

沾化凹陷页岩油储层特征及控制因素

贾 岫¹, 姜在兴², 张文昭¹

(1 中海油研究总院, 北京 100028; 2 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083)

摘要:为确定沾化凹陷古近系沙河街组三段下亚段(沙三下亚段)页岩油储层特征及控制因素,开展了岩心、薄片、扫描电镜、X-射线衍射、物性、有机碳含量、岩石热解等分析测试工作。根据岩石矿物成分和显微沉积构造,可将研究区湖相泥页岩分为 7 类岩石类型。储集空间包括裂缝和孔隙 2 种类型,其中,裂缝主要有 4 类,即构造裂缝、异常压力缝、矿物收缩裂缝和层间微裂缝,前二者在岩心上清晰可见,后二者宽度为微米级别;孔隙主要有 3 类,即重结晶晶间孔、有机质演化孔和溶蚀孔隙,为纳米到微米级别。研究区页岩油储层发育的控制因素主要有 4 项:岩石矿物成分和显微沉积构造、有机质含量及赋存方式、成岩作用以及构造作用,在对各控制因素详细分析的基础上,选取方解石含量、纹层状构造、TOC、Ro、孔隙度及综合破裂率 6 项参数做为页岩油储层评价的关键参数,将沾化凹陷页岩油储层分为优质储层、有利储层和不利储层 3 类。

关键词:沾化凹陷;页岩油;岩性特征;储层特征;沙河街组;渤海湾盆地

中图分类号:P736;TE121

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2018.12004

油气赋存于储层之中,人们一般将砂岩、碳酸盐岩作为传统意义上的储层。近年来,随着非常规油气勘探的不断深入,特别是页岩油气、致密砂岩油气、煤层气等勘探开发的快速发展,已突破了传统意义上煤层、页岩等只能作为烃源岩或盖层的认识,发现致密的黑色页岩中也可储集有丰富的油气资源^[1,2]。在美国页岩油气勘探开发已经取得了巨大的成功^[3-6]。中国目前在渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地及南方下寒武统泥页岩层段相继获得了工业油气流^[7-11]。

目前对于“页岩油储层”的内涵尚有争议,张金川等^[12]指出“页岩油储层为曾经有过生油历史或现今仍处于生油状态的泥页岩地层,也包括泥页岩储层中可能夹有的致密砂岩、碳酸盐岩,甚至火山岩薄层”,此为广义的定义。姜在兴等^[13]认

为“页岩油储层具体指含油、产油层段主体为泥页岩的层段”,此为狭义的定义。二者除了油气赋存的介质不同之外,成藏机制也有不同。狭义的页岩油气成藏是指油气富集在泥页岩地层中,基本未经历运移或仅在烃源岩内短距离初次运移^[14]。而广义的页岩油气是致密油气的一种,自生自储,油气经历初次运移或短距离二次运移,以吸附态或游离态附存于微孔隙或裂缝中。处于生油窗内的富有机质泥页岩中均可能聚集页岩油,大面积含油、储集体连续分布是页岩油藏的特点。古近系沙三下亚段是渤海湾盆地重要的烃源岩层,目前处于生油窗内。沾化凹陷该套地层方解石含量高,并非传统意义上的泥页岩,因此,本文探讨的页岩油储层为广义的页岩油储层。

沾化凹陷属于渤海湾盆地济阳拗陷的一个次级构造单元,在其南部为陈家庄凸起,北部为义和庄凸起,构成一个典型的“北断南超”的山间箕状盆地,面积约 2 800 km²。从始新世早期开始,沾化凹陷进入断拗阶段,湖盆持续下沉,

收稿日期:2018-06-01

作者简介:贾 岫(1987—),男,硕士,工程师,主要从事石油地质、非常规油气等方面的工作。E-mail: 371278843@qq.com

沉积沙河街组,其中沙河街组三段下亚段(简称沙三下亚段)沉积时期是沾化凹陷的深断陷期,盆地进入非补偿阶段,气候潮湿,处于稳定而持久的深湖一半深湖的沉积环境,沉积厚层页岩和灰岩。使得沙三下亚段成为沾化凹陷页岩油最重要的勘探层系^[15]。

笔者通过对岩心、薄片、扫描电镜、X-衍射、物性、有机碳含量及岩石热解等资料的详细分析,对沾化凹陷罗家地区古近系沙三下亚段湖相泥页岩进行分类,记录各类岩石的岩石学特征;对储集空间进行描述与分类,并推测其对于油气储存和运移所能起到的潜在的作用;在此基础上分析影响该区泥页岩储层发育的主要因素,并选取页岩油储层评价的关键参数,建立评价标准。

1 页岩油岩性分类及特征

1.1 划分方法

沾化凹陷沙三下亚段为主力生油层段,为半深湖—深湖沉积环境,其岩性貌似单一,都为暗色细粒沉积,实际上,不同岩石之间存在着较大的差异。该区页岩油储层矿物成分方解石含量高,多大于30%,其次为黏土矿物,此外还含有少量粉砂质陆源碎屑。根据方解石、黏土矿物以及粉砂质陆源碎屑含量,建立了该区页岩油储层岩性划分标准(图1)。研究区主要发育灰岩、泥质灰岩、

灰质泥岩、灰质粉砂岩及泥岩5种类型。岩石结构包括纹层状和块状2种类型。在此基础上,可将沾化凹陷沙三下亚段页岩油储层具体划分为7种岩石类型:纹层状灰岩、纹层状泥质灰岩、块状泥质灰岩、纹层状灰质泥岩、块状灰质泥岩、纹层状灰质粉砂岩及块状泥岩。

