

# 断陷湖盆细粒沉积岩岩相类型及储层特征

——以东营凹陷沙河街组和沧东凹陷孔店组为例

张 顺<sup>1,2</sup>, 陈世悦<sup>1</sup>, 蒲秀刚<sup>3</sup>, 王永诗<sup>2</sup>, 谭明友<sup>4</sup>

(1. 中国石油大学 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;

2. 中石化胜利油田勘探开发研究院, 山东 东营 257015;

3. 中石油大港油田研究院, 天津 300280;

4. 中石化胜利油田物探研究院, 山东 东营 257022)

**摘要:** 以渤海湾盆地南部东营凹陷沙河街组三段一四段和沧东凹陷孔店组二段细粒沉积岩为研究对象, 通过厘米级岩心观察描述、岩石薄片鉴定、X 射线衍射分析、扫描电镜观察、地球化学测试、岩石力学及压裂模拟实验等方法明确了细粒沉积岩的基本特征、划分了岩相类型、对储层基本特征进行分析, 认为断陷湖盆细粒沉积岩发育多种岩相类型, 不同凹陷岩相类型存在差异, 储层孔隙和裂缝类型多样, 可压裂性较好。结果表明: 黏土矿物质量分数普遍小于 30%, 碳酸盐质量分数大于 30%。纹层状(粉砂质、云灰质)细粒混合沉积岩最为发育, 东营凹陷典型岩相类型为纹层状灰岩相、页状黏土岩相, 沧东凹陷典型岩相类型为纹层状白云岩相、块状白云岩相。层间缝、构造缝、粒间孔、粒内溶孔、晶间孔是最主要的储集空间类型。岩石力学特征方面表现出较高杨氏模量(平均为 20 GPa)、较低泊松比(平均为 0.242)、较低断裂韧性(平均为 0.26 MPa ·  $\sqrt{m}$ )、脆性指数整体较高(集中在 40~60)等特征。

**关键词:** 细粒沉积岩; 岩相; 储集空间; 脆性指数; 可压裂性; 东营凹陷; 沧东凹陷

**中图分类号:** P 62 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-1964(2016)03-0568-14

**DOI:** 10.13247/j.cnki.jcumt.000435

## Lithofacies types and reservoir characteristics of fine-grained sedimentary rocks in Paleogene, southern Bohai fault-depressed lacustrine basin

ZHANG Shun<sup>1,2</sup>, CHEN Shiyue<sup>1</sup>, PU Xiugang<sup>3</sup>, WANG Yongshi<sup>3</sup>, TAN Mingyou<sup>4</sup>

(1. College of Geo-Resources and Information, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266555, China;

2. Geological Scientific Research Institute, Sinopec Shengli Oil field Company, Dongying, Shandong 257015, China;

3. Petro China Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China;

4. Geophysical Reserch Institute of Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257022, China)

**Abstract:** This paper focused on the fine-grained sedimentary rocks in Paleogene, Bohai Bay basin. By detailed core description, thin section identification, analysis of whole rock X-ray diffraction, SEM observation, geochemical test, rock mechanics and fracture simulation experiment, the primary characteristics of research objects were systematically analyzed on centimeter scale. Meanwhile, lithofacies types, basic characters of reservoirs were studied, which revealed that the facies of fault-depressed lacustrine basin varied from sag to sag, the reservoir porosity and fissure types were diverse, with fairly good crushability. The results show that

收稿日期: 2015-06-08

基金项目: 国家自然科学基金项目(41372107)

通信作者: 张 顺(1985-), 男, 山东省桓台县人, 博士, 从事细粒沉积学及非常规储层方面的研究。

E-mail: satisfactoryshun@163.com Tel: 18561201107

the mass fraction of clay minerals was generally less than 30%, whereas, the content of carbonate was higher than that. Lamellar fine-grained mixed sedimentary rocks including siltstone and limestone rocks were most popular. Typical lithofacies of Dongying sag covered laminated limestone and clay stone, while the most representing lithofacies in Cangdong sag were lamellar or massive dolomite. Major types of reservoir spaces included cracks between layers, or among structural fractures, intragranular pores, intragranular dissolved pores and intracrystalline pores. Rock mechanics characteristics presented high Yong modulus with an average of 20 GPa, relatively lower Poisson's ratio with an average of 0.242, lower breaking tenacity with an average of  $0.26 \text{ MPa} \cdot \sqrt{\text{m}}$ , and higher brittleness index centered within 40—60.

**Key words:** fine-grained sedimentary rocks; lithofacies; reservoir space; brittleness index; crushability; Dongying sag; Cangdong sag

细粒沉积物 (fine-grained sediments) 是指粒径小于  $62 \mu\text{m}$  的黏土级和粉砂级沉积物, 由细粒沉积物组成的沉积岩称为细粒沉积岩。细粒沉积岩并不仅仅是粒度上的概念, 而是包括了矿物成分、沉积构造、有机质含量、形成环境等多种信息的综合概念<sup>[1-3]</sup>。伴随着页岩油气勘探开发取得成功, 数量巨大的细粒物质引起人们的重视。近几年, 在细粒沉积岩物质的组成、形成环境、沉积模式、分布以及储层微观结构特征表征和控制因素等方面, 诸多学者做了有益探讨<sup>[1, 4-12]</sup>。这些研究成果对丰富细粒沉积学理论以及页岩油、致密油、致密气的勘探工作起到了重要的指导作用, 但在细粒沉积岩的分类、微观结构剖析、岩相划分等方面的研究稍显薄弱; 缺少从岩相的角度对细粒沉积储层及其可压裂性进行系统的评价。

渤海湾盆地是在华北地台基础上经历多期构造运动, 最后形成一系列的古近系箕状凹陷组成的断陷盆地<sup>[13]</sup>, 古近系为典型湖泊沉积体系, 经历了湖泊扩张(孔店组—沙河街组四段—沙河街组三段), 湖泊萎缩(沙河街组二段—东营组一段)两个二级旋回。湖盆扩张鼎盛时期, 在盆地内形成了巨量细粒沉积岩, 其中, 半深湖—深湖相细粒沉积岩更是重要的烃源岩, 也是细粒沉积储层发育的重要层段和地区。本文以渤海湾盆地东营凹陷沙河街组三段—四段和沧东凹陷孔店组二段细粒沉积岩为研究对象, 明确细粒沉积岩的矿物组成和岩石类型特征, 在此基础上对断陷盆地半深湖—深湖相细粒沉积岩进行岩相类型划分; 通过细粒沉积岩储层特征以及岩石物理力学特征分析, 对细粒沉积岩储层进行脆性评价, 最终建立起岩相与储层特征以及工程力学特征之间的关系, 从对生油、储油、压裂有利的角度预测可能的优势岩相, 以期对页岩油、致密油的勘探开发提供依据。

## 1 细粒沉积岩的分布

东营凹陷沙四晚期—沙三早期湖盆水域宽深, 形成了半深湖、深湖沉积, 自下而上可分为沙河街组四段上亚段(又可分为纯下次亚段和纯上次亚段, 分别简称为  $\text{Es}_{4\text{cx}}$ ,  $\text{Es}_{4\text{cs}}$ )、沙河街组三段下亚段(以下简称沙三下亚段,  $\text{Es}_{3\text{x}}$ )。沙四上亚段沉积期, 沉积作用以碎屑沉积为主, 形成了以灰黑色页岩、油页岩、泥岩为主的地层, 而洼陷中心地带以岩盐沉积为主; 沙三下亚段沉积时, 大部分地区处于深湖—半深湖环境, 发育了深湖相油页岩、深灰色泥岩、钙质泥岩和深水浊积扇沉积<sup>[13]</sup>, 泥岩质量分数占 70% 以上。细粒沉积岩主要发育在沙四上纯上次亚段以及沙三下亚段(图 1a)。

沧东凹陷孔店组二段(以下简称孔二段,  $\text{Ek}_2$ ) 沉积时期为潮湿气候下的封闭型湖盆, 物源供应充足, 湖盆中心沉积了较厚的深湖—半深湖沉积地层<sup>[14-16]</sup>, 表现为大套页岩发育段夹持的砂岩、白云岩、砂质泥页岩等。孔二段 1 小层及 3 小层白云岩类(白云岩与泥质云岩)较发育; 孔二段 2 小层泥质岩类较发育。其中孔二段 4 小层以及 2 小层上部是致密砂岩发育段; 孔二段 1 小层、孔二段 2 小层中下部及孔二 3 小层为白云岩、泥页岩等细粒沉积岩段(图 1b)。湖盆中心位置主要沉积泥质白云岩、粉砂质泥岩及细粉砂岩。

盆地内部细粒沉积物数量巨大, 尤其凹陷中心, 几乎均为细粒沉积物; 由凹陷中心大套泥页岩至凹陷边缘砂泥互层, 砂质增多, 以粉细砂岩、含螺砂岩、泥质粉砂以及含砾砂岩为主。从平面展布特征看, 细粒沉积岩展布范围主要受凹陷大小控制, 厚度最大处与凹陷沉积中心、沉降中心基本叠合。在东营凹陷、沧东凹陷中心部位细粒沉积岩厚度最大均可达 400 m 以上, 由湖盆中心向四周, 细粒沉

