

东营凹陷页岩油储集地质特征与有效性

刘惠民¹, 张 顺², 包友书², 方正伟², 姚素平³, 王 勇²

(1. 中国石化 胜利油田分公司 油气勘探管理中心, 山东 东营 257001; 2. 中国石化 胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015; 3. 南京大学 地球科学与工程学院, 江苏 南京 210023)

摘要:以济阳坳陷东营凹陷古近系泥页岩为研究对象,通过岩心观察、偏光显微镜、氩离子抛光-扫描电镜分析以及高压压汞、小角X射线散射等实验,表征泥页岩不同尺度储集空间类型及组合连通方式,结合孔隙度、含油饱和度等数据,明确其储油的孔径及孔隙度下限。综合热演化程度(R_o)、岩相发育特征、地层压力特征和储集空间发育特征(孔隙度和孔径)等因素,建立东营凹陷泥页岩储集空间发育分布模式,预测页岩有利储集相带。结果表明:①研究区泥页岩储层孔隙类型主要为粒间孔、有机质和粘土矿物收缩孔及碳酸盐晶间孔,且具有三级孔缝网络的连通形式;②粘土片间孔和碳酸盐晶间孔对总孔隙度的贡献率最高,平均可达50%~70%,其次为粘土收缩缝和构造张裂缝;③页岩油赋存的孔径下限、游离油赋存孔径下限以及游离油大量富集的孔径门槛值,分别为5、10和30 nm;④富含有机质和富碳酸盐矿物的纹层状页岩在总孔隙度、孔隙连通率和有利于游离油赋存的孔隙所贡献的孔隙度等方面最好,可作为优势岩相类型;⑤泥页岩岩相类型、成岩阶段、地层压力与裂缝发育程度控制了储集空间的发育分布特征,也是页岩油甜点评价的重要因素;有利储集相带预测就是在储集分级评价方案的指导下,寻找富有机质纹层状页岩分布区、相对较高的热演化程度页岩发育区、裂缝发育区、高地层压力发育区等叠合区。

关键词:页岩油;储集空间;孔径;岩相;有利储集相带;沙河街组;东营凹陷;济阳坳陷

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Geological characteristics and effectiveness of the shale oil reservoir in Dongying sag

Liu Huimin¹, Zhang Shun², Bao Youshu², Fang Zhengwei², Yao Suping³, Wang Yong²

(1. Manage Center of Oil & Gas Exploration of Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257001, China;
2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China;
3. School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing, Jiangsu 210023)

Abstract: The reservoir space types of various sizes and their connection patterns of the Paleogene shale in Jiyang Depression were characterized through core observation, polarizing microscope and argon ion milling-scanning electron microscopy (SEM) analyses, and high pressure mercury injection, as well as small angle X ray scattering experiment; in addition, the lower limits of effective pore diameter and porosity were clarified according to data such as porosity and oil saturation. A spatial development and distribution model of shale reservoir in Dongying sag was established to predict the favorable reservoir facies belt through integrating thermal maturity (R_o) with the characteristics of lithofacies, formation pressure, and reservoir space (porosity and pore diameter). The results show that: (1) the pores of the shale reservoir in the study area are mainly intergranular pores, shrinkage pores in organic matter and clay minerals, and intercrystalline pores in carbonate, all of which are connected through a three-level pore-fracture network; (2) the intraparticle pores in clay minerals and intercrystalline pores in carbonate are the most effective pores with the highest contribution to the total porosity, averaging at 50% to 70%, followed by clay shrinkage cracks and tension fissure; (3) the lower limit of pore diameter for shale oil occurrence, the minimum pore diameter for free oil occurrence, and the threshold pore diameter of free oil enrichment are 5 nm, 10 nm and 30 nm, respectively; (4) the laminated shale rich in organic matter and carbonate minerals is the highest in total porosity, pore connectivity, and contribution of pores favorable for free oil storage to porosity.

收稿日期:2018-12-28;修订日期:2019-03-28。

第一作者简介:刘惠民(1969—),男,教授级高级工程师,油气勘探研究与管理。E-mail: hmlu@vip.163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05049-004-002)。

ty, so it is a preferential lithofacies; (5) the development and distribution characteristics of shale reservoir space are controlled by the lithofacies type, diagenetic stage, formation pressure and fracture development degree, all of which also serve as important factors for the evaluation of shale oil sweet spots; the prediction of favorable reservoir facies belt is to identify laminated organic-rich shale with relatively higher thermal maturity, highly-developed fracture and high formation pressure under the guidance of graded evaluation scheme.

Key words: shale oil, reservoir space, pore diameter, lithofacies, favorable reservoir facies belt, Shahejie Formation, Dongying sag, Jiyang Depression

1 地质背景及问题的引出

东营凹陷作为渤海湾盆地断陷湖盆的典型,是胜利油田的重要工区。沙四段沉积中晚期—沙三段沉积时期是东营凹陷强烈断陷期^[1-3],沙四段沉积中晚期,气候由沙四段沉积早期的干旱开始变湿润,降水量增加,盆地下沉,水域面积扩大,湖水盐度较高,属于常年闭流湖性质;沙三段沉积早期,气候湿润,湖盆范围增大,盆地断陷作用增强,可容空间较大^[2-6]。广泛分布的深水—半深水环境为页岩等细粒物质的沉积提供了有利的条件与场所,因此,东营凹陷的页岩储层主要发育在沙四段上亚段及沙三段下亚段。伴随页岩油气工作的开展,已在东营凹陷内打了3口页岩油专探井(LY1井、FY1井和NY1井),开展了大量系统取心和分析化验工作。

储集空间和储集有效性是泥页岩储层研究的核心。与北美海相页岩不同,我国东部陆相湖盆泥页岩矿物成分复杂、岩石类型丰富、相变快,储层非均质性极强。富有机质页岩可以在不同的沉积环境中形成,并经历压实、成岩、构造作用及地质流体的叠加改造,导致页岩孔隙和裂缝系统的多样性和复杂性。和常规的砂岩和碳酸盐岩等储层相比,泥页岩储层的孔隙度偏低,总体孔径较小,且由于其内部有机质和微孔表面的吸附作用,其游离可动油比例远远低于常规储层^[7]。因此对孔隙和裂缝系统的表征需要结合多种表征手段,刻画储集空间类型及组合方式,而明确其储油的孔径及孔隙度下限,对于页岩油甜点预测来说具有重要的指导作用。本文即以济阳坳陷东营凹陷沙三下—沙四上泥