1.2 岩性特征

纹层状灰岩黏土矿物及粉砂质陆源碎屑含量均<15%,方解石含量>70%,纹层状构造发育。从岩心及薄片上均可看到明暗相间的纹层水平分布,二者界线分明,突变接触。其中浅色纹层主要为方解石,单个纹层厚度约100~200 μm,方解石呈“针状”紧密排列或呈粒状晶体;暗色纹层为富有机质层,TOC为2.0%~5.7%,平均为3.7%(图2a,b)。此种岩性纹层状沉积构造的形成受控于当时气候变化引起降雨量的周期性变化,大气降水较少时,水质较咸,方解石化学沉淀作用增强;大气降水较多时,则是以黏土矿物沉积为主^[16,17]。

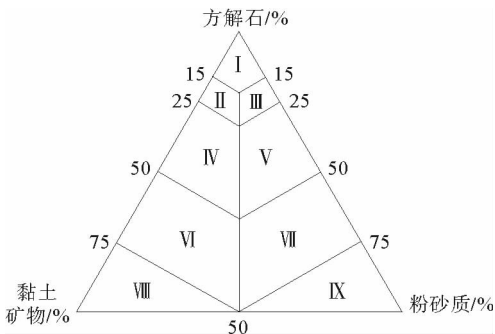
纹层状泥质灰岩方解石含量为50%~75%,黏土矿物含量为25%~50%,纹层状构造发育。在岩心上可见浅色与暗色纹层互层。镜下观察纹层较清晰,界限明显。浅色纹层以泥晶方解石为主,局部重结晶形成粒状亮晶,暗色纹层为富有机质层。一般暗色纹层很薄,浅色纹层厚度远大于暗色纹层(图2c)。

块状泥质灰岩呈均匀块状,镜下观察泥晶方解石与黏土矿物混杂分布,含少量介形虫碎片。

纹层状灰质泥岩方解石含量为25%~50%,黏土矿物含量为50%~75%,纹层状构造发育。从岩心上观察,也为浅色与暗色层交互分布。从薄片上看,浅色纹层以泥晶方解石为主,暗色纹层为富含有机质的黏土矿物。浅色纹层与深色纹层厚度相当(图2d)。

块状灰质泥岩呈均匀块状,泥晶方解石与黏土矿物混杂分布,方解石含量30%~40%,黏土矿物含量大于50%,介形虫碎片局部富集(图2e)。

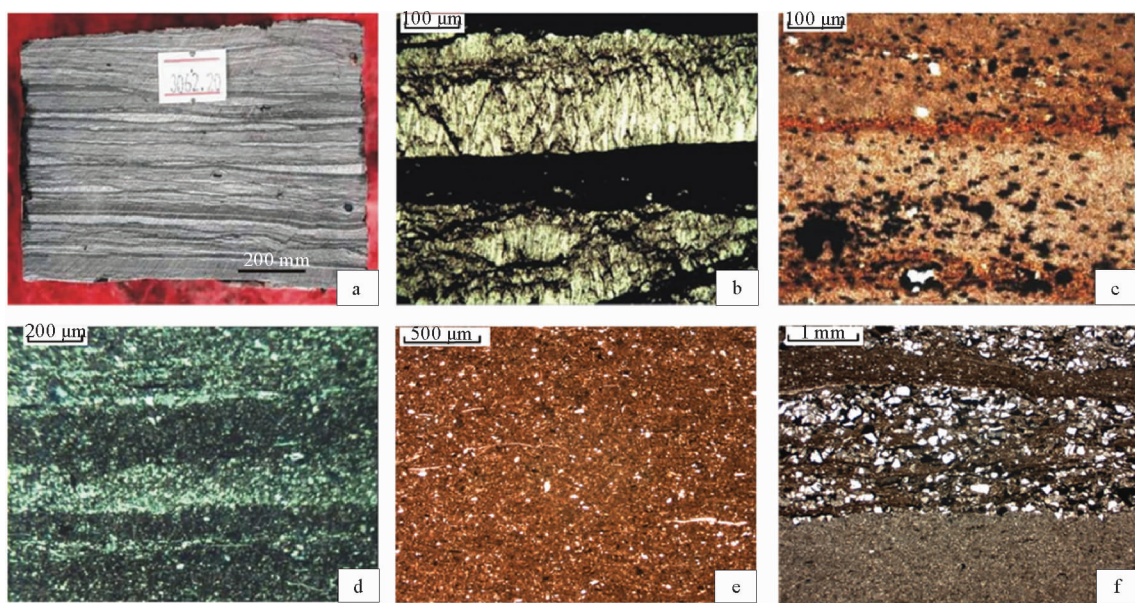
纹层状灰质粉砂岩呈细条带状,厚度1~2 mm,方解石含量为25%~50%,粉砂质陆源碎屑含量为50%~75%,以石英颗粒为主,含有较多



I: 灰岩; II: 含泥质灰岩; III: 含粉砂质灰岩; IV: 泥质灰岩;
V: 粉砂质灰岩; VI: 灰质泥岩; VII: 灰质粉砂岩;
VIII: 泥岩; IX: 粉砂岩

图1 沾化凹陷页岩油储层岩石类型划分

Fig. 1 Petrographic classification of shale in the Zhanhua Sag



(a)纹层状灰岩岩心;(b)纹层状灰岩薄片,单偏光;(c)纹层状泥质灰岩薄片,正交光;(d)纹层状灰质泥岩薄片,正交光;
(e)块状灰质泥岩薄片,单偏光;(f)纹层状灰质粉砂岩,单偏光