积岩层段的厚度逐渐减薄。

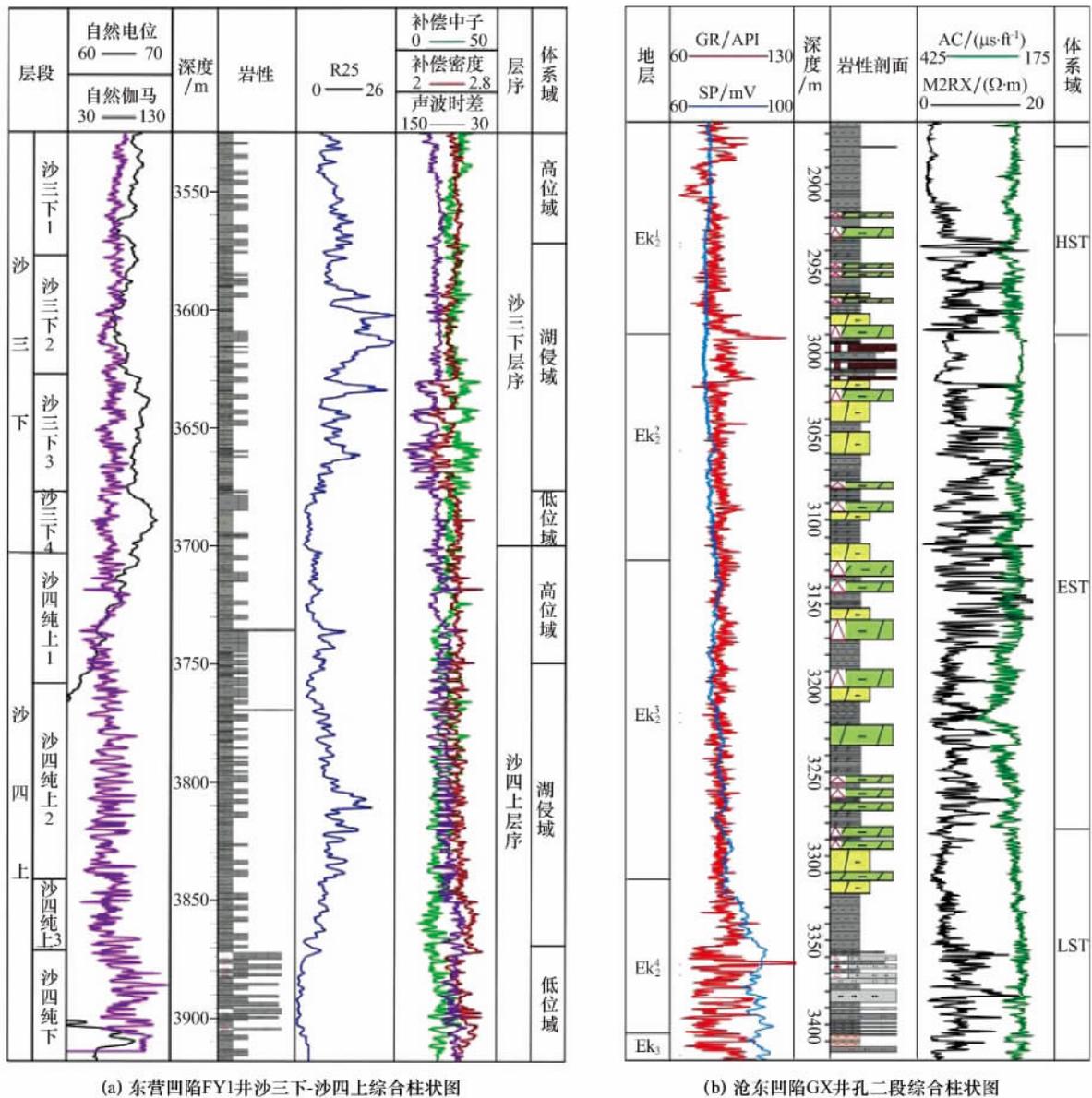


图 1 渤海湾南部湖相深水细粒沉积岩单井柱状图

Fig. 1 The histogram of fine-grained sedimentary rocks well in Paleogene, southern Bohai basin

## 2 细粒沉积岩基本特征

### 2.1 宏观岩心特征

对渤海湾盆地东营凹陷重点泥页岩取心井利页 1 井、樊页 1 井、牛页 1 井、樊 119 井以及沧东凹陷专探致密油重点井 GX, GDX 井岩心的精细观察描述,发现细粒沉积岩在颜色、结构构造、基本岩石类型等方面具有以下共同特征:1) 断陷湖盆细粒沉积岩以灰褐色、灰黑色、深灰色为主色调;2) 具有丰富的层理构造类型,纹层状构造最为发育;3) 岩石类型多样,主要包括碳酸盐岩、细粉砂岩、以及黏土岩。但不同凹陷细粒沉积岩又存在差异。

东营凹陷沙河街组细粒沉积岩颜色较单一,以

深灰色、灰黑色为主,随着方解石及长英质矿物的混入,颜色由深逐渐变浅;沧东凹陷孔店组细粒沉积岩以褐色、灰褐色、灰色为主,少量灰绿色,与东营凹陷相比,颜色较浅且多样,这与湖盆面积较小、水体相对较浅有关。

东营凹陷细粒沉积岩层面较平整,纹理较连续;沧东凹陷细粒沉积岩纹层界限大多不够清晰,纹层连续性及平整性中等,常见液化变形构造及滑塌构造,反映了沉积环境多变,受陆源碎屑物质输入影响较大。东营凹陷细粒沉积岩中碳酸盐岩以纹层状以及具有一定厚度的叶片状、夹层状产出的方解石为主(见图 2a),灰黑色的页岩(图 2c)页理极发育、易剥离,多与夹层状的方解石岩层伴生。沧东凹陷细粒沉

积岩中的碳酸盐岩以白云石为主,主要呈厚层块状、透镜状以及薄条带状产出(见图 2f);黏土岩主要以

纹层状(见图 2b)、薄条带状与(细)粉砂岩以及碳酸盐岩相伴生,几乎不发育大套灰黑色页岩。

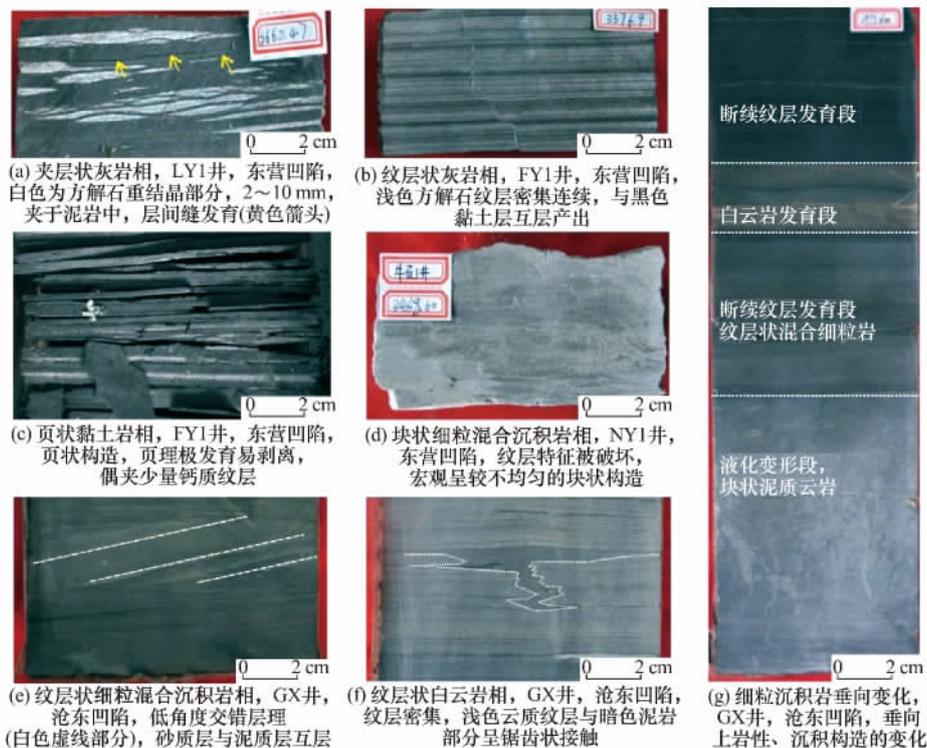


图 2 细粒沉积岩岩心观察照片

Fig. 2 Cores of of fine-grained sedimentary rocks

2.2 矿物组成及组构特征

在厘米级岩心观察描述的基础上,密集取样,进行 X 射线衍射分析;对东营凹陷及沧东凹陷细粒沉积岩大量普通薄片以及荧光薄片进行了观察分析,对矿物类型、产状及垂向叠置关系进行刻画和剖析。

矿物组成方面,一般地,湖相深水细粒沉积岩中主要由黏土矿物(高岭石、伊利石、蒙皂石等)、碎屑矿物(石英、长石等)以及方解石、白云石等组成,碳酸盐矿物含量较高是湖相细粒沉积物的特征之一<sup>[11]</sup>。东营凹陷沙河街组细粒沉积岩黏土矿物质量分数较低,为 20%~30%;长英质和自生碳酸盐

矿物含量较高,矿物组成变化较大,几乎不含钾长石;黏土矿物类型主要为伊利石、伊蒙混层,绿泥石及高岭石含量低,碳酸盐矿物以方解石为主。与东营凹陷相比,沧东凹陷孔二段细粒沉积岩在纹层的物质组成及组合方式上都更为复杂多样;矿物成分上,黏土含量更低;长英质矿物尤其是泥级斜长石含量较高,几乎所有样品薄片上均可见含量不等的长英质矿物,钾长石平均质量分数 >5%,碳酸盐矿物以白云石为主,与东营凹陷沙三段—沙四段细粒沉积岩“灰多云少”的特征明显不同,此外还含不等量的方沸石(表 1)。

