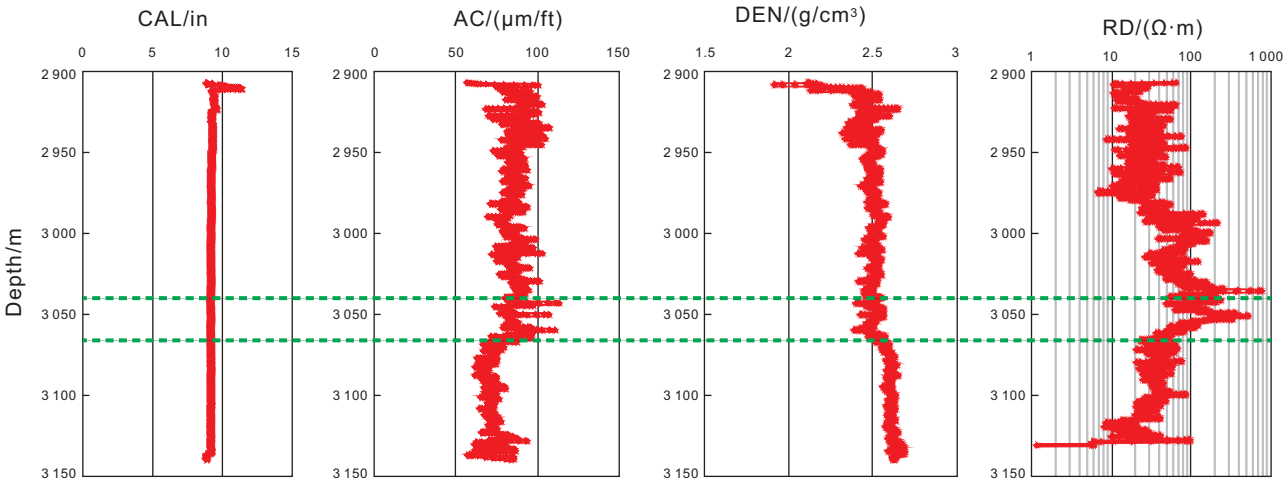


图 11 L69 井高压异常段测井特征
Fig. 11 Logging characteristics of high pressure abnormal section of well L69

表 4 沾化凹陷泥页岩与北美主要页岩矿物组成对比表
Table 4 Comparison of minerals composition of shale in Zhanhua Sag and North America

盆地	页岩名称	岩性	石英 /%	碳酸盐岩 /%	黏土矿物 /%
沾化凹陷	沙三下亚段	灰质泥岩、泥质灰岩	10~20	40~70	5~30
Michigan	Antrim(泥盆系)	硅质页岩	20~41		低
Appalachian	Ohio(泥盆系)	硅质页岩	45~60		低
Illinois	New Albany(泥盆系)	硅质页岩	50		低
Appalachian	Marcellus(泥盆系)	黏土质、硅质页岩	20~40		20~50
Fort Worth	Barnett(密西西比系)	硅质页岩	35~60	15~25	< 35
Arkoma	Wood Ford(密西西比系)	硅质页岩	40~60		10~30
ETNL Salt	Haynesville(上侏罗统)	灰质页岩	6~45	25~68	6~39
Maverick	Eagle Ford(上白垩统)	泥灰岩、灰质页岩	6~20	25~80	4~44
San Juan	Lewis(白垩系)	硅质页岩	50~75		< 25