图2 沾化凹陷罗家地区不同类型泥页岩

Fig. 2 Microscopic types of shale in Luoja area, the Zhanhua sag

炭化的植物碎屑,与上下不同岩性突变接触(图2f)。块状泥岩黏土矿物含量 $>75\%$,方解石含量 $<25\%$,呈均匀块状。显微特征与块状灰质泥岩相似。

2 储集空间特征

2.1 裂缝

裂缝是泥页岩中最为主要的储集空间类型,裂缝不仅可以作为储集空间储集油气,还可以成为油气运移的通道。

2.1.1 构造裂缝

构造裂缝是指岩石在构造应力作用下直接形成的裂缝系统。从岩心上观察,构造裂缝缝面较平直,通常会有纹层的错段,有些裂缝局部或全部被方解石充填(图3a)。

2.1.2 异常压力裂缝

异常压力裂缝是指在有机质演化过程中产生局部异常压力使岩石破裂而形成的裂缝。从岩心上观察,异常压力裂缝一般缝面不规则,长度较短,常见裂缝有分叉,裂缝中有油充填,通常没有纹层错段(图3b)。

2.1.3 矿物收缩裂缝

矿物收缩裂缝主要产生于黏土矿物中,本区黏土矿物多为伊蒙混层,成层性好,在成岩作用过程中,黏土矿物转化脱水,导致黏土矿物层间产生很多微裂缝。裂缝开度为 $0.5\sim 2\ \mu\text{m}$,通常矿物收缩裂缝内有油充填,是泥页岩中重要的一类储集空间(图3c)。

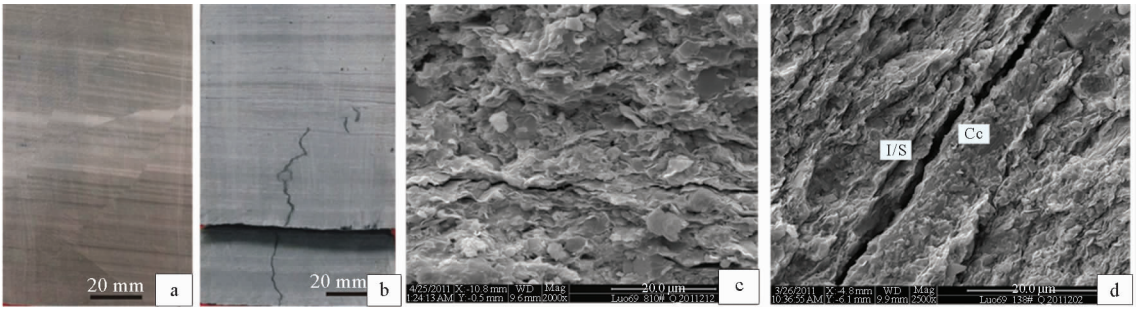
2.1.4 层间微裂缝

钙质纹层和泥质纹层接触处是层间微裂缝发育的有利区域。钙质纹层与泥质纹层力学性质差异较大,在较小作用条件下就可产生微裂缝。层间微裂缝较连续,较平直,开度为 $2\sim 5\ \mu\text{m}$ (图3d)。

2.2 孔隙

2.2.1 重结晶晶间孔

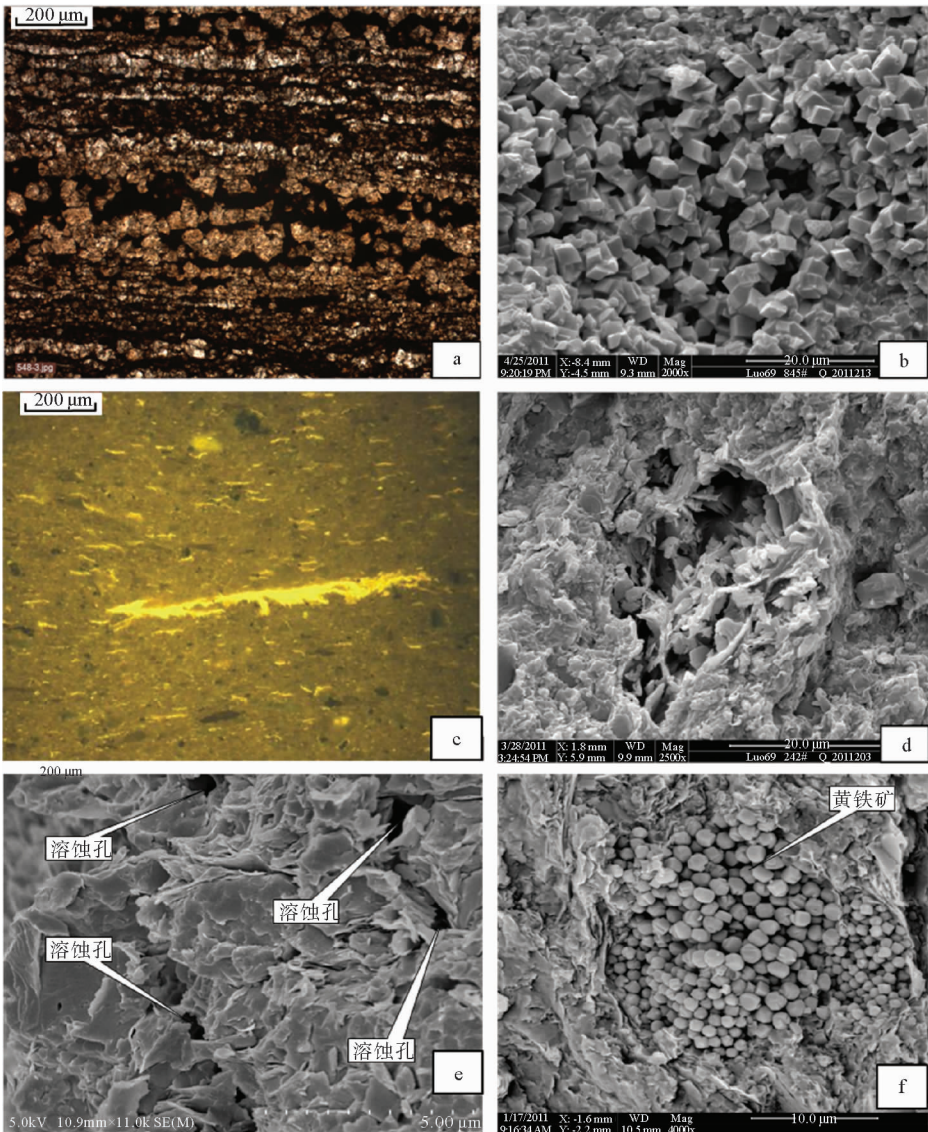
重结晶晶间孔是碳酸盐矿物在重结晶过程中形成的孔隙,包括方解石重结晶晶间孔以及白云石重结晶晶间孔。方解石重结晶晶间孔在纹层状方解石脉页岩中较发育,孔径较大,多在几十到几百微米之间,孔内有油充填(图4a)。白云石重结晶晶间孔孔径较小,一般小于 $5\ \mu\text{m}$ (图4b)。