表 1 渤海湾盆地南部古近系细粒沉积岩全岩矿物组成

Table 1 Mineral composition distribution of fine-grained sedimentary rocks

层 位			wt/%								
			黏土	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	菱铁矿	方沸石
东营凹陷	沙河街组	区间	1~57	4~42	0~2	0~21	0~95	1~71	0~13	0~3	0
	三段下亚段、四段上亚段	平均值	28.4	21.0	0.1	4.2	34.5	8.0	3.0	0.8	0
沧东凹陷	孔店组二段 1.3 小层	区间	1~41	1~32	1~16	1~45	0~35	0~92	0~17	0~14	3~59
		平均值	18	17	6	10	8	25	1	2	13

矿物组构特征方面,东营凹陷以定向组构占绝对主导,沧东凹陷细粒沉积岩半定向结构及杂乱结构较为发育。方解石纹层与黏土矿物(或以黏土矿物为主的)纹层在垂向上的叠置是东营凹陷细粒沉积岩最常见的纹层组合类型,韵律性或旋回性很

强,方解石以泥晶结构为主,重结晶现象较普遍(图 3);沧东凹陷可见黏土纹层、细粉砂纹层、隐晶方解石纹层、白云岩纹层、砂泥云(灰)混合纹层、泥-云混合纹层在垂向叠置,纹层叠置方式更为多样,白云岩主要为泥晶结构,大小均匀,粒度上与泥岩中

的泥质结构类似,由小于 0.01 mm 的球形或他形粒状白云石组成,次为粉晶、微晶结构,主要以块状、细层状产出(图 4c, d),黄铁矿主要呈细层状、

星散状产于白云岩中.泥微晶方解石主要呈分散状产出,次为纹层状.此外,介形虫碎片等浮游生物化石(图 4f)常富集呈薄层状或分散状产出<sup>[18]</sup>.

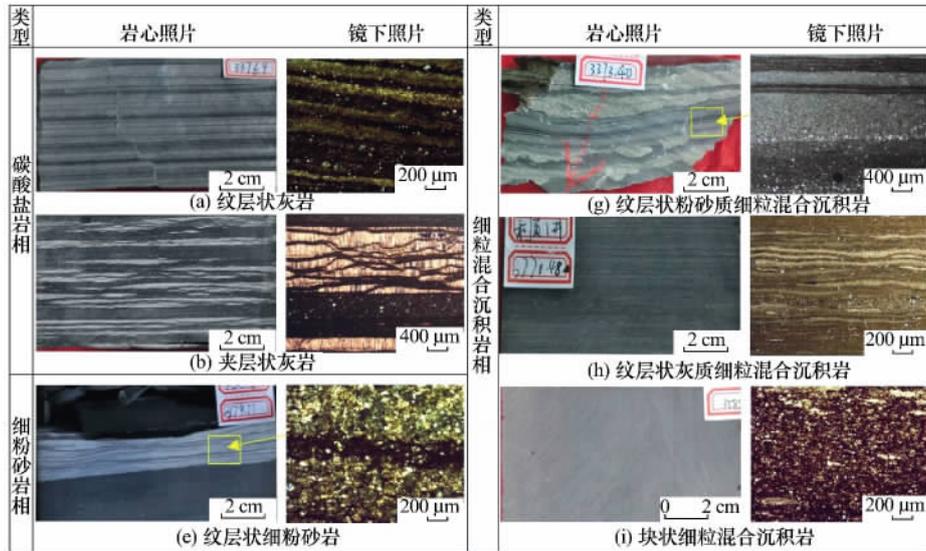


图 3 东营凹陷沙三下—沙四上亚段细粒沉积岩主要岩相类型宏、微观特征

Fig. 3 The characteristics of fine-grained sedimentary rocks lithofacies in Dongying sag

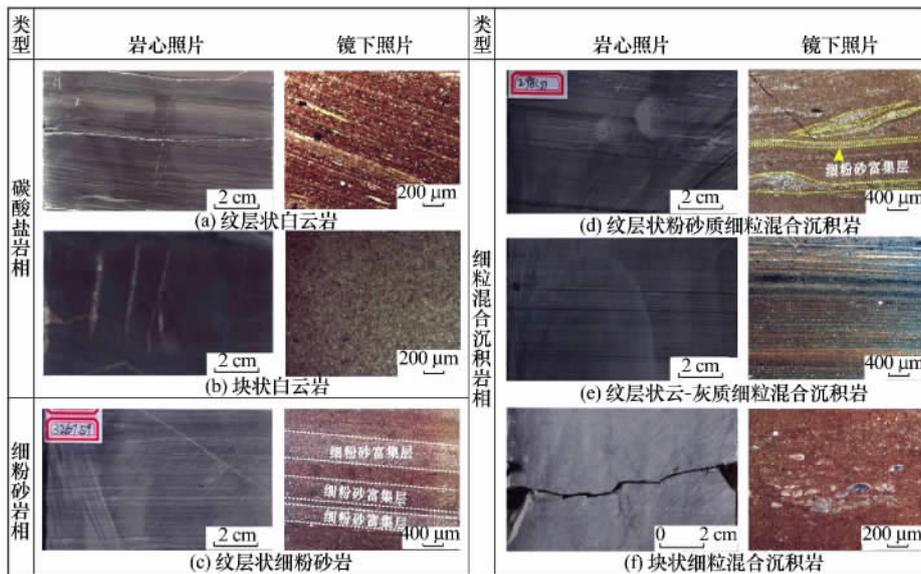


图 4 沧东凹陷孔二段细粒沉积岩主要岩相类型宏、微观特征

Fig. 4 The characteristics of fine-grained sedimentary rocks lithofacies in Cangdong sag

总体上看,断陷盆地深水细粒沉积岩在物质组成、结构等方面非常复杂:1) 矿物类型多样,以往作为优质烃源岩的泥页岩,其实大部分属于碳酸盐岩范畴;2) 与海相页岩不同的是,湖相深水细粒沉积岩中黏土矿物含量普遍较低(平均质量分数小于 20%),尤其是沧东凹陷,这与湖盆面积相对较小、近物源以及水系较弥散有关;3) 细粒沉积岩微观非均质性很强,一个视域常兼有多种沉积构造类型,矿物相变快,表现为两种或两种以上矿物富集纹层的旋回性,局部存在粒序。

### 2.3 地球化学特征

断陷湖盆深层烃源岩往往是高有机质含量的细粒沉积岩集中发育段.东营凹陷古近系沙三下亚段—沙四上亚段细粒沉积岩是胜利油田已发现油气重要的生烃层系,且已作为页岩油勘探开发的重点层段;沧东凹陷古近系孔二段是大港油田主要生油层系,细粒沉积岩生烃指标好.针对细粒沉积岩非均质极强的特点,本文对研究区古近系致密油、页岩油气重点井位的细粒沉积岩层段进行“变密度、密集”取样,对研究区细粒沉积岩样品做了有机质(TOC)、镜质体反射率( $R_o$ )、氯仿沥青“A”等相

关测试,如表 2.

表 2 渤海湾盆地南部古近系细粒沉积岩地球化学参数

凹陷	层位	埋深/m	厚度/m	主要岩性	TOC/%	母质类型	$R_o$ /%	氯仿“A”	$S_1+S_2/$ ( $mg \cdot g^{-1}$ )
东营	沙河街组 三段下亚段	1 400~4 200	30~400	泥岩、灰质泥岩、 泥灰岩、灰岩	0.38~12.50	I,II	0.40~1.84	0.037	
	沙河街组 四段上亚段	1 576~5 000	50~350	灰质泥岩、泥灰岩、 泥质云岩、泥岩	0.50~16.00	I,II	0.40~2.00	0.004	
沧东凹陷	孔店组二段	1 700~4 200	100~500	云质泥岩、泥质 云岩、细粉砂、 白云岩	0.15~12.90	II	0.68~0.83	0.075	平均 20.66

有机碳含量范围较大,总体较高且品质好,尤其是东营凹陷沙河街组三段下亚段以及沧东凹陷孔店组二段 2 小层,TOC 平均值大于 2%。热解特征揭示,研究区细粒沉积岩可溶烃( $S_1$ )分布区间为 0.01~8.10 mg/g,平均 1.15 mg/g;  $S_2$  分布区间为 0.15~69.93 mg/g,平均 22.24 mg/g; 氢指数区间为 0.12~994.00 mg/g,平均 492 mg/g。如图 5 所示,通过建立有机碳含量(TOC)与氢指数(HI)交会图,以有机碳质量分数的 2%及 4%作为分界,将细粒沉积岩划分为 B 区域较好烃源岩以及 A 区域优质烃源岩,同样反映出断陷湖盆烃源岩品质较好。相对于泥页岩,碳酸盐岩烃类的运移缺少压实水等“载体”,且无异常高压作为排烃的动力和造缝条件,因此碳酸盐发育的细粒沉积岩含烃率常常高于泥页岩。总体上,纹层发育的灰岩、白云岩及少量黏土岩显示出高 TOC、高 HI 的特征;从储集空间发育的角度,碳酸盐纹层密集发育的细粒沉积岩段更容易产生层间孔缝,而且对于夹层状灰岩,方解石含量越高,重结晶晶间孔缝越发育,越有利于油气的储集;从生排烃角度,碳酸盐矿物具有促进干酪根缩合脱氢的作用,提高了烃类的产率<sup>[19]</sup>。有机质常呈条带状、弯曲线状分布于碳酸盐岩层与黏土层间。