页岩为研究对象,表征页岩储层裂缝和孔隙及其连通方式,厘定页岩储油的孔径及孔隙度下限,建立储集空间发育分布模式,结合页岩油甜点评价参数,预测有利储集相带,对页岩油井位部署有现实的指导意义。

2 页岩储层基本特征

2.1 矿物组成

与北泥盆系和石炭系低粘土(一般<25%)、高石英(一般>50%)的特征相比^[8],济阳坳陷研究区古近系沙三下—沙四上亚段泥页岩矿物成分上具有普遍富含碳酸盐矿物、低碎屑的特征,属于陆相富灰泥页岩层系^[9]。统计4口重点取心井及80余口探井岩心衍射分析结果表明,研究区沙三下—沙四上泥页岩段矿物组成主要为方解石、粘土矿物及石英碎屑,其次有白云石、斜长石、钾长石、黄铁矿及菱铁矿等(表1)。陆源碎屑及粘土矿物含量多在10%~50%;碳酸盐矿物含量变化范围大,5%~80%含量不等。

2.2 有机地化特征

济阳坳陷沙三下—沙四上亚段有机质含量丰富,在光学显微镜及荧光显微镜下较易识别,TOC平均含量多在2%以上,分布范围主要集中在2%~4%,最高可达12.9%^[10]。显微组分以腐泥质为主,一般大于90%,少量镜质组、壳质组和惰质组,干酪根类型主要为I型干酪根,其次为II₁型干酪根,母质类型以藻类和无定形为主。研究区泥页岩现今埋深主要介于

表1 济阳坳陷区沙三下—沙四上亚段泥页岩矿物组成
Table 1 The mineral composition of shale in Es^{3L} and Es^{4U} in Jiyang Depression

层位	粘土矿物/%	石英/%	钾长石/%	斜长石/%	方解石/%	白云石/%	菱铁矿/%	黄铁矿/%	其他矿物/%
沙三下亚段	56~8/27.8	50~7/29	6~0/0.5	13~1/3.5	66~1/31	72~0/4.7	6~0/0.6	13~0/3	—
沙四上(纯上亚段)	73~1/22.3	66~1/23	8~0/0.8	24~0/5.6	82~1/36	91~0/9.5	12~0/0.4	14~0/2.9	—
沙四上(纯下亚段)	50~5/25.1	56~6/34	4~0/0.2	22~1/8.5	74~0/20	65~0/9	4~0/0.4	10~0/2.3	7~0/0.4

2 700 ~ 3 900 m, 古地温梯度介于 2.7 ~ 4.0 °C/100 m, 最高古地温约 160 °C; $T_{\max}$ 主体位于 430 °C ~ 445 °C, 泥页岩等效镜质体反射率主体小于 0.9%, 表明研究区富有机质页岩段有机质成熟度处于低成熟 - 成熟阶段^[11]。有机质赋存状态分为顺层富集型、局部富集型、分散型和矿物沥青基质 4 类, 几者之间互有过渡。

2.3 岩相类型

岩心和镜下观察发现, 东营凹陷古近系页岩储层发育多种沉积构造类型, 如纹层状、层状与块状, 纹层状构造最为发育。研究区页岩主要发育富有机质纹层状泥质灰岩相 (TOC 大于 2%)、富有机质纹层状灰质泥岩相、富有机质层状泥质灰岩相、富有机质层状灰质泥岩相、含有机质纹层状泥质灰岩相 (TOC 小于 2%)、含有机质层状泥质灰岩相和含有机质块状泥岩相 7 种岩相。富有机质的纹层状岩相被视为优势岩相类型。

3 储集空间及其组合连通类型

3.1 储集空间类型识别

通过岩心观察、偏光显微镜和氩离子抛光 - 扫描电镜等手段的分析研究, 济阳坳陷沙三下亚段一沙四上亚段泥页岩中的储集空间包括泥岩裂缝和孔隙两大类^[9,12-14]。岩心样品观察, 裂缝总体不发育, 根据成因可分为成岩裂缝和构造裂缝两类, 成岩裂缝主要包括成岩层理缝和超压微裂缝。薄片的镜下观察, 孔隙 - 裂缝系统较为复杂, 孔隙主要为方解石溶蚀孔、重结晶孔及少量生物有关的孔隙。高分辨率场发射扫描电镜下观察, 基质孔隙大量发育,^[12] 包括不同刚性矿物支撑形成的粒间孔、粘土矿物片间孔、矿物颗粒内部及边缘的溶蚀孔、碳酸盐矿物重结晶形成的晶间孔、有机质边缘收缩孔及内部生烃演化孔和粘土矿物收缩孔等^[12]。研究区孔隙类型主要为粒间孔、有机质和粘土矿物收缩孔、碳酸盐晶间孔以及溶蚀孔缝。

3.2 储集空间组合连通方式

以氩离子抛光样品的 SEM 图像观察为基础, 结合岩心和薄片观察发现东营凹陷古近系页岩具有三级孔缝网络的连通形式, 一级网络组成为穿裂缝和页理缝, 二级网络为层内缝, 包括碳酸盐晶间缝和粘土矿物收缩缝, 三级网络组成为基质孔隙, 较完整的孔缝连通形式为穿裂缝 (连接缝) - 页理缝 (层内缝) - 解理缝 (层

内缝) - 粒缘缝 (基质缝) - 基质孔隙^[15]。各种岩相不同尺度的孔隙发育程度不一, 基质孔缝连通形式差异明显。纹层状岩相发育穿裂缝 - 页理缝 - 层内缝 - 基质孔隙网络孔缝系统; 页理缝和构造成因穿裂缝发育, 二者之间往往相互连通, 穿裂缝可贯穿多个纹层, 从而形成有效的储集空间网络。

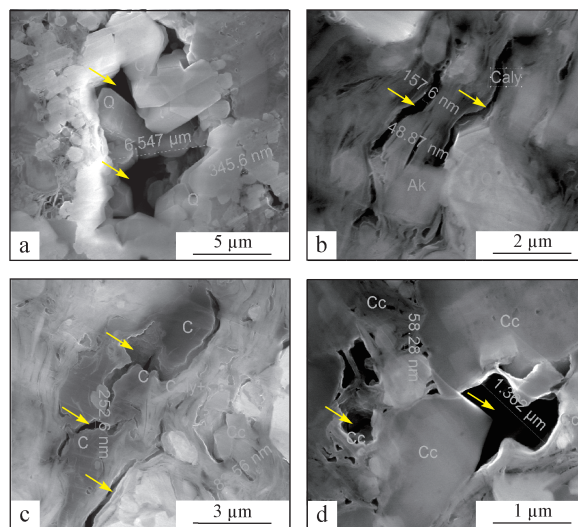


图1 济阳坳陷东营凹陷沙三下亚段一沙四上亚段泥页岩主要基质孔隙类型

Fig. 1 The major pore types in the matrix of shale in Es^{3L} and Es^{4U} in Dongying sag, Jiyang Depression

a. 颗粒间孔, LY1 井, 埋深 3 777.32 m; b. 粘土矿物收缩孔, LY1 井, 埋深 3 815.51 m; c. 有机质收缩孔, LY1 井, 埋深 3 644.95 m; d. 碳酸盐晶间孔, LY1 井, 埋深 3 829.22 m, 以上均为扫描电镜照片