注：北美主要页岩矿物组成数据引自李钜源^[29]和张林晔^[30]。

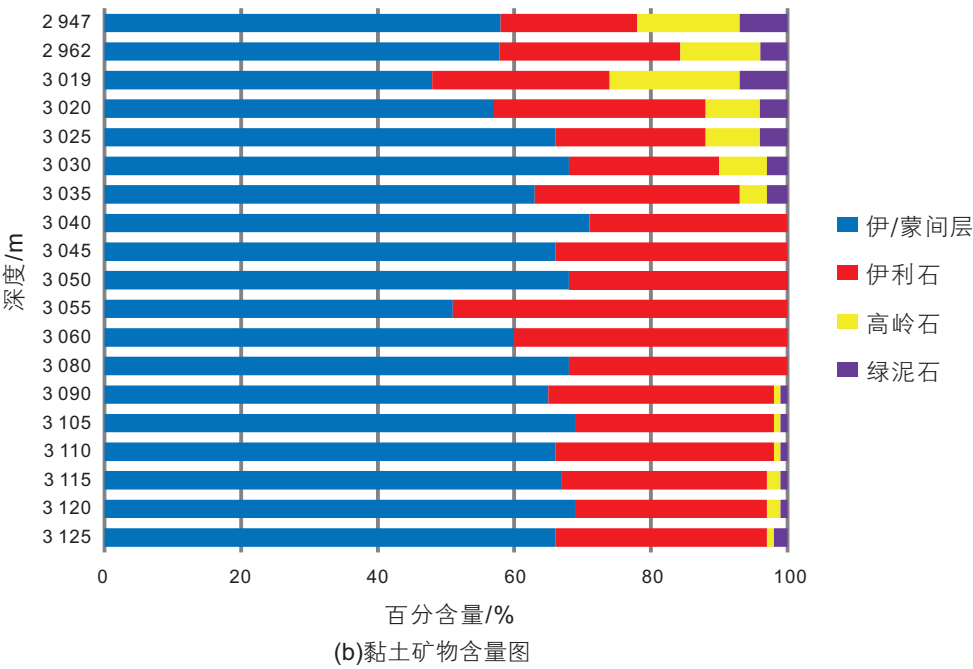
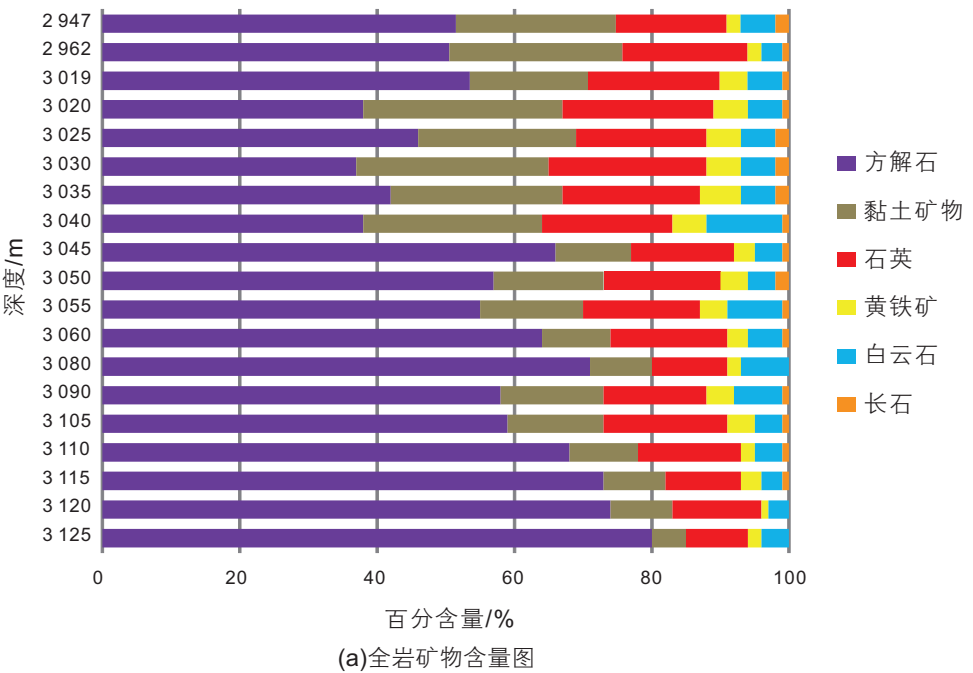


图 12 沾化凹陷泥页岩储层矿物组成
Fig. 12 Minerals composition of shale reservoir in Zhanhua Sag