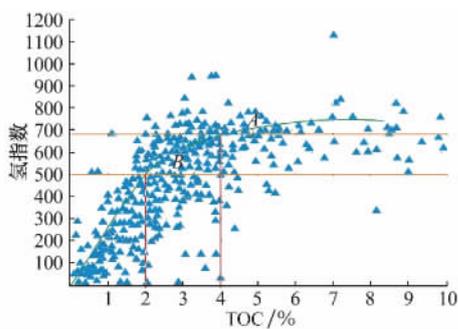


图 5 渤海湾盆地南部古近系细粒沉积岩有机碳含量与氢指数交会图

Fig. 5 Organic carbon and hydrogen index crossplot of fine-grained sedimentary rocks in Paleogene, southern Bohai basin

### 3 断陷盆地细粒沉积岩岩相类型

#### 3.1 细粒沉积岩的分类

在明确了细粒沉积岩的矿物组成及组构特征的基础上,对研究区细粒沉积岩进行分类。文献[20]对我国泌阳凹陷、沾化凹陷等东部湖相细粒沉积岩进行了系统研究,提出以碳酸盐、黏土矿物和有机质作为三端元划分岩石类型;以有机碳含量 2%和 4%作为低、中、高有机质的划分界限,再以黏土矿物和碳酸盐 50%含量为界,进一步划分,此划分方案依据明确,且充分考虑了有机质在泥页岩沉积、成岩及储层形成中的重要作用。文献[18]曾对渤海湾盆地东营凹陷西部沙三下亚段泥页岩的类型进行划分,其中纹层状灰岩、(钙质)夹层状灰岩、页状黏土岩、纹层状细粒混合沉积岩、块状细粒混合沉积岩是最为发育的 5 种类型。

本文分别对东营凹陷沙三下—沙四上亚段和沧东凹陷孔二段细粒沉积岩碳酸盐、长英质、黏土矿物的相对百分含量进行三角图投点,如图 6a, b。从图 6 中可以看出,渤海湾盆地南部古近系细粒沉积岩中,三端元均不占主导的细粒混合沉积岩类数量较大,尤其是沧东凹陷,细粒混合沉积岩类占有所有细粒沉积岩总量的 60%以上。根据此特点,将细粒混合沉积岩进一步划分为长英质细粒混合沉积岩(长英质矿物质量分数 33%~50%且大于黏土、云质质量分数)、云-灰质细粒混合沉积岩(碳酸盐矿物质量分数 33%~50%且大于长英质、黏土矿物质量分数)以及黏土质细粒混合沉积岩(黏土矿物质量分数 33%~50%且大于长英质、碳酸盐矿物质量分数)等类型。按照发育丰度,研究区细粒沉积岩中碳酸盐岩最为发育,其次为云-灰质细粒混合沉积岩,黏土岩最为少见;此外,沧东凹陷孔二段细粒沉积岩中粉砂岩含量明显高于东营凹陷沙三下—沙四上亚段细粒沉积岩。

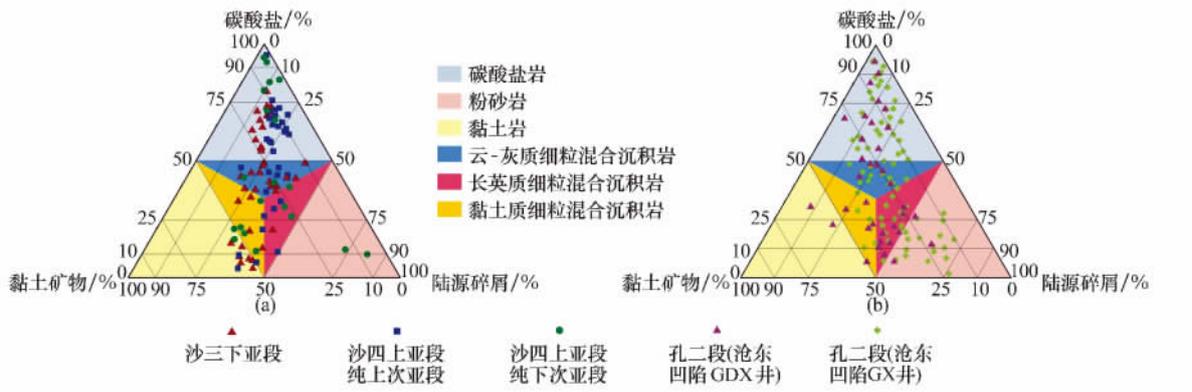


图 6 细粒沉积岩主要岩石类型

Fig. 6 The chief type of fine-grained sedimentary rocks fine-grained sedimentary rocks

### 3.2 细粒沉积岩岩相划分方案

“岩相”即一定沉积环境中形成的岩石类型及其组合,包含岩石类型、颜色、结构、沉积构造等信息,是沉积相的主要组成部分,也是开展油气勘探开发工作的重要基础.因此在分析宏、微观特征以及岩石类型的基础上,应对湖相深水细粒沉积岩进行岩相类型的划分,以岩相作为讨论沉积微环境、优选有利储集层段及工程甜点的基本单元.

根据渤海湾盆地古近系细粒沉积岩矿物类型及产状多样、岩石类型丰富、垂向叠置关系多样、受气候以及物源影响更为敏感等特征,遵循以下原则对岩相进行划分:1) 界线清晰,含义明确;2) 大类要简单,小类区分标志要明显;3) 尊重传统岩石学

命名的基础上,体现湖盆细粒沉积岩在矿物成分及沉积构造上的多样性等.因此,合理的岩相划分方案应该在沉积成因的控制下,全面考虑矿物成分、沉积构造、有机质丰度 3 个划分依据.除此之外还考虑气候及事件性沉积等沉积成因等因素,也便于探讨生物沉积、物理沉积、化学沉积在细粒沉积岩沉积过程中的作用.

### 3.3 细粒沉积岩岩相类型

依照上述划分方案,综合考虑宏观沉积构造及微观层理类型,以简洁直观反映不同岩相间的差异为主要前提,对细粒沉积岩进行类型划分(表 3).主要岩相类型的宏微观结构特征如图 3,4.

表 3 细粒沉积岩主要岩相类型划分

Table 3 The comprehensive classification naming scheme of fine-grained sedimentary rocks

岩相类型	岩相亚类	$w_B/\%$			主要发育区
		黏土矿物	长英质矿物	碳酸盐矿物	
碳酸盐岩相	纹层状灰岩相 (富、中有机质)	<25	<25	方解石 $\geq 50$	东营凹陷
	夹层状灰岩相 (富、中有机质)	<25	<25	方解石 $\geq 50$	东营凹陷
	纹层状白云岩相 (富、中有机质)	<25	<25	白云石 $\geq 50$	沧东凹陷
	块状白云岩相 (中、贫有机质)	<25	<25	白云石 $\geq 50$	沧东、东营凹陷
黏土岩相	页状黏土岩相 (富、中有机质)	>50	<25	<25	东营凹陷
细粉砂岩相	纹层状细粉砂岩相 (富、中、贫有机质)	<25	>50	<25	沧东凹陷
	块状细粉砂岩相 (富、中、贫有机质)	<25	>50	<25	东营、沧东凹陷
混合细粒岩相	纹层状长英质细粒混合沉积岩相 (富、中、贫有机质)	25~50	33~50 且>黏土	0~33 且<黏土	沧东、东营凹陷
	纹层状云-灰质细粒混合沉积岩相 (富、贫有机质)	0~33 且<长英质	25~50	33~50 且>黏土	沧东、东营凹陷
	块状细粒混合沉积岩相 (富、贫有机质)	<50%	<50%	<50%	沧东、东营凹陷