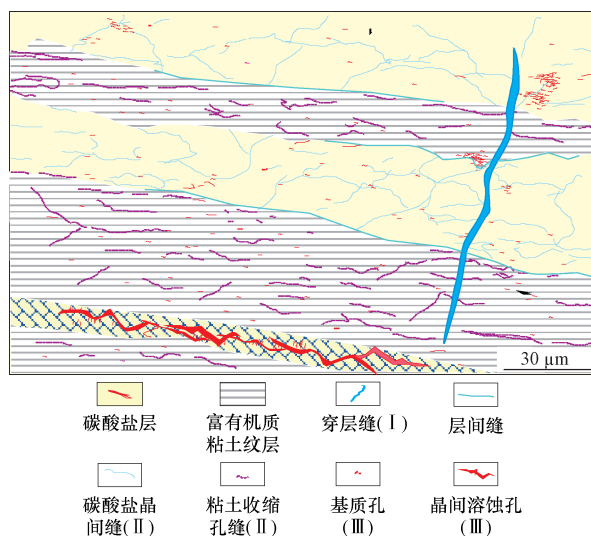


图2 济阳坳陷泥页岩孔缝三级网络模式 (以纹层状岩相为例)

Fig. 2 A model describing the three-level pore-fracture network in shale, Jiyang Depression (a case study of laminated lithofacies)

3.3 储集空间定量表征

3.3.1 储集空间全尺度表征方法

图像分析、流体注入和非流体注入三种类型技术方法是表征页岩储层孔隙最主要的方法^[15],各表征技术具有自己的优缺点,但在某一区域内具有较好地表征结果,为了减少由于受到单一表征方法存在局限性的影响^[16]。本次研究采用了多种表征技术相结合方法,对不同岩相泥页岩进行了全尺度表征。微米尺度,采用岩心扫描图像、薄片图像定量统计法;纳米尺度,采用基于氩离子抛光-射扫描电镜图像和PCAS软件定量统计、小角X射线散射(SAXS)、压汞和核磁共振冷孔计法。氩离子抛光-射扫描电镜图像和PCAS软件用于孔隙形态定量统计,小角X射线散射用于介孔(2~50 nm)的定量表征^[17],核磁共振冷孔计法可用于2~500 nm范围孔隙的定量统计,以表征50~500 nm范围孔隙为主,压汞实验用于孔径>500 nm孔隙的定量表征。

3.3.2 不同类型储集空间孔径分布区间及占比

东营凹陷沙三下亚段一沙四上亚段泥页岩微观储集空间尺度从小于1 nm到几mm均有分布。尺度在

100 nm以下的纳米储集空间类型主要有粘土矿物片间孔、生物结构孔、有机质内部孔和部分方解石晶间孔;100 nm~10 μm尺度的微米级储集空间主要有有机质收缩孔、粘土矿物收缩缝、碳酸盐矿物晶间孔(方解石晶间孔、白云石晶间孔)和碳酸盐矿物溶蚀孔缝(方解石/白云石溶蚀孔和方解石/白云石晶间溶蚀缝);大于10 μm的超微米级储集空间主要为碎屑颗粒间孔和微裂缝。统计发现粘土矿物片间孔和方解石晶间孔对总孔隙度的贡献率最高,平均可达50%~70%,其次为粘土矿物收缩缝和构造张裂缝,对总孔隙度的贡献率平均在20%~40%,其他储集空间的总体贡献率一般10%左右(图3)。

3.3.3 不同岩相泥页岩储集空间特征

在富有机质的纹层状岩相中,有机质、碳酸盐矿物多以富集条带状分布,在不同矿物之间存在接触面,这些接触面可作为流体保存的有利储存空间,而在部分纹层状页岩内,也存在着大量重结晶的白云石、铁白云石、方解石和铁方解石等,这些重结晶矿物对开启缝隙具有支撑作用,并且矿物之间也存在一定量的粒间孔^[16],以微米级及超微米级储集空间为主,孔隙度最高,分布于10.2%~17.7%,平均值为13.4%,孔隙主峰值在10 nm以上,多尺度的孔隙处于连续分布状态,