(a)构造裂缝岩心图片;(b)异常压力裂缝岩心图片;(c)矿物收缩裂缝扫描电镜图片;(d)层间微裂缝扫描电镜图片

图 3 沾化凹陷罗家地区泥页岩裂缝类型

Fig. 3 Types of fissures of the shale in Luoja area, the Zhanhua Sag



(a)方解石重结晶晶间孔薄片图片,单偏光;(b)白云石重结晶晶间孔扫描电镜图片;(c)有机质条带薄片图片,荧光;(d)有机质演化孔扫描电镜图片;(e)溶蚀孔隙扫描电镜图片;(f)黄铁矿晶间孔扫描电镜图片

图 4 沾化凹陷罗家地区泥页岩孔隙类型

Fig. 4 Types of pores in the shale in Luoja area, the Zhanhua Sag

2.2.2 有机质演化孔

有机质演化孔是指有机质在生烃过程中产生的孔隙。泥页岩中有机质条带分布密集,在荧光下,有机质条带呈现明显的亮黄色(图4c),说明在有机质条带中会有烃类的富集。有机质条带主要由丰富的无定形有机质、碳酸盐岩矿物、黏土矿物以及少量黄铁矿组成^[18]。有机质在向外排烃过程中会对包裹的碳酸盐岩进行溶蚀,从而形成孔隙。在扫描电镜下观察,有机质演化孔大小介于几微米到十几微米之间,多呈椭圆状(图4d)。有机质演化孔在泥页岩中普遍存在。

2.2.3 溶蚀孔隙

溶蚀孔隙主要分布于碳酸盐岩以及黏土矿物中,孔隙孔径较小,多为几十至几百纳米,且多孤立分散分布(图4e)。在常规开发条件下此类孔隙贡献较小,但通过水平钻井及分级压裂等措施,此类微孔隙中的油也可渗流出孔隙。

此外,黄铁矿晶间孔也普遍存在,孔径很小,

为几纳米至几十纳米,且孤立分布,连通性差,不能作为主要的储集空间(图4f)。

3 控制储集空间发育的因素

通过对各种资料的综合分析,认为岩石矿物组成及显微沉积构造、有机质含量及赋存方式、成岩作用以及构造作用是控制储集空间发育的4个主要因素。

3.1 岩石矿物组成及显微沉积构造

3.1.1 方解石含量影响构造裂缝的发育

通过对钻井岩心构造裂缝密度统计发现,构造裂缝发育程度与方解石含量呈正相关关系。纹层状灰岩、纹层状泥质灰岩和块状泥质灰岩方解石含量高,构造裂缝最为发育(表1)。从L69井钻井结果看,埋深3 040~3 070 m岩性主要为纹层状灰岩及纹层状泥质灰岩,该段孔渗明显较好,构造裂缝对孔渗贡献较大(图5)。

表1 构造裂缝密度与方解石含量关系统计表

Table 1 Density of structural fracture and its relation with calcite content

岩相	纹层状灰岩	纹层状泥质灰岩	块状泥质灰岩	纹层状灰质泥岩	块状灰质泥岩	纹层状灰质粉砂岩
方解石含量/%	≥70	50~75	50~75	25~50	25~50	25~50
岩心构造裂缝密度/(条/m)	11.7	10.4	7.6	5.5	4	3.5

3.1.2 纹层状构造影响层间微裂缝的发育

通过岩心观察发现,纹层状灰岩、纹层状泥质灰岩以及纹层状灰质泥岩层状微裂缝很发育,而在块状灰质泥岩及块状泥质灰岩中层状微裂缝几乎不发育。从沉积构造到有机质和矿物组成等方面,纹层状泥页岩都表现出很强的非均质性。而这种非均质性决定其物理性质特征具有较强的各向异性。张林晔^[19]曾在东营凹陷挑选了2块纹层状泥页岩以及1块块状泥岩进行渗透率分析,结果显示,2块纹层状泥页岩平行层面和垂直层面的渗透率之比分别为32.3:1和26.1:1,各向异性明显;而对块状泥岩来说,平行层面的渗透率与垂直层面方向的渗透率差别明显较小。从突破压力分析来看,纹层状泥页岩平行层面方向容易获得突破。纹层状构造有利于层间微裂缝的发育,改善储集物性。