3.3.1 东营凹陷细粒沉积岩岩相类型及特征

岩相、纹层状细粉砂岩相、纹层状长英质细粒混合沉积岩相、纹层状云-灰质细粒混合沉积岩相及少量的块状细粒混合沉积岩相。(特征详见图 7)。

如图 3, 东营凹陷沙三段—沙四段细粒沉积岩主要发育纹层状灰岩相、夹层状灰岩相、页状黏土

岩相大类	岩相亚类	矿物组成 	宏观、微观特征	有机质含量及赋存方式	沉积微环境	储集空间类型	物性特征		岩石物理力学特征				测井曲线特征	
							孔隙度/%	渗透率/mD	杨氏模量/GPa	松栉比	脆性指数	断裂韧性/(MPa·m)		
灰岩相	纹层状灰岩相		宏观岩心以深灰色为主; 镜下浅灰色泥晶方解石层与富有机质黏土层互层, 层间可见细小石英颗粒	TOC>4% 顺层状富集	气候潮湿, 盐度较小, 强还原环境, 弱水动力	构造缝(高/中角度)异常压力缝、层间缝、矿物收缩缝; 黏土矿物溶蚀孔	0.62~6.78 平均 3.01	0.02~17.3 平均 1.82	27~40 平均 33.4	0.237~0.317 平均 0.278		36.9		高AC(90~120 μs/ft)、中或高GR(60~90 API)、高DNL(20~35 p.u)、低DEN(2.2~2.35 g/cm³)、中或高R25(25~40 Ω·m)
	夹层状灰岩相		白色方解石部分呈夹层状或脉状产出, 方解石层与黏土层界限清晰; 方解石重结晶现象明显	TOC>4% 分散状富集	水体较清澈, 半咸水-咸水, 相对闭塞, 还原, 弱水动力	异常压力缝、层间缝、矿物收缩缝; 方解石重结晶, 晶间孔溶蚀孔	0.7~9.5 平均 5.22		16.3~37.8 平均 23.5	0.211~0.356 平均 0.285		21.9		高AC(95~130 μs/ft)、中或高GR(55~80 API)、高CNL(25~35 p.u)、低DEN(2.1~2.35 g/cm³)、高R25(30~45 Ω·m)
白云岩相	纹层状白云岩相		棕褐色为主, 白云石纹层与黏土层互层; 白云石层与黏土层界限清晰, 纹层密集	TOC>4% 分散状富集	半干旱气候, 咸水, 湖水, 弱水动力	异常压力缝、层间缝、矿物收缩缝; 白云石晶间孔, 粒间孔	0.85~7.68 平均 2.99	0.02~35.3 平均 1.79	21.62~27.08	0.184~0.239		57.5	0.274	中或高AC(78~100 μs/ft)、高GR(71~95 API)、高CNL(23~30 p.u)、中DEN(2.29~2.5 g/cm³)、中或高电阻率(17~40 Ω·m)
	块状白云岩相		棕褐色、灰绿色, 透镜状或块状; 镜下以泥晶、微晶白云石为主, 次为少量黏土	TOC>3% 分散状局部富集	半干旱气候, 咸水, 水体较浅, 较弱水动力	构造缝(高角度)成岩收缩缝; 白云石晶间孔, 粒间孔	0.41~4.63 平均 3.13	0.04~1.28 平均 0.55	23.62~24.86	0.223~0.268		44.49	0.177	中或高AC(72~105 μs/ft)、高GR(75~94 API)、中或高CNL(18~31 pu)、中DEN(2.3~2.55 g/cm³)、中或高电阻率(18~49 Ω·m)
泥岩相	页状黏土岩相		黑-灰黑色, 页理发育, 呈薄片状、易剥离; 镜下以泥晶、微晶白云石为主, 次为少量黏土	TOC>3% 分散状局部富集	水体持续分层, 盐度较小, 强还原, 近静水	层间缝、矿物收缩缝; 黏土矿物溶蚀孔、有机质演化孔	0.8~6.03 平均 3.22	0.05~2.2 平均 0.5						往往与夹层状灰岩以岩相组合形式出现, 厚度小, 测井曲线难以单独识别; 起伏特征介于夹层状灰岩与纹层状混合细粒岩之间
粉砂岩相	纹层状细粉砂岩相		灰、深灰色, 波状、断续状砂质纹从清晰可辨; 长英质矿物呈断续纹层状与云-泥混合层互层产出	TOC>2% 分散状局部富集	水体分层, 盐度较小, 氧化-还原, 弱-中等水动力	构造缝(中/低角度)粒间孔、晶间孔	0.9~4.99 平均 2.11	0.04~13.2 平均 2.48	30~43.72	0.13~0.2	64.3	0.287		粉砂单层厚度多<1 cm, 测井曲线难以识别
	块状细粉砂岩相		灰、深灰色, 较均匀块状或由于纹层特征被破坏, 显示块状层理; 镜下长英质呈分散状、闭块状富集	TOC>1.5% 分散状局部富集	水体分层, 盐度小, 氧化-还原, 中-较强水动力	构造缝; 粒间孔、溶蚀孔			9.79~13.67	0.294~0.402	13.3	0.234		低或中AC(73~79 μs/ft)、高GR(75~90 API)、低CNL(15~19 p.u)、中DEN(2.41~2.5 g/cm³)、低R25(5.6~8.7 Ω·m)
细粒混合沉积岩相	纹层状长英质细粒混合沉积岩相		深灰、灰色, 纹层特征较显著; 镜下长英质矿物呈定向结构, 纹层状泥-云混合层与递变粉砂层互层, 黄铁矿呈散状分布	TOC>2% 分散状富集, 局部富集	半闭塞湖, 半咸水, 发育季节, 纹层	层间缝、构造缝、矿物收缩缝; 粒间孔、溶蚀孔	0.7~4.12 平均 2.27	0.06~13.5 平均 2.48	11.46~15.08	0.307~0.349	31.89	0.225		中AC(70~85 μs/ft)、中GR(60~80 API)、中CNL(15~20 p.u)、中DEN(2.4~2.55 g/cm³)、中R25(20~40 Ω·m)
	纹层状云-灰质混合沉积岩相		深灰、灰褐色, 纹层特征较显著; 纹层界限较清晰, 方解石呈纹层状或分散状产出, 白云石纹层特征显著, 长英质矿物顺层分布	TOC>3% 顺层状富集, 局部富集	微湖水循环, 较弱水动力	层间缝、构造缝; 粒间孔、晶间孔	0.38~5.27 平均 2.99	0.03~4.8 平均 1.79	13.05~32.72	0.206~0.271	51.2	0.252		
	块状细粒混合沉积岩相		深灰色, 较均匀块状, 可见少量断续纹层; 粉砂与黏土及泥晶方解石、白云石较均匀混合	TOC<2% 分散状局部富集	水体无分层, 陆源输入增强, 含氧-弱还原, 较强水动力	构造缝(高角度)矿物收缩缝	1.96~3.36 平均 6.48	0.02~1.7 平均 1.45	17.51~28.02	0.214~0.226	57	0.272		低或中AC(40~85 μs/ft)、中GR(60~80 API)、中CNL(15~20 p.u)、高DEN(2.4~2.65 g/cm³)、低R25(1~15 Ω·m)

图 7 细粒沉积岩基本岩相类型主要特征

Fig. 7 The key features of fine-grained sedimentary rocks lithofacies

东营凹陷沙三段—沙四段是典型陆相断陷湖盆细粒沉积岩的代表, 湖盆广深, 不同细粒沉积岩相所代表的沉积微环境存在明显差异: 1) 纹层状灰岩相有机质含量较高, 发育于气候潮湿、相对稳定的持续沉降下广阔半深湖区, 反映陆源输入减少的

强还原环境; 2) 夹层状灰岩多是富碳酸盐、富有机质的细粒沉积物在晚成岩期的产物, 与纹层状灰岩相比, 湖水深度减小, 水体较清澈, 外来溶解的碳酸盐影响较小; 3) 页状黏土岩表明湖水为长期缺氧的深水环境, 是盐度、温度所造成湖水密度持久分

层的结果,往往与夹层状灰岩相伴生;4) 纹层状细粉砂岩相粒径稍大,主要沉积于水下微隆起,反映局部簸选作用;纹层状细粒混合沉积岩为半闭塞湖相、半咸水沉积,季节性纹理特征较明显;5) 块状的细粒混合沉积岩尤其是粉砂质泥岩,指示水体变淡变浅无分层、陆源输入增强的循环含氧—弱还原环境,有机质不易保存. 主要岩相的平面分布特征见图 6a.

### 3.3.2 沧东凹陷细粒沉积岩岩相类型及特征

如图 4,沧东凹陷孔店组二段细粒沉积岩主要发育纹层状白云岩相、块状白云岩相、纹层状细粉砂岩相、纹层状长英质细粒混合沉积岩相、纹层状云-灰质细粒混合沉积岩相,不发育页状黏土岩相.

与东营凹陷相比,沧东凹陷湖盆面积较小,水体也较浅,孔二段沉积期主要为滨浅湖及半深湖沉积环境(图 6b). 湖盆细粒沉积受多方向物源供给及古气候的影响更为明显. 白云石含量高而方解石含量低,细粉砂产出状态多样、不同矿物组成的纹层界限不够清晰是沧东凹陷孔二段细粒沉积最典型的特征:1) 棕褐色块状白云岩是碱湖、较浅水环境的产物;2) 纹层特征最为显著的纹层状白云岩相往往指示水体咸度较大、弱水动力、季节性气候变化明显、较深水环境;3) 靠近滨浅湖沉积区,在岩石垂向序列上表现为砂质泥岩、泥质粉砂岩、泥岩与灰质泥岩的互层,岩相组合以块状细粉砂岩与纹层状细粒混合沉积岩相为特征;大量的细粉砂岩相的出现,指示半深湖与滨浅湖的边缘相;4) 云、灰、砂均可见的纹层状云-灰质细粒混合沉积岩往往指示较深水区湖平面频繁变化的沉积环境(主要岩相基本特征详见图 7).

细粒沉积岩沉积时期的古地貌、古气候、水动力条件以及细粒沉积物沉积后发生的成岩作用不同,造成了半深湖、深湖的细粒沉积岩类型多样,在

垂向组合方式上呈现多种特征<sup>[21]</sup>. 岩相中的纹层、粒序以及韵律变化不仅蕴含着丰富的气候变化、事件沉积等信息,更提供了细粒沉积物中的水动力条件强弱特征信息. 因此,不同的岩相类型指示不同的沉积微环境.

## 4 细粒沉积岩储层特征

在明确了细粒沉积岩岩性、岩相特征基础上,对细粒沉积岩物性特征、储集空间类型以及岩石物理力学特征进行研究,是评价和预测非常规油气“地质甜点”和“工程甜点”的重要内容.

### 4.1 物性特征

根据样品物性统计结果,渤海湾盆地南部古近系细粒沉积岩孔隙度为 2.9%~12.4%,平均值为 6.12%,集中在 4.3%~7.0%;沙河街组三段下亚段孔隙度数据以 9%以下居多,沙河街组四段上亚段孔隙度数据分布较广且分散,集中在 0.5%~9.5%. 总体上看东营凹陷古近系细粒沉积岩 6%以下的孔隙度占样品总数的 40%以上;沧东凹陷古近系细粒沉积岩孔隙度为 0.2%~25.8%,平均值为 7.8%,集中在 4.3%~7.0%;含油饱和度 2.04%~56.48%,平均 29.70%.