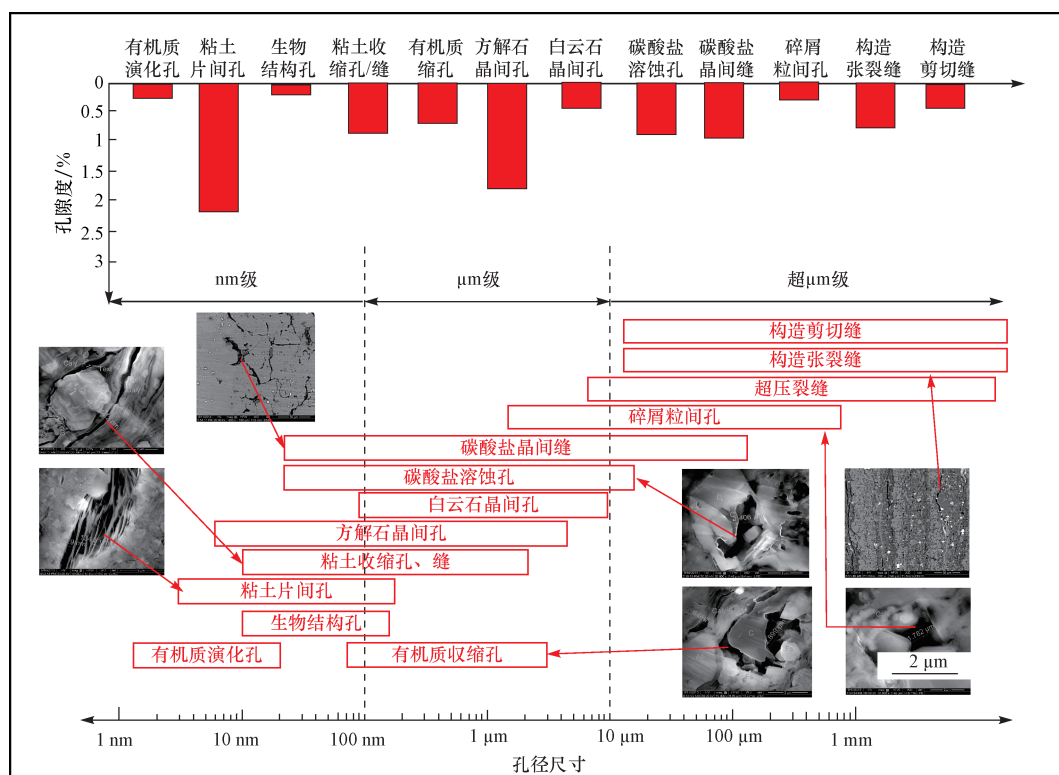


图3 济阳坳陷东营凹陷泥页岩储集空间尺度及占比

Fig. 3 Reservoir space scales and their proportions in total porosity of shale in Dongying sag, Jiyang Depression

孔隙连通率较高,10 nm 以上的孔隙连通率高一般大于50%,渗透率一般在 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;层状泥页岩以方解石晶间孔和粘土矿物片间孔为主,孔隙度分布范围5.9%~11.2%,平均值为7.9%,孔隙主峰值一般在10 nm左右,孔隙呈不连续分布,孔隙连通率较低,10 nm 以上的孔隙连通率高一般为20%~50%,渗透率一般在 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;而块状泥岩有机质、粘土及碳酸盐矿物大多呈分散状分布,以介孔尺度的粘土矿物片间孔、收缩缝和有机质收缩孔为主,孔隙度最低,分布在2.7%~4.5%,平均值仅为3.9%,孔隙主峰值在10 nm以下,孔隙呈不连续分布,孔隙连通率差,10 nm 以上的孔隙连通率高一般小于20%,渗透率一般小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。因此富含碳酸盐的纹层状岩相是陆相页岩油储集的最有利岩相(图4)。

4 泥页岩储集有效性

4.1 页岩储层储油孔径下限

对于泥页岩的储油孔径下限,本次采用两种方法

进行探索,一种方法利用含油饱和度与各孔径孔隙所占比例关系确定储油孔径下限;另一种方法通过测定同一泥页岩样品在氯仿抽提前后的孔径分布曲线确定孔径下限。

4.1.1 含油饱和度与不同孔径孔隙所占比例关系

该方法首先将样品分为2份。一份用于测定泥页岩的孔隙度和含油饱和度,孔隙度和含油饱和度的测定采用了GRI方法^[17-18]。另一份用于高压压汞分析,以测定泥页岩的孔径分布特征,根据高压压汞所得孔径分布曲线,计算不同孔径的孔隙所占比例^[16]。对某一地区的样品进行一系列样品的含油饱和度和高压压汞测试。再对该一系列样品,以含油饱和度对应各个孔径范围的孔隙所占比例做图,含油饱和度与哪一部分孔径所占比例相关性较好,就说明那一部分孔径的孔隙为有效储油孔隙。

济阳拗陷一系列样品的测试结果表明:含油饱和度与5 nm以下孔隙所占比例负相关,当5 nm以下的孔隙所占比例达到80%时,含油饱和度已经趋近于0(图5);相反,含油饱和度则与5 nm以上孔隙正相关,5 nm以上孔隙所占比例低于20%时,含油饱和度趋近

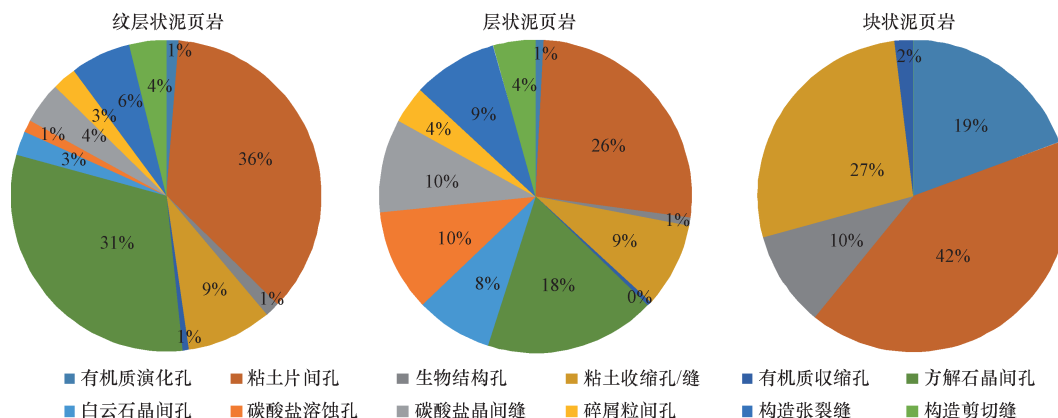


图4 济阳拗陷东营凹陷不同页岩岩相发育储集空间类型及占比

Fig. 4 The reservoir space types and their proportions in different lithofacies in Dongying sag shale, Jiyang Depression

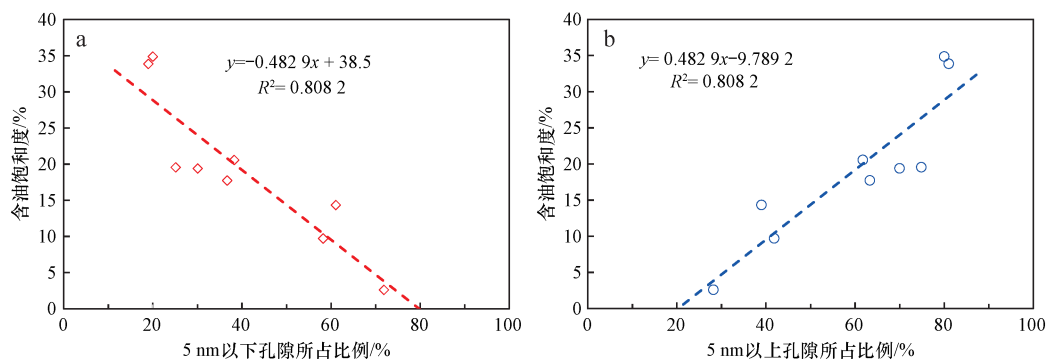


图5 济阳拗陷泥页岩含油饱和度与不同孔径孔隙所占比例关系

Fig. 5 Oil saturation vs. proportion of pores of various sizes in shale, Jiyang Depression