3.2 有机质含量及赋存方式

在有机质中存在大量孔隙,这些复杂的孔隙网络也可以为油气提供大量的储集空间。通常认为泥页岩中的微裂缝是油气渗流的主要途径,但是如果有机质中微孔隙很发育,并且这些微孔隙相互连通,有机质本身就可以成为油气运移的通道。有机质在页岩油储层中主要有3种赋存方式:①A模式,有机质呈条带状,侧向连续性好,其中有机质演化孔发育,孔径大,为几微米至十几微米,呈椭圆状顺层排列,孔隙之间连通性好(图6a、b);②B模式,有机质呈断续的条带状,侧向连续性较好,有机质演化孔孔径为几百纳米至几微米,呈椭圆状顺层排列,连通性较好(图6c、d);③C模式,有机质呈短条带状孤立的分散于基质中,侧向连续性差,有机质演化孔孔径为几百纳米至几微米,基本不连通(图5e、f)。A、B模式的孔渗性都较好。

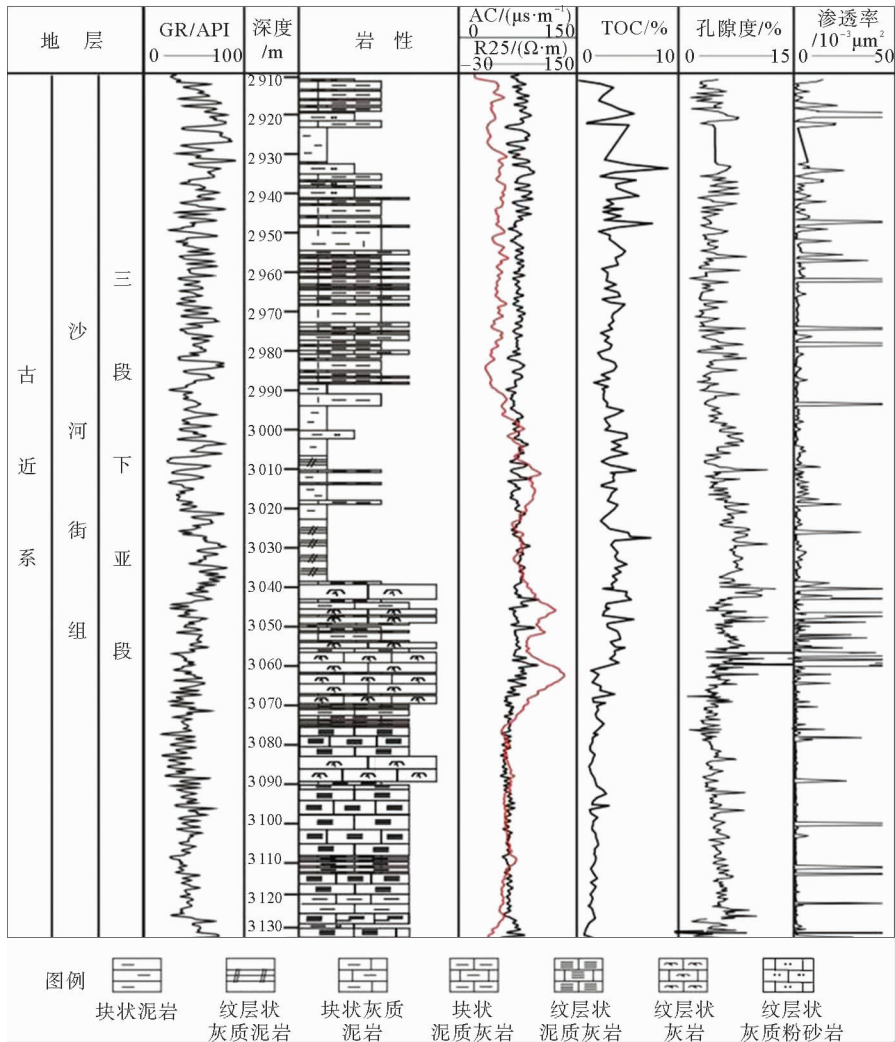


图5 沾化凹陷L69井储层特征柱状图

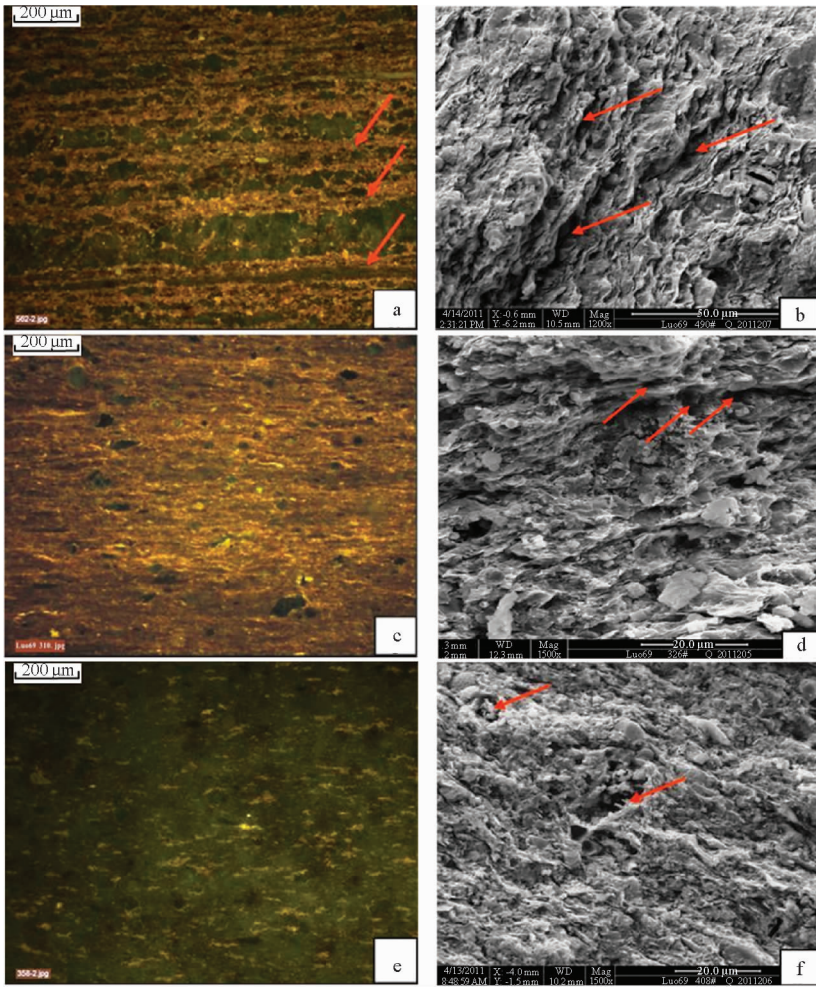
Fig. 5 Column of reservoir characteristics, well L69, the Zhanhua Sag

有机碳含量与有机质赋存方式密切相关。孔隙度同 TOC 呈正相关关系(图 7)。纹层状灰岩、纹层状灰质泥岩及块状泥岩有机质含量较高,有机质演化孔也较为发育。纹层状灰岩暗色纹层 TOC 普遍大于 4%,有机质赋存方式主要为 A 模式,孔隙度为 4%~14%,平均为 6.5%。纹层状灰质泥岩暗色条带以黏土矿物为主,富含有机质,TOC 多大于 3%,有机质赋存方式主要为 B 模式,孔隙度为 3.3%~12.4%,平均为 5.2%。块状泥岩 TOC 多在 2%~4%之间,有机质赋存方式为 B 模式和 C 模式,孔隙度为 3%~10%,平均为 5%。其余岩性 TOC 含量低,有机质演化孔不发育。

3.3 成岩作用

本区泥页岩有机质成熟度 R_o 在 0.6%~1.0%, T_{max} 处于 435~450 °C,有机质由低熟向成熟阶段转化,同时也伴随着黏土矿物的脱水作用,此过程对页岩油储层的改造作用明显。