将裂缝发育的细粒沉积岩样品测试结果剔除,水平渗透率 0.038~3.460 mD,主要集中在 0.3~1.0 mD,平均值 0.454 mD;垂直渗透率为 0.003 4~0.578 0 mD,主要集中在 0.02~0.30 mD,平均值 0.076 mD. 总体上,纹层发育的灰岩和白云岩以及纹层状云-灰质细粒混合沉积岩物性相对较好.

### 4.2 储集空间类型

通过岩心描述、镜下薄片观察、扫描电镜观察分析等方法,明确了渤海湾盆地南部细粒沉积岩的储集空间类型(见图 8).

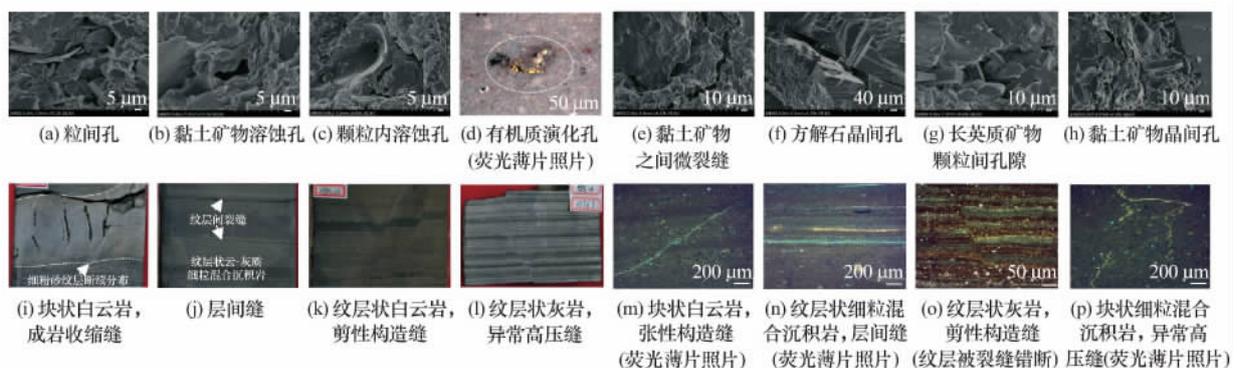


图 8 细粒沉积岩不同类型孔隙及(微)裂缝

Fig. 8 Micropores and microfractures in reservoir

(微)裂缝是最为基本的储集空间类型,研究区

细粒沉积岩中主要发育 4 种裂缝类型:层间缝、构

造缝、成岩收缩缝和异常高压缝；孔隙类型主要有粒间孔、粒内溶孔、黏土矿物晶间孔、方解石重结晶晶间孔以及少量有机质演化孔等。

#### 4.2.1 裂缝

纹层间力学性质薄弱，易剥离，即形成层间缝，也叫层间页理缝或顺层缝，是纹层状细粒沉积岩中最发育的裂缝类型，在纹层状灰岩、纹层状白云岩及夹层状灰岩均大量发育。主体近水平，角度多集中在 $0\sim 5^\circ$ 之间，开度多介于 $0.1\sim 0.3\text{ mm}$ 之间，开度较大的裂缝常被沥青、黄铁矿全充填。

由于局部构造活动形成的构造裂缝是最基本的裂缝类型，在研究区古近系细粒沉积岩中广泛发育。东营凹陷古近系细粒沉积岩中构造缝主要为剪性缝，主见于纹层状灰质细粒混合沉积岩，及可明显看到水平纹层被错断，缝内充填基质或方解石；沧东凹陷古近系细粒沉积岩构造缝兼有剪性与张性的特征，张性缝内多充填有机质，平均角度约 $60^\circ$ ，开度集中在 $0.1\sim 0.3\text{ mm}$ ，充填物主要为方沸石、黄铁矿，常见于块状细粒混合沉积岩及纹层状白云岩、纹层状云-灰质细粒混合沉积岩中。

渤海湾盆地尤其东营凹陷古近系细粒沉积岩由于欠压实作用（沙三下亚段尤其明显）、生烃膨胀（深度大于 $3\ 000\text{ m}$ ）、黏土矿物脱水及水热增压等造成异常高压<sup>[22]</sup>。当异常高压流体压力的超压值等于基质压力的 $1/2$ 或 $1/3$ 时，即可产生裂缝，形成异常高压裂缝。研究区异常高压缝以高角度以及近垂直缝为主，长度多集中在 $0\sim 5\text{ cm}$ 之间，开度较小，多数被黄铁矿全充填，在沧东凹陷孔二段细粒沉积岩尤为明显。部分异常高压缝中可见侵染状黄铁矿相伴生的现象，可能是由于富含铁离子的地层水侵染孔渗性较好的部位而成。此外，成岩收缩缝主要发育于沧东凹陷孔二段块状白云岩中。

#### 4.2.2 孔隙

粒间孔主要分布在矿物颗粒堆积体中<sup>[23]</sup>，孔隙大小集中在 $0.5\sim 3.0\ \mu\text{m}$ ，普遍发育于黏土矿物与长英质矿物之间以及石英颗粒之间（图8a），在纹层状细粉砂岩及细粒混合沉积岩中常见。矿物晶间孔主要包括黏土矿物晶间孔、白云石晶间孔、方解石重结晶形成的晶间孔（图8f）。黏土矿物晶间孔是主要在伊蒙混层中发育。方解石重结晶晶间孔主要发育于东营凹陷夹层状灰岩中，孔隙大小从 $10\sim 200\ \mu\text{m}$ ，荧光下为黑色，孔隙内多被油充填，普通薄片以及扫描电镜下均可辨认；白云石晶间孔主要发育于沧东凹陷孔二段透镜状、块状白云岩中。

有机质在生烃过程中生成的大量有机酸会对碳酸盐、黏土矿物进行溶蚀（图8b），进而产生大量溶蚀孔隙。分析认为，有机质热演化过程中生成的酸性流体，沿天然裂缝网络发生运移，碳酸盐矿物为溶蚀作用的发生提供了物质基础，因此在有机酸含量相当的情况下，裂缝越发育，网络越复杂，碳酸盐矿物含量越高，溶蚀孔隙也就越发育。溶蚀孔在扫描电镜下极易辨认，多呈蜂窝状或星散状分布于碳酸盐矿物表面以及黏土矿物与碎屑颗粒之间，东营凹陷西部沙三下—沙四上泥页岩溶蚀孔隙多集中在 $1.0\sim 2.5\ \mu\text{m}$ ，最大可达 $5\ \mu\text{m}$ 。沧东凹陷孔二段细粒沉积岩溶蚀孔多为矿物颗粒内部的溶蚀，在普通光学显微镜下，砂质团块内发生较强烈溶蚀作用形成的溶蚀孔隙多被黄铁矿、沥青后期充填。有机质演化孔并不常见，尤其是沧东凹陷孔二段细粒沉积岩热演化程度相对较低，处于生油窗范围内，有机质演化孔仅在富有机质的纹层中少量发育。

### 4.3 储层可压裂性评价

#### 4.3.1 脆性指数

脆性指数表征了岩石脆性的大小，反映的是储层压裂后所形成裂缝的复杂程度，指数越大，岩石脆性也就越强。脆性指数的计算方法通常可分为两大类：一是利用相关力学参数（如杨氏模量、泊松比、断裂韧性等）结合相应公式计算脆性指数，另一类则是利用脆性矿物组分相对百分含量对岩石脆性进行计算。对比XRD矿物衍射结果及镜下鉴定结果，湖相深水细粒沉积岩中泥级石英颗粒数量较大，往往与其他泥级颗粒混合难以鉴定，根据脆性矿物（碳酸盐岩、石英等）相对百分含量计算所得的脆性指数适用性和推广性并不强。文献<sup>[25]</sup>计算公式所得的脆性指数结合了杨氏模量与泊松比两个力学参数，是评价细粒沉积岩（泥页岩、致密砂岩）脆性指数的重要方法。

杨氏模量（ $E$ ）指示岩石被压裂后维持裂缝的能力，其值越大，岩石越易形成复杂裂缝；泊松比（ $\mu$ ）反映岩石受力后抵抗破坏的能力，泊松比越大，岩石越难以起裂；两者是表征细粒沉积岩脆性的主要岩石力学参数。一般地，如北美Fort Worth盆地Barnett页岩，杨氏模量越高，泊松比越低，脆性越强。

挑选 $5\sim 10\text{ MPa}$ 围压下细粒沉积岩样品的杨氏模量、泊松比数据进行投点绘图，样品中包含了细粉砂岩、白云岩、细粒混合沉积岩以及黏土岩等主要岩石类型。通过图9可以发现，渤海湾盆地古近系细粒沉积岩杨氏模量随碳酸盐矿物含量增加