于0。该相关关系说明济阳拗陷的该系列样品中,油主要赋存在5 nm以上的孔隙中。

4.1.2 氯仿抽提前后小角X射线散射法孔径分布

选取了利页1井中沙三下亚段和沙四上亚段不同深度点的样品,进行氯仿抽提前后的小角X射线散射对比实验,得到氯仿抽提前后样品孔径分布特征,为了便于对实验前后数据进行对比,将有效孔径范围内的体积归为数值1,得到同一样品抽提前后有效孔径分布与体积百分比关系示意图(图6)。

抽提前的样品体积分布曲线主要为两种类型,一种是最大峰值偏后的后峰型曲线,如利页1井深度为3 692.39 m的样品(图6a);另一种是最大峰值偏前的前峰型曲线,如利页1井深度为3 740.74 m的样品(图6b)。经抽提的所有样品在孔隙体积分布上趋于一致,均体现出前峰型的孔径分布特征,最大峰值的范围处于细介孔范围内。

抽提前后的孔径分布曲线存在明显差异,对于低于5 nm的孔隙,其抽提后孔隙体积所占比例和抽提前变化较小,表明其低于5 nm孔隙的孔隙内含油相对较少甚至不含油。而抽提后5 nm以上的孔隙所占的比例和抽提前相比则急剧增加,表明孔径>5 nm的孔隙部分被原油所占据。从氯仿抽提前后的孔径分布曲线对比来看,5 nm可能为原油赋存的孔径下限,而低于5 nm的孔径,即使有原油存在,这些原油一般也不容易被氯仿抽提出来。

4.2 游离油赋存的孔径范围

4.2.1 游离油赋存孔径下限探索

将经氩离子抛光并镀金的樊页1井3 408.36 m处的泥页岩样品放置于场发射扫描电镜腔体中,在

抽真空的过程中,随着腔体内真空度的增加,压力的降低,原先以游离态赋存在孔缝中的页岩油沿适当宽度的裂缝发生位移,最终运移至裂缝开口处,由于腔体内压力的进一步降低,达到高真空的状态,页岩油组分中部分物质会发生汽化蒸发,残留物质会呈固化状态聚集在裂缝开口边缘,体现了向裂隙两边扩散的模式,页岩油的溢出点的位置是具有选择性的,过窄或过宽的裂隙并没有油的溢出。在抽真空的过程中,赋存在孔隙中页岩油发生了扩散运移,最佳的运移路径为油同时附着在裂隙两边并具有可供运移的空间,当裂隙变宽时,油只能附着一边,不能够提供更多的动力使自身发生位移,过窄的裂缝油无法进入或者受到强附着力的作用而无法运移。沿着裂缝向收缩方向观察到页岩油溢出点对应的颜色由深逐渐变浅,这一现象佐证了受页岩油的分子量大小影响,裂隙宽度决定了油运移的选择性,即页岩油中的轻质组分能够在更窄的裂隙中进行运移,而重质组分由于分子量较大,只能在较大的裂隙中进行附着运移。

经测量得到页岩油溢出点处宽度随机值分布在8.9~20.1 nm,平均宽度值为13.7 nm,结合最大沥青质直径大小取4 nm,页岩油附着裂隙壁进行运移至少需要3层分子直径大小的空间,即裂隙宽度需达到12 nm。从裂隙宽度分布特征出发,10 nm可以作为油在泥页岩孔隙中能够实现运移的最小孔径,对于小于10 nm的孔隙而言,页岩油不易发生位移。

4.2.2 游离油大量富集的孔径门槛

为确定泥页岩中游离油大量富集的孔隙门槛,进行了基于重复施加压力-释放压力的可动油模拟实验。可动油模拟实验前,需将新鲜的泥页岩在氯化锰溶液中浸泡一定时间,测定出油核磁信号;然后将样品

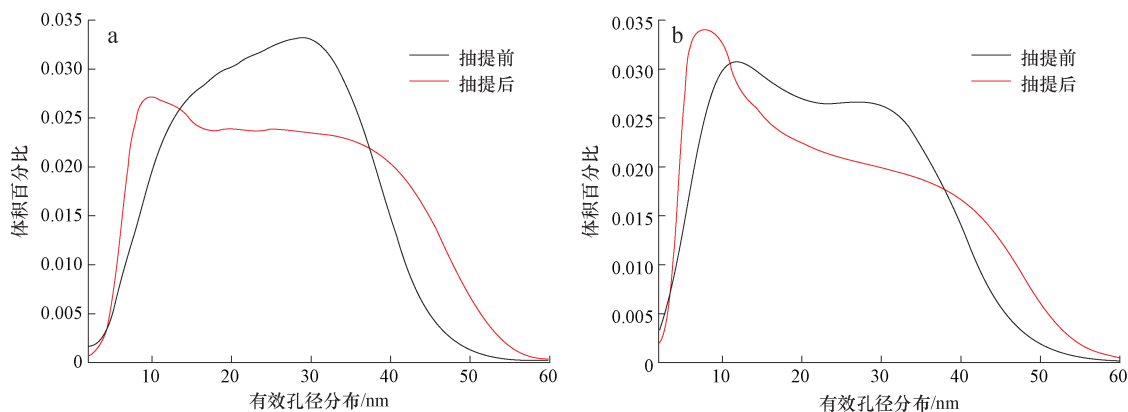


图6 济阳拗陷东营凹陷利页1井氯仿抽提前后孔径分布曲线

Fig. 6 Pore size distribution curves of shale before and after chloroform extraction in Well Liye1, Dongying sag, Jiyang Depression

a. 利页1井,埋深3 692.39 m; b. 利页1井,埋深3 740.74 m

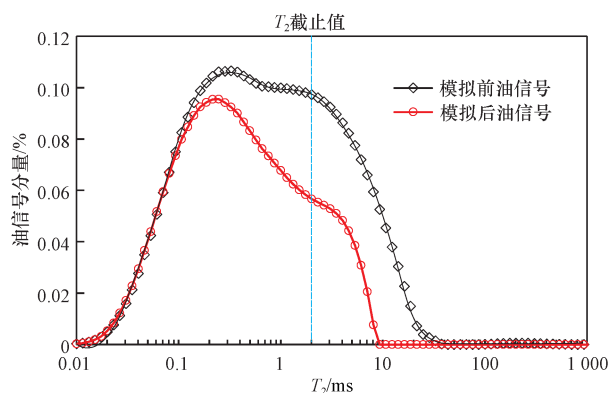


图7 济阳坳陷东营凹陷利页1井13 671.38 m
页岩模拟前后含油量核磁信号特征

Fig.7 Nuclear magnetic T_2 spectrogram of oil in shale before and after oil-flow simulation in Well Liye1 at a depth of 3 671.38 m in Dongying sag, Jiyang Depression