本区页岩油储层黏土矿物以伊蒙混层以及伊利石为主,伊蒙混层含量在 60%以上,是最主要的黏土矿物类型,伊利石含量次之,为 30%左右。伊蒙混层以及伊利石的含量在纵向上有一个突然变化的趋势,界限约 3 020 m。在界限之上伊蒙混层含量集中于 50%~60%之间,而界限之下伊蒙混层含量分布于 60%~70%之间;同时,伊利石在 3 020 m 也有一个突然增加的趋势,在界限



(a)有机质赋存方式 A 模式,荧光薄片,有机质呈条带状分布(红色箭头);(b)A 模式下有机质演化孔(红色箭头),扫描电镜图片;
 (c)有机质赋存方式 B 模式,荧光薄片;(d)B 模式下有机质演化孔(红色箭头),扫描电镜图片;(e)有机质赋存方式 C 模式,荧光薄片;
 (f)C 模式下有机质演化孔(红色箭头),扫描电镜图片

图 6 泥页岩中有机质赋存方式图版

Fig. 6 Plate of organic matters in mudstones

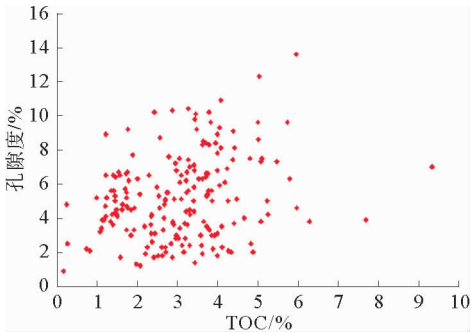


图 7 沾化凹陷 L69 井沙三下亚段泥页岩
 孔隙度与 TOC 关系

Fig. 7 Porosity vs. TOC of the shale in Shahejie
 Formation of Well L69, the Zhanhua Sag

之上伊利石含量主要集中于 20%~30%之间,界限之下伊利石含量主要集中于 30%~40%之间(图 8)。伊蒙混层以及伊利石含量突然增加说明在界限上下存在一个由相对无序向相对有序的快速转变,在这个转变过程中会有层间水脱出。此外,岩石热解参数 $S_1/(S_1 + S_2)$ 在此处也突然增加,推测在此深度附近有机质开始大量排烃,同时也伴随着黏土矿物层间水大量脱出。

这个过程有利于黏土矿物收缩裂缝、异常压力缝以及碳酸盐岩重结晶晶间孔的形成。从岩心上看,L69 井 3 010~3 040 m 层段发育大量的矿物收缩裂缝,该层段岩石以块状泥岩及纹层状灰