而增大,泊松比与碳酸盐岩含量无明显关系,这表明,对于研究区细粒沉积层,杨氏模量与脆性指数相关性更显著.杨氏模量分布范围 9~43 GPa,平均 20 GPa;泊松比范围 0.115~0.417,平均 0.242,与文献[27]对东营凹陷泥页岩研究数据相吻合.由此,在 Rickman 公式基础上,结合区域特点,建立适用于渤海湾盆地古近系细粒沉积岩的脆性指数( $B_{\text{渤海湾}}$ )计算方法,为

$$E_{\text{渤海湾}} = (E - 9) / (43 - 9) \times 100,$$

$$\mu_{\text{渤海湾}} = (0.4 - \mu) / (0.4 - 0.1) \times 100,$$

$$B_{\text{渤海湾}} = 0.5E_{\text{渤海湾}} + 0.5\mu_{\text{渤海湾}}.$$

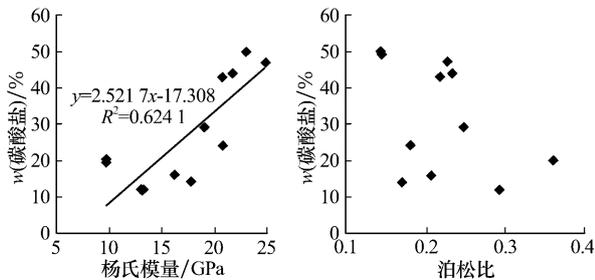


图 9 杨氏模量、泊松比与细粒沉积岩碳酸盐含量关系  
Fig. 9 Carbonate content relations with Young's modulus and Poisson's ratio

根据以上方法,对渤海湾盆地南部古近系 131 个细粒沉积岩样品的数据进行投点,绘制脆性指数图版(图 10),图顶部色标中不同颜色代表脆性指数大小(蓝色为脆性指数低值区,红色为脆性指数高值区,中间过渡色青—黄—橙色代表脆性指数由低值区向高值区变化).可知,研究区细粒沉积岩与北美 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩、四川龙马溪组页岩、渤海湾盆地沾化凹陷沙三下亚段页岩具有相似脆性特征.总体趋势是,泊松比越小,杨氏模量越大,脆性指数则越大.

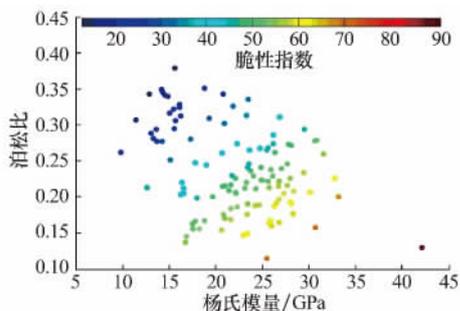


图 10 渤海湾盆地古近系细粒沉积岩脆性指数  
Fig. 10 The brittleness index of fine-grained sedimentary rocks

#### 4.3.2 断裂韧性

岩石内部存在着由于各种原因所产生的微小裂纹及潜在裂缝,岩石在外力作用下抵抗裂纹扩展的能力即为断裂韧性.文献[26]等认为部分岩石的

杨氏模量与泊松比数值均较接近,但是脆性差别极大,区别就在于断裂韧性,它是一项表征储层压裂难易程度的重要因素,测试结果可作为水力压裂数值模拟中裂缝扩展的判据.

本次实验采用国际岩石力学学会(ISRM)推荐使用有人字形切槽的巴西圆盘(CCNBD)确定 I 型断裂韧性的方法,对 33 块细粒沉积岩样品进行测试,样品直径 25 mm,高度 10 mm,测试结果显示,岩心断裂韧性范围 0.08~0.538 MPa·√m,平均值 0.26 MPa·√m,其中沧东凹陷孔二段底部致密砂岩段样品断裂韧性集中在 0.225~0.419 MPa·√m,说明研究区细粒混合沉积岩以及碳酸盐岩发育段裂纹失稳扩展所需的临界应力值比砂岩小,脆性很强.利于形成具规模的裂缝体积,具备可压性的条件.

#### 4.3.3 压裂模拟及可压裂性评价

高杨氏模量、较低泊松比和断裂韧性的特征,是细粒沉积岩储层具备可压性的必要条件.在明确渤海湾盆地细粒沉积岩脆性及断裂韧性特征基础上,重点对沧东凹陷孔二段细粒沉积岩进行直井压裂模拟测试实验,旨在模拟地层条件下观察压裂裂缝扩展形态.选取的压裂模拟实验样品涵盖孔二段细粒沉积岩主要岩相类型,岩心样品尺寸为 115 mm×115 mm×93 mm,3 个正交方向独立加载,最大应力为 40 MPa.模拟井眼位于试样中心,通过 2PB00C 型平流泵泵入压裂液.通常情况,水平主应力越小、脆性指数越大、断裂韧性越小越容易压裂,从工程压裂角度,富有机质块状白云岩、纹层状云—灰质细粒混合沉积岩可作为优势有利岩相.而粉砂岩及粉砂质细粒混合沉积岩最难压裂.

文献[1]认为,细粒沉积岩非常规油气“甜点区”评价,地质甜点应着眼于烃源岩、储集层与裂缝等综合评价,而工程甜点着眼于埋深、可压裂性、地应力各向异性综合评价.细粒沉积岩储层的“可压性评价”是对能否有效开展“体积压裂”进行论证,主要取决于水平地应力差、天然裂缝系统和沉积层理、岩石脆性 3 个地质因素.

综合矿物含量、有机质含量、岩石力学参数、脆性指数、裂缝发育类型及丰度等,初步明确有利压裂层段.建立有机质含量、岩石类型、脆性指数、岩石力学参数、储集空间(裂缝)类型的关系,如图 11 所示.深度 2 965~2 980 m 层段,呈现出高脆性指数、低断裂韧性、高碳酸盐含量、高有机质含量、裂缝类型多、层间缝密集发育等特征,为最有利压裂

层段；深度 3 020~3 040 m 及 3 190~3 210 m 层段，总体表现为高脆性指数、中到较高断裂韧性、高长英质含量、高有机质含量，裂缝类型多等特征，为次有利压裂层段。总体上看，微裂缝集中发育、碳酸

盐与长英质矿物含量高的细粒沉积岩发育段可能为有利压裂层段，发育纹层状、块状碳酸盐岩及纹层状云-灰质细粒混合沉积岩。

表 4 压裂模拟岩心应力条件数据表

Table 4 Fracturing simulation core stress condition data

岩心号	深度/m	实验应力/MPa			水平主应力差值/MPa	w <sub>B</sub> /%			
		垂向主应力	最大水平主应力	最小水平主应力		长英质矿物	碳酸盐矿物	黏土矿物	其他
1	2 925.58	20.26	25.15	11.19	13.96	33	33	13	20
2	2 974.07	21.63	25.98	11.96	14.02	39	26	14	17
3	3 025.10	23.97	29.38	13.42	15.96	45	19	12	14
4	3 187.22	24.62	25.73	10.03	15.7	42	32	4	2
5	3 197.13	24.47	29.59	13.75	15.84	39	26	17	1
6	3 234.94	25.99	30.67	15.70	14.97	35	41	19	15

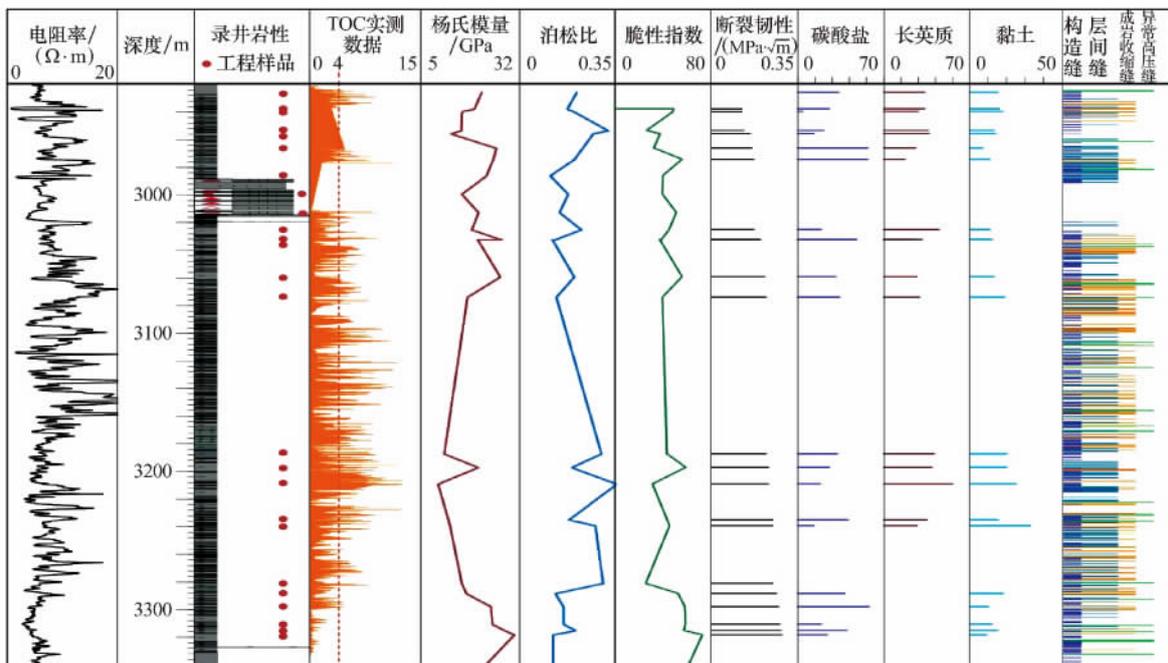


图 11 沧东凹陷孔二段细粒沉积岩岩石物力学特征综合柱状图

Fig. 11 The fracture mechanics and rock physics characteristics of reservoir rocks