装入可动油模拟实验装置,进行重复多次的施加压力-释放压力-收集流体的实验,直至流出的流体中检测不到油的信号,可动油模拟实验结束。再将该样品浸入氯化锰溶液中浸泡,测定模拟之后的油的核磁响应信号。图8为利页1井样品可动油模拟实验前后的油的核磁图谱,模拟前油的信号为总含油信号,模拟之后的油信号为吸附油的信号,两者差值即为游离油。一般游离油和吸附油难以区分出明显的孔径界限,相对小孔径中也可能含有一定量的游离油,而相对较大的孔隙中,也会赋存一定的吸附油,如果将游离油和吸

附油划分一个明显的界限,可以以横向弛豫时间的 T_2 截止值为划分界限,即 T_2 截止值之前的原油信号划分为吸附油信号, T_2 截止值之后的原油信号确定为游离油信号,在确定 T_2 截止值时,会将一部分游离油划入吸附油,也会将一部分吸附油划入游离油范畴。 T_2 截止值确定的原则为:使得将吸附油划入游离油的量与将游离油划入吸附油的量相当。测定结果表明一系列的样品的 T_2 截止值一般在 2 ~ 3 ms,游离油比例在躲在 10 ~ 30%。 T_2 截止值 2 ~ 3 ms 对应的孔径为 20 ~ 30 nm。为保守起见,选取高值为游离油大量富集的孔径门槛,则为 30 nm。即一般来说,在适当的有机质丰度及成熟度的条件下,30 nm 以上的孔隙更有利于游离油的大量富集。

4.3 游离油富集孔隙度条件

对于游离油赋存的孔隙度下限,采用含油饱和度指数(OSI)和孔隙度关系来确定,北美页岩油勘探实践表明:当泥页岩的 OSI 大于 100 时,油已经满足了其内部有机质的吸附,即存在着游离可动油,泥页岩具有页岩油勘探潜力^[20-21]。济阳坳陷泥页岩样品的 OSI 数据中,既有 OSI 小于 100 的样品(该样品一般埋藏相对较浅,成熟度相对较低,未达到饱和吸附),也有 OSI 大于 100 的样品(该系列样品一般埋藏相对较深,成熟度相对较高,达到了饱和吸附)。对于 OSI 小于 100 的样品, OSI 与孔隙度无明显关系,而 OSI 大于 100 的样

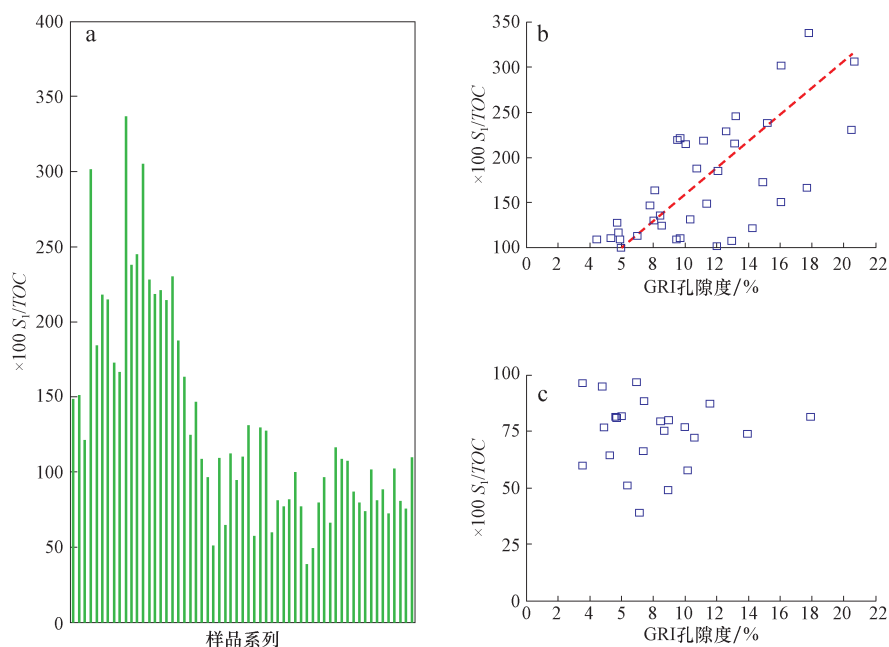


图8 济阳坳陷东营凹陷泥页岩 OSI 与孔隙度关系

Fig.8 OSI vs. porosity of the shale in Dongying sag, Jiyang Depression

a. 页岩样品 OSI 分布; b. $OSI \geq 100$ 的页岩 OSI 与孔隙度关系; c. $OSI < 100$ 的页岩 OSI 与孔隙度关系

品, OSI 与孔隙度则有较好的相关性(图8), 根据该相关关系反推 $OSI = 100$ 时, 泥页岩的孔隙度为6%左右。因此, 从 OSI 与孔隙度关系可以推测游离油富集的孔隙度下限为6%。

4.4 不同岩相泥页岩储集有效性对比

选取典型的岩相特征的泥页岩样品, 分别进行总孔隙度和高压压汞测试, 以高压压汞数据分别计算小于10, 10~30和大于30 nm的孔隙贡献的孔隙度。以10和30 nm作为游离油富集的孔径下限和大量富集的阈值, 比较济阳坳陷不同类型泥页岩的储集有效性差异。总体上看, 块状页岩的10~30 nm和大于30 nm的孔隙贡献的总孔隙度最低, 平均值分别为0.46%和0.47%; 而纹层状页岩的10~30 nm和大于30 nm的孔隙贡献的孔隙度最高, 平均值分别为4.67%和3.93%; 层状页岩10~30 nm和大于30 nm的孔隙贡献的孔隙度介于块状泥岩和纹层状页岩之间, 平均值分别为2.67%和0.73%。

因此, 总孔隙度、孔隙连通率和游离赋存孔隙所贡献的孔隙度等方面数据均表明纹层状页岩的储集有效性要好于层状页岩, 好于块状泥岩。

5 储集甜点评价方法与有利储集相带预测

5.1 储集甜点评价方法

张金川^[20]等学者根据页岩油在泥页岩中的赋存方式及赋存空间, 将页岩油分为基质型和夹层型两种类型。充分考虑岩性组合与储集空间类型, 将济阳坳陷页岩油划分为基质型、裂缝型和夹层型等三类储集甜点。基质型页岩油主要富集在泥页岩基质孔隙中,