质泥岩为主,黏土矿物含量高,同时受到黏土矿物脱水作用的影响,有利于矿物收缩裂缝的形成。在3 000 m之下异常压力裂缝发育较多,受到有机质排烃及黏土矿物层间水脱出的影响,地层流体压力增高,形成异常压力裂缝,裂缝内部有油充填(图3b)。此外,碳酸盐岩重结晶过程与有机质热演化密切相关,有机质在热演化和生排烃演化过程中会释放出有机酸,酸性孔隙水溶解泥晶方

解石。页岩油储层较致密,孔隙水流通不畅。随着有机酸排放减弱及钙质含量升高,方解石发生再沉淀而重结晶。按照重结晶程度,方解石可由泥质方解石转化为粒状亮晶方解石,再进一步转化为针柱状方解石。L69井3 040~3 070 m层段纹层状灰岩中浅色纹层经过重结晶作用发育粒状亮晶方解石及针柱状方解石,重结晶晶间孔发育,内有油充填。

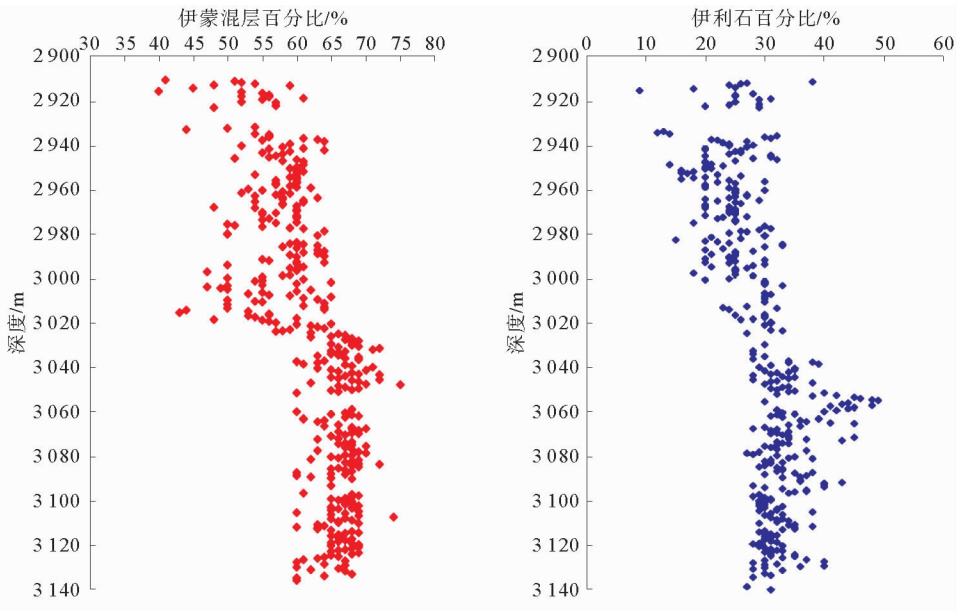


图8 沾化凹陷L69井沙三下亚段泥页岩伊蒙混层与伊利石含量随深度变化图

Fig. 8 Variation in I/S and I content with depth for the shale in Shahejie Formation of Well L69, Zhanhua Sag

3.4 构造作用

该区断层十分发育,古构造应力活跃。区域构造应力是影响裂缝发育因素。区域构造演化史的研究结果表明,受华北运动的影响,东营组沉积期及东营组沉积末期是该区断层及构造裂缝的主要形成期^[20]。本文运用三维有限元数值模拟方法对东营组沉积末期的古构造应力场进行恢复^[21],为了能定量的反映岩石中破裂的发育程度,引入综合破裂率的概念:张裂缝破裂率 $I_t = R_t / |\sigma_t|$,其中 R_t 为张应力, σ_t 为抗张强度;剪裂缝破裂率 $I_n = \tau / |\tau_t|$,其中 τ 为剪应力, τ_t 为抗剪强度;综合破裂率 $I = (a I_t + b I_n) / 2$,其中 a, b 分别是岩心观察中所得到的张裂缝和剪裂缝所占比例。综合破裂率 I 值大小反映了岩石中构造裂缝

的发育程度,若 $I \leq 1$,岩石尚未达到破裂状态;若 $I > 1$,岩石已发生了破裂。

通过对岩心的观察,研究区张裂缝与剪裂缝的数量比值为7:3。模拟结果显示断裂带之间、不同断裂的交叉处、断裂的转折端以及断层末端综合破裂率值较高,其中罗家鼻状构造带是综合破裂率最大的区域, I 值位于1.4~2.4之间,该区域也是构造裂缝最为密集的区域。

4 页岩油储层评价关键参数及标准

通过以上分析,可知多种因素对泥页岩储集空间的发育都有重要影响。本文综合考虑方解石含量、纹层状构造、TOC、 R_o 、孔隙度及综合破裂率,将沾化凹陷页岩油储层分为3级(表2)。

表2 沾化凹陷页岩油储层评价参数及标准

Table 2 Parameters and criteria for shale oil reservoir evaluation in the Zhanhua Sag

储层分类	方解石含量/%	纹层状构造	TOC/%	Ro/%	孔隙度/%	综合破裂率
I类-优质储层	>70	发育	>4	>0.7	>6	>1.4
II类-有利储层	50~70	较发育	2~4	0.5~0.7	4~6	1~1.4
III类-不利储层	<50	不发育	<2	<0.5	<4	≤1