### 5 结 论

1) 渤海湾盆地南部古近系细粒沉积岩数量多、厚度大、平面分布范围广，是重要的烃源岩。纹层发育、“高碳酸盐、低黏土矿物含量”是研究区湖相细粒沉积岩的普遍特征，区别在于东营凹陷古近系细粒沉积岩中碳酸盐矿物以方解石为主，纹层特征较显著；而沧东凹陷古近系细粒沉积岩则以白云岩占主导，半定向组构和杂乱组构特征更显著。这主要与湖盆水体深度、水介质条件、湖盆面积大小及受物源影响程度不同有关。

2) 根据碳酸盐矿物、长英质矿物以及黏土矿物的相对含量，将细粒沉积岩分为灰岩、白云岩、细粉砂岩、黏土岩以及细粒混合岩 5 类，细粒混合岩

可占 60% 以上。主要发育 10 类岩相，根据有机质含量可进行亚类的细分。富有机质夹层状灰岩、富有机质纹层状灰岩、富有机质纹层状白云岩、富有机质纹层状细粒混合沉积岩可视为对生油有利的优势岩相类型（夹层状灰岩是东营凹陷特有的岩相类型，纹层状白云岩主要发育在沧东凹陷）。

3) 层间缝、构造缝、异常高压缝、成岩收缩缝、溶蚀孔、方解石重结晶晶间孔、粒间孔是主要的储集空间类型。富有机质页状灰岩、富有机质纹层状白云岩、富有机质纹层状云-灰质细粒混合沉积岩及块状细粉砂岩可视为对储层有利的优势岩相类型。岩石力学参数方面，总体上具有较高杨氏模量、低泊松比、脆性强、低断裂韧性的特征。微裂缝集中发育、碳酸盐与长英质矿物含量高的细粒沉积岩发

育段可能为有利的压裂层段。细粒沉积岩的评价应包括矿物学特征、沉积学特征、烃源岩特征、储层特征及其与工程性质评价相结合,只有将地质甜点与工程甜点有机结合,细粒沉积岩的研究才能真正对页岩油气和致密油气的勘探开发具有意义。

#### 参考文献:

- [1] 邹才能,杨智,张国生,等. 常规-非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 14-27.  
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: Concept and practical significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 14-27.
- [2] APLIN A C, MACQUAKER J S H. Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2031-2059.
- [3] 余 焯, 张昌民, 李少华, 等. 白云北坡泥岩地球化学特征及源区性质[J]. 中国矿业大学学报, 2014, 43(4): 656-665.  
YU Ye, ZHANG Changmin, LI Shaohua, et al. Geochemical characteristics of mudstone in the northern Baiyun depression and provenance nature[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2014, 43(4): 656-665.
- [4] 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.  
WANG Yongshi, LI Zheng, GONG Jianqiang, et al. Discussion on an evaluation method of shale oil and gas in Jiyang depression; a case study on Luoia area in Zhanhua sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 83-91.
- [5] 杨 超, 张金川, 李婉君, 等. 辽河拗陷沙三、沙四段泥页岩微观孔隙特征及其成藏意义[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 287-293.  
YANG Chao, ZHANG Jinchuan, LI Wanjun, et al. Microscopic pore characteristics of Sha-3 and Sha-4 shale and their accumulation significance in Liaohe depression[J]. Oil and Gas Geology, 2014, 35(2): 287-293.
- [6] 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 Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, 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.
- [7] 谢国梁, 刘水根, 沈玉林, 等. 赣东北荷塘组页岩气成藏条件及有利区评价[J]. 中国矿业大学学报, 2014, 44(4): 704-713.  
XIE Guoliang, LIU Shuigen, SHEN Yulin, et al. Reservoir-forming conditions and favorable areas evaluation of shale gas reservoir in Hetang formation, northeastern Jiangxi area[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2014, 44(4): 704-713.
- [8] 黄振凯, 陈建平, 王义军, 等. 松辽盆地白垩系青山口组泥岩微观孔隙特征[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 30-36.  
HUANG Zhenkai, CHEN Jianping, WANG Yijun, et al. Characteristics of micropores in mudstones of the Cretaceous Qingshankou formation, Songliao basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 30-36.
- [9] 赵文智, 董大忠, 李建忠, 等. 中国页岩气资源潜力及其在天然气未来发展中的地位[J]. 中国工程科学, 2012, 14(7): 46-52.  
ZHAO Wenzhi, DONG Dazhong, LI Jianzhong, et al. The resource potential and future status in natural gas development of shale gas in China[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(7): 46-52.
- [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 Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, 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] 张善文, 王永诗, 张林晔, 等. 济阳拗陷渤南洼陷页岩油气形成条件研究[J]. 中国工程科学, 2012(6): 49-55.  
ZHANG Shanwen, WANG Yongshi, ZHANG Linye, et al. Formation conditions of shale oil and gas in Bonan sub-sag, Jiyang depression [J]. Engineering Science, 2012(6): 49-55.
- [12] 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 Juyuan. Analysis on Mineral Components and Frangibility of Shales in Dongying depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(4): 616-620.
- [13] 朱光有, 金 强, 周建林, 等. 渤海湾盆地东营凹陷湖盆充填模式研究[J]. 石油实验地质, 2003, 25(2): 143-148.

- ZHU Guangyou, JIN Qiang, ZHOU Jianlin, et al. Study on the Infilling Patterns of Lacustrine Basins in the Dongying Depression[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2003, 25(2): 143-148.
- [14] 李德生. 渤海湾盆地复合油气田的开发前景[J]. *石油学报*, 1986, 7(1): 1-21.  
LI Desheng. Scientific research institute of petroleum exploration and development, ministry of petroleum industry[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1986, 7(1): 1-21.
- [15] 李志文. 沧东凹陷带的结构及勘探前景[J]. *石油学报*, 1989(3): 31-39.  
LI Zhiwen. Structure and Exploration prospects of Cangdong sag[J]. *Acta petrolei sinica*, 1989, 03: 31-39.
- [16] 董清源, 刘小平, 李洪香, 等. 黄骅坳陷孔南地区孔二段页岩油藏形成条件分析[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(1): 188-198.  
DONG Qingyuan, LIU Xiaoping, LI Hongxiang, et al. Formation conditions of shale oil reservoir in the second member of Kongdian formation in southern Kongdian area, Huanghua depression [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(1): 188-198.
- [17] 姜在兴. *沉积学*[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 1-540.
- [18] 陈世悦, 鄢继华, 袁文芳. 滨南、利津地区古近系沉积相演化[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(3): 36-38.  
CHEN Shiyue, YAN Jihua, YUAN Wenfang. Evolution of sedimentary facies of the Paleogene in Binan-Lijin areas, Dongying sag[J]. *Petroleum Exploration and Development*. 2003, 30(3): 36-38.
- [19] 曹慧缙, 张义纲, 徐 翔, 等. 碳酸盐岩生烃机制的新认识[J]. *石油实验地质*, 1991, 13(3): 222-237.  
CAO Huiti, ZHANG Yigang, XU Xiang, et al. New understanding of carbonate hydrocarbon generation mechanism[J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1991, 13(3): 222-237.
- [20] 姜在兴, 梁 超, 吴 靖, 等. 含油气细粒沉积岩研究的几个问题[J]. *石油学报*, 2014, 34(6): 1031-1039.  
JIANG Zaixing, LIANG Chao, WU Jing, et al. Several issues in sedimentological studies on hydrocarbon-bearing fine-grained sedimentary rocks[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 34(6): 1031-1039.
- [21] 张 顺, 陈世悦, 谭明友, 等. 东营凹陷西部沙三下亚段泥页岩沉积微相研究[J]. *石油学报*, 2014, 35(4): 633-645.
- ZHANG Shun, CHEN shiyue, TAN Mingyou, et al. The sedimentary microfacies characteristics of shale lithofacies in the lower third member of Shahejie formation, the west of Dongying sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(1): 184-196.
- [22] 李朝玮, 樊洪海, 叶 志, 等. 利津洼陷古近系烃源岩异常高压计算方法与分布特征[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(5): 38-42.  
LI Chaowei, FAN Honghai, YE Zhi, et al. Calculation method and distribution features of abnormally high formation pressure in Paleogene source rocks, Lijin subsag[J]. *Petroleum Geology And Recovery Efficiency*, 2013, 20(5): 38-42.
- [23] 龙鹏宇, 张金川, 姜文利, 等. 渝页1井储层孔隙发育特征及其影响因素分析[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2012, 43(10): 3954-3964.  
LONG Pengyu, ZHANG Jinchuan, JIANG Wenli, et al. Analysis on pores forming features and its influence factors of reservoir well Yuye-1[J]. *Journal of Central South University(Science and Technology)*, 2012, 43(10): 3954-3964.
- [24] JIN X C, SHAH S N, ROEGIERS J C, et al. Fracability evaluation in Shale reservoirs: an integrated petrophysics and geomechanics approach[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference [S. l.]. Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [25] RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization; all shale plays are not clones of the Barnett Shale[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition[S. l.]. Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [26] 袁俊亮, 邓金根, 张定宇, 等. 页岩气储层可压裂性评价技术[J]. *石油学报*, 2013, 34(3): 523-527.  
YUAN Junliang, DENG Jingen, ZHANG Dingyu, et al. Fracability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 523-527.
- [27] 郭海萱, 郭天魁. 胜利油田罗家地区页岩储层可压性实验评价[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(3): 339-346.  
GUO Haixuan, GUO Tiankui. Experimental evaluation of crushability of shale reservoirs in Luoja area, Shengli oilfield[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(3): 339-346.