裂缝型页岩油主要富集在与裂缝相关的储集空间和基质孔隙中, 夹层型页岩油主要富集在与夹层相关的储集空间和基质孔隙中。需要指出的是, 夹层必须与生油岩紧密接触, 裂缝型和混合型页岩油仅有短距离源内运移^[8]。对济阳坳陷各种类型的页岩油储集甜点进行了大量宏观和微观参数的统计, 通过日产油和各参数的相关性分析得出以下结论: 基质型储集性甜点主控因素为岩相和成岩作用, 主要富集在富有机质纹层状泥质灰岩相和富有机质纹层状灰质泥岩相, 在3 200~3 600 m深度范围该类岩相的各类粒间孔和溶蚀孔隙发育。裂缝型储集甜点, 除受岩相控制外, 亦受裂缝发育程度所决定, 断层数量、断层距离以及断裂组合样式是其高产的重要因素。地层压力大于破裂压力, 即压力系数大于1.38的富有机质岩相生烃缝发育。伴随着深度>3 000 m, 碳酸盐重结晶作用加强——页岩油的载体和输导体孔喉结构优化, 有机质演化程度增高, 原油粘度降低, 这些都增加了页岩油的可动性。因此, 埋深是页岩油可流动性关键的评价指标之一。^[21-24]

总的来看, 基质型、夹层型和裂缝型页岩油储集甜点主要受控于岩相、成岩(埋深对应成岩阶段)、夹层发育情况, 各种裂缝发育程度, 各控制因素的具体大小详见表3。综合岩相、孔径、储集空间发育模式、孔隙度、 R_o 、地层压力和裂缝发育程度等因素, 建立了东营凹陷页岩储集性分级评价方案(表2), 评价参数涵盖岩相、储集物性、成岩作用、裂缝等方面。

5.2 有利储集相带预测

总孔隙度、孔隙连通率和游离赋存孔隙所贡献的孔隙度等方面数据均表明富有机质纹层状页岩的储集有效性好于层状页岩, 块状最差。而泥页岩成岩演化

表2 页岩储集性分级评价方案
Table 2 Graded evaluation scheme for shale reservoir storage capacity

分级	岩相类型		成岩阶段	孔径/mm	孔隙度/%	
	构造	储集空间组合		大小	连通孔隙度 (高压压汞)	总孔隙度 (氦孔、核磁)
I	纹层状	网状缝-基质孔	$R_o > 0.7\%$	平均值	>4	>8
	层状	穿层缝-顺层缝-基质孔	(中成岩B期)	>30		
II	纹层状	网状缝-基质孔	$R_o > 0.5\%$	平均值	2~4	5~8
	层状	穿层缝-顺层缝-基质孔	(中成岩A期)	10~30		
III	块状	不规则缝-基质孔	$R_o > 0.5\%$ (中成岩A期)	<10	<2	<5

序列及储集空间纵向发育特征揭示,中成岩阶段B期($R_o > 0.7$)是最有利的成岩阶段^[25-26],孔径、物性及孔隙连通性最好。泥页岩中(微)裂缝的存在有利于页岩油的储集,而且压力是页岩油富集的动力,与页岩油产能呈明显的正相关压力系数 >1.2 ,有利于页岩中微裂缝的开启,高产井较多。所以页岩油有利储集相带预测就是在储集分级评价方案的指导下,寻找富有机质纹层状页岩分布区、相对较高的热演化程度页岩发育区、裂缝发育区和高地层压力发育区等叠合区。

5.2.1 有利岩相预测

通过常规测井标定取心井岩相(沉积构造、岩石类型、矿物成分和有机质含量),建立相应的测井解释模型,从而明确岩相的发育分布特征。在岩心观察的基础上,并结合地化分析化验资料数据,分析了页岩岩相地质分布规律,利用4口系统取心井资料,建立了组分、沉积构造与TOC测井解释模型,确定了

东营凹陷的岩相分布规律(图9)。从盆地边缘到洼陷中心,依次发育:砂岩-含有机质块状泥岩相-含有机质层状灰质泥岩相-富有机质层状灰质泥岩相-富有机质纹层状泥质灰岩-富有机质纹层状灰质泥岩相-富有机质层状灰质泥岩相或富有机质层状泥质灰岩相。富有机质纹层状泥质灰岩相主要发育在平方王低凸起-草桥纯化鼻状构造-中央隆起附近,富有机质纹层状灰质泥岩主要发育在利津洼陷北部深洼区。

5.2.2 地层压力与裂缝发育区预测

利用井径、声波时差、中子、电阻率、密度以及伽马等6种测井曲线相结合综合判识有效裂缝发育段,其测井响应特征表现为扩径、高AC、CNL、R2.5,低DEN、低GR值。东营凹陷发育的裂缝中等角度,走向为近东西向;当断层断距大于100 m,距断层距离小于1.2 km的区域,断层上盘裂缝更为发育;富有机