3 结论

(1)富有机质纹层状岩相不仅生烃能力强，并且纹层发育，为油气的富集提供了空间并改善了油气的可动性，可作为页岩油气勘探的有利岩相。

(2)研究区有机质丰度大于 2%，干酪根类型为 I 型和 II₁ 型，成熟度介于生油窗内具备页岩油生成的物质基础；较好的孔渗条件和微裂缝的发育可为页岩油气提供良好的富集空间。

(3) 发育超压是油气初次运移的重要动力，并且发育超压和脆性矿物的大量发育有利于后期压裂改造。

参考文献

- [1] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 523–533.
- [2] CARDOTT B J. Thermal maturity of Woodford Shale gas and oil plays, Oklahoma, USA[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 109–119.
- [3] JARVIE D M, Hill R J, RUBLE T E, POLLASTRO R M. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 475–499.
- [4] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian–Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92: 87–125.
- [5] LI J, GOU B Y, LING K G. Case Studies Suggest Heterogeneity is a Favorable Characteristics of Shale Gas Reservoirs[C]. In: Proceed–ings of SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, SPE, 2012. SPE–162702–MS.
- [6] HORSFIELD B, SCHULZ H M. Insights into shale gas exploration and exploitation[J]. Mar. Pet. Geol. 2012, 31: 1–136.
- [7] 邹才能, 杨智, 崔景伟, 等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14–26. [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(1): 14–26.]
- [8] 武晓玲, 高波, 叶欣, 等. 中国东部断陷盆地页岩油成藏条件与勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 455 –462. [WU X L, GAO B, YE X, et al. Shale oil accumulation conditions and exploration potential of faulted basins in the east of China[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 455–462.]
- [9] 周庆凡, 杨国丰. 致密油与页岩油的概念与应用[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 541 –544. [ZHOU Q F, YANG G F. Definition and application of tight oil and shale oil terms[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541–544.]
- [10] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望—以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173–187. [ZOU C N, ZHU R K, WU S T, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173–187.]
- [11] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩油分类与评价[J]. 地学前缘, 19(5): 322–331. [ZHANG J C, LIN L M, LI Y X, et al. Classification and Evaluation of Shale Oil[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322–331(in Chinese with English abstract).]
- [12] 李吉君, 史颖琳, 章新文, 等. 页岩油富集可采主控因素分析: 以泌阳凹陷为例[J]. 地球科学—中国地质大学学报, 2014, 39(7): 848–857. [LI J J, SHI Y L, ZHANG X W, et al. Control Factors of Enrichment and Producibility of Shale Oil: A Case Study of Biyang Depression[J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2014, 39(7): 848–857.]
- [13] 王勇, 宋国奇, 刘惠民, 等. 济阳坳陷页岩油富集主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 22–25. [WANG Y, SONG G Q, LIU H M, et al. Main control factors of enrichment characteristics of shale oil in Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 22–25.]
- [14] 宁方兴. 济阳坳陷页岩油富集机理[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 27–30. [NING F X. Mechanism of shale oil enrichment in Jiyang Depression [J]. Special Oil&Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 27–30.]
- [15] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [16] BUSTIN R M. Gas shale tapped for big pay [J]. AAPG Explorer, 2005, 26(2): 5–7.
- [17] HILL R J, JARVIE D M, ZUMBERGE J, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 445–473.
- [18] LOUCKS R G, RUPPEL S C, REED S C, et al. Origin and classification of pores in mudstones from shale-gas systems[R]. Search and Discovery Article 40855, 2011: 1–32.
- [19] 卢双舫, 黄文彪, 陈文芳, 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): 268–276. [LU S F, HUANG W B, CHEN F W, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 268–276.]
- [20] 张善文, 张林晔, 李政, 等. 济阳坳陷古近系页岩油气形成条件[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 1–5. [ZHANG S W, ZHANG L Y, LI Z, et al. Formation conditions of Paleogene shale oil and gas in Jiyang depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 1–5.]
- [21] 王永诗, 李政, 巩建强, 等. 济阳坳陷页岩油气评价方法: 以沾化凹陷罗家地区为例[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 83–91. [WANG Y S, LI Z, GONG J Q, et al. Discuss on evaluation methods of shale oil and gas in Jiyang Depression: A case from Luoia area in Zhanhua Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 83–91.]
- [22] 袁静. 沾化凹陷罗家地区沙四段顶部至沙三段泥质岩裂缝特征及其影响因素[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2003, 27(4): 20–23. [YUAN J. Characteristics of fractures in Argillaceous rocks of Luoia area in Zhanhua sag [J]. Journal of the University of