5 结论

(1)研究区沙三下亚段页岩油储层方解石含量高,其次为黏土矿物,此外含有少量粉砂质陆源碎屑。研究区主要发育7种岩石类型,分别为:纹层状灰岩、纹层状泥质灰岩、块状泥质灰岩、纹层状灰质页岩、块状灰质泥岩、块状灰质粉砂岩及块状泥岩。

(2)页岩油储层包括裂缝和孔隙两大类,裂缝包括:构造裂缝、异常压力裂缝、矿物收缩裂缝及层间微裂缝4类;孔隙包括:有机质演化孔、重结晶晶间孔以及溶蚀孔隙3类。

(3)岩石矿物组成及显微沉积构造、有机质含量及赋存方式、成岩作用以及构造作用是控制页岩油储层发育的4个主要因素。其中方解石含量和构造作用控制构造裂缝的发育;纹层状构造有利于发育层间微裂缝;有机质含量及赋存方式控制着有机质演化孔的发育程度及连通性;成岩作用影响异常压力裂缝、矿物收缩裂缝以及重结晶晶间孔的发育。

(4)初步建立了沾化凹陷页岩油储层评价参数和标准,综合考虑方解石含量、纹层状构造、TOC、Ro、孔隙度及综合破裂率6种因素,将沾化凹陷页岩油储层分为优质储层、有利储层及不利储层3类。

参考文献:

[1] 邹才能,陶士振,袁选俊,等.“连续型”油气藏及其在全球的重要性:成藏、分布与评价[J].石油勘探与开发,2009,36(6):669-682.

[2] 邹才能,朱如凯,白 斌,等.中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J].岩石学报,2011,27(6):1857-1864.

[3] 卢双舫,薛海涛,王 民,等.页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J].石油学报,2016,37(10):1309-1320.

[4] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Missis-

sippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas; Gas-shale play with multitrillion cubic foot potential [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.

[5] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.

[6] Slatt R M, O'Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2017-2030.

[7] 王永诗,李 政,巩建强,等.济阳拗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.

[8] 王社教,李登华,李建忠,等.鄂尔多斯盆地页岩气勘探潜力分析[J].天然气工业,2011,31(12):40-46.

[9] 李 娟,于炳松,张金川,等.黔北地区下寒武统黑色页岩储层特征及其影响因素[J].石油与天然气地质,2012,33(3): 364-374.

[10] 谢 忱,张金川,李玉喜,等.渝东南渝科1井下寒武统富有机质页岩发育特征与含气量[J].石油与天然气地质,2013,34(1):11-15.

[11] 耳 闯,赵靖舟,白玉彬,等.鄂尔多斯盆地三叠系延长组富有机质泥页岩储层特征[J].石油与天然气地质,2013,34(5):708-715.

[12] 张金川,林腊梅,李玉喜,等.页岩油分类与评价[J].地学前缘,2012,19(5):322-331.

[13] 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.

[14] 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.

[15] 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(1):141-143.

[16] 邓宏文,钱 凯.沉积地球化学与环境分析[M].兰州:甘肃科学技术出版社,1993:78-94.

[17] 王慧中,梅洪明.东营凹陷沙三下亚段油页岩中古湖泊学信息[J].上海:同济大学学报,1998,26(3):315-318.

[18] Macquaker J S, Keller M A, Davis S J. Algal blooms and “Marine Snow”: Mechanisms that enhance preservation of organic carbon in ancient fine-grained sediments[J]. Journal of Sedimentary Research, 2010, 80(11): 934-942. DOI:10.1016/j.chemgeo.2012.08.002

- [19] 张林晔. “富集有机质”成烃作用再认识: 以东营凹陷为例 [J]. 地球化学, 2005, 34(6): 620-624.
- [20] 李理, 戴俊生. 埕岛地区中生界和古生界构造应力场数值模拟及裂缝分析[J]. 石油大学学报, 2000, 24(1): 6-9.
- [21] 慈兴华, 刘宗林, 王志战. 罗家地区泥质岩裂缝性储集层综合研究[J]. 录井工程, 2006, 17(1): 71-74.

CHARACTERISTICS OF THE SHALE OIL RESERVOIR IN ZHANHUA SAG AND ITS CONTROLLING FACTORS

JIA Shen¹, JIANG Zaixing², ZHANG Wenzhao¹

(1 CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China; 2 College of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: A series of analyses and tests, including cores, thin sections, SEM, XRD, physical property, total organic carbon (TOC), rock pyrolysis, are made in order to reveal the characteristics and controlling factors for the shale reservoir in the Lower 3rd Member of Shahejie Formation, the Paleocene in the Zhanhua Sag. According to its mineral composition and micro-sedimentary structures, the lacustrine shale in the study area can be subdivided into 6 types of lithofacies. Reservoir spaces are made of fissures and pores. There are mainly 4 types of fissures, among which structural and abnormal pressure fissures are clearly visible on the cores, while shrinkage fissures and interlayer microcracks are both on a micron level. There are 3 types of pores: recrystallised pores, organic evolution pores and dissolution pores, ranging from nanometer to micron level. The four main factors, which control the development of shale reservoir space, include shale mineral composition and micro-sedimentary structures, organic matter content and occurrence, diagenesis and tectonic action. Based on the controlling factors mentioned above, therefore, six key parameters, i. e. calcite content, lamellar structure, TOC, R_o , porosity and total rate of fissures may be selected as the criteria to classify the shale reservoir in the Zhanhua Sag into 3 types: high quality reservoir, favorable reservoir and unfavorable reservoir.

Key words: Zhanhua Sag; shale oil; lithofacies; reservoir characteristics; Shahejie Formation; Bohai Bay Basin