- Petroleum, China(Edition of Natural Science) , 2003, 27(4): 20–23.]
- [23] 王鸿升, 胡天跃. 渤海湾盆地沾化凹陷页岩油形成影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(S1): 141–149. [WANG H S, HU T Y. Analysis of influence factors of shale oil formation in Zhanhua Depression of Bohai Bay Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(S1): 141–149.]
- [24] WANG G C, TIMOTHY R C. Methodology of organic-rich lithofacies identification and predication: A case study from Marcellus shale in the Appalachian Basin [J]. Computer&Geosciences, 2012, 49: 151–153.
- [25] 王勇, 王学军, 宋国奇等. 渤海湾盆地济阳坳陷泥页岩岩相与页岩油富集关系[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(5): 696–704. [WANG Y, WANG X J, SONG G Q, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 696–704.]
- [26] 姜在兴, 张文昭, 梁超, 等. 页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 184–196. [JIANG Z X, ZHANG W Z, LIANG C, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 184–196.]
- [27] HUANG D, LI J, ZHANG D. Maturation sequence of continental crude oils in hydrocarbon basins in china and its significance[J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(1: 3), 521–529.
- [28] 王民, 石蕾, 王文广, 等. 中美页岩油、致密油发育的地球化学特征对比[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(3): 67–73. [WANG M, SHI L, WANG W G, et al. Comparative study on geochemical characteristics of shale oil between China and USA[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(3): 67–73.]
- [29] 李钜源. 东营凹陷泥页岩矿物组成及脆度分析[J]. 沉积学报, 2013, 31(4): 616–620. [LI J Y. Analysis on mineral components and frangibility of shales in Dongying depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(4): 616–620.]
- [30] 张林晔, 李钜源, 李政, 等. 北美页岩油气研究进展及对中国陆相页岩油气勘探的思考[J]. 地球科学进展, 2014, 29(6): 700–711. [ZHANG L Y, LI J Y, LI Z, et al. Advances in shale oil/gas research in North America and considerations on exploration for continental shale oil/gas in China[J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(6): 700–711.]

Study of the main controlling factors of shale oil enrichment in the Zhanhua Sag

SU Siyuan^{1,2}, JIANG Zhenxue^{1,2}, NING Chuanxiang^{1,2}, WANG Zhi^{1,2}, LI Zheng³, ZHU Rifang³

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Unconventional Natural Gas Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Shengli Oil Company, SINOPEC, Dongying 257015, China

Abstract By using microscopy, pyrolysis, helium porosity, pulse permeability and XRD whole rock mineral analysis, the main controlling factors of shale oil enrichment were studied in the Zhanhua Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin. The results show that the hydrocarbon generation potential and storage capacity are the two important factors controlling shale oil enrichment. For hydrocarbon generation, the abundance, type and maturity of organic matter are the decisive factors. For hydrocarbon storage, the development of laminar texture and microfractures is beneficial to improving the reservoir capacity of shale. The laminar organic-rich lithofacies has excellent hydrocarbon generating ability and reservoir capacity so it is the most favorable lithofacies for shale oil exploration. Laminar texture, overpressure and microfractures could improve the flow ability of shale oil. In addition, brittle minerals and overpressure are conducive to the fracturing exploration.

Keywords shale oil; enrichment; main control factors; hydrocarbon generating ability; reservoir capacity

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.02.018

(编辑 付娟娟)