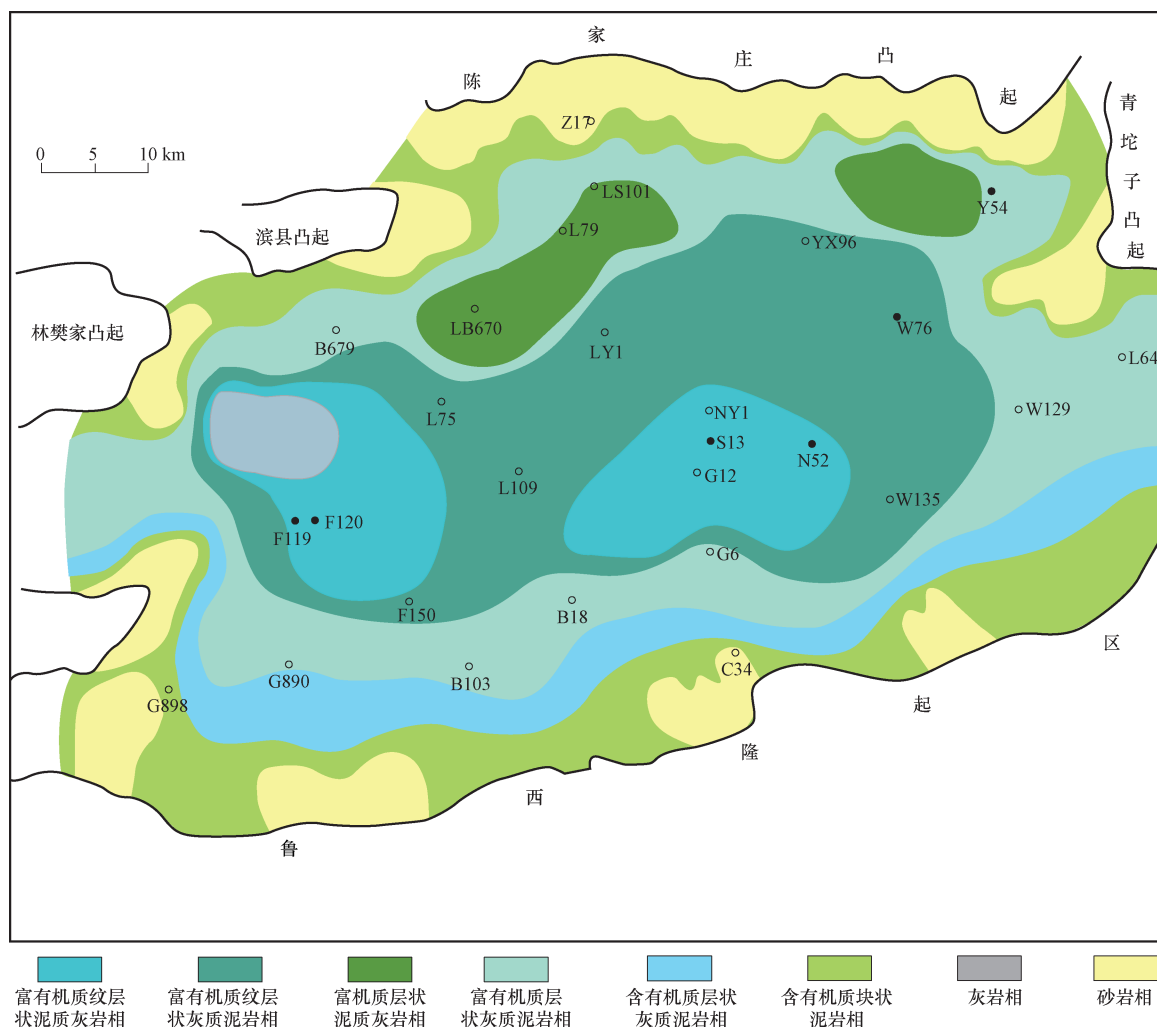


图9 济阳凹陷东营凹陷泥页岩岩相分布

Fig. 9 The lithofacies distribution of the shale in Dongying sag, Jiyang Depression

质纹层状岩性普遍发育构造缝、生烃超压缝及层理缝,更容易形成裂缝和基质孔隙的储集空间网络。

利用 FMI 成像图像上钻井诱导缝的发育方位确定了现今最大水平主应力的方向为近东西向,裂缝走向与现今最大水平主应力的方向一致,有利于裂缝的保存与开启。生烃超压缝在有机碳含量较高的纹层状和层状的泥页岩中普遍发育。根据东营凹陷实测数据,采用 Eaton 法计算东营凹陷岩层破裂下限的压力系数平均约为 1.38。利用地层破裂压力系数 >1.38 , $TOC > 2\text{wt}\%$ 确定了东营凹陷沙三下亚段泥页岩超压缝的分布范围(图 11a 为沙三下亚段 3 层组地层压力系数,图 11b 为泥页岩超压缝的分布范围),而埋深较大的沙四上泥页岩地层破裂压力系数普遍 >1.6 。在构造缝、层间缝和超压缝判识的基础上,初步明确了东营凹陷沙三下亚段裂缝的发育分布(图 11a)。构造缝、层间缝和超压缝 3 种类型裂缝叠合部位裂缝最为发育,为裂缝发育的 I 类区,两种类型裂缝叠合部位裂缝较为发育,为裂缝发育的 II 类区。东营凹陷沙三下亚段 3 层组裂缝 I 类区主要分布在中央构造带-博兴洼陷,II 类区主要分布在陈官庄、利津-胜北断裂带附近。

5.2.3 有利储集相带预测

综合热演化程度(R_o)、岩相发育分布特征、地层压力特征与储集空间发育特征(孔隙度和孔径)等因素,建立东营凹陷泥页岩储集空间发育分布模式(图 11)。自南部缓坡带向北部深洼带,埋深增大,有机质成熟度增加,地层压力增大。早成岩阶段,泥页岩埋深较小,热演化成熟度低,斜坡带主要发育泥质粉砂和块状泥页岩,

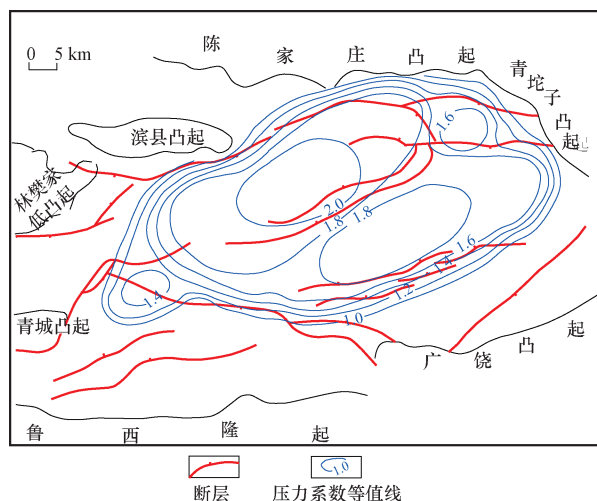


图 10 东营凹陷沙三下亚段 3 层组压力等值线

Fig. 10 The pressure contours of the layer group 3 in Es^{3L} , Dongying sag

孔隙类型以基质孔隙为主,储集空间发育模式为块状-早成岩基质孔隙模式,平均孔径 $<10\text{ nm}$,孔隙度 $<5\%$ 。伴随着盆地持续接受细粒沉积,埋深加大,泥页岩主体进入中成岩阶段,从缓坡带向次深洼区热演化成熟度增大($R_o > 0.5\%$),地层压力变大,发育层状泥页岩;储集空间发育模式为层状-中成岩 A-弱超压孔缝局部连通模式,储集空间组合类型为穿层缝-层间缝和基质孔隙,孔径主要为 $10 \sim 20\text{ nm}$,孔隙度集中在 $5\% \sim 8\%$ 。伴随着埋深增大, $R_o = 0.7\%$,泥页岩进入中成岩阶段后期,地层压力系数 >1.5 ,富有机质纹层状泥页岩发育的储集空间类型多样,储集空间组合类型为网状缝-基质孔,储集空间连通性好,储集空间发育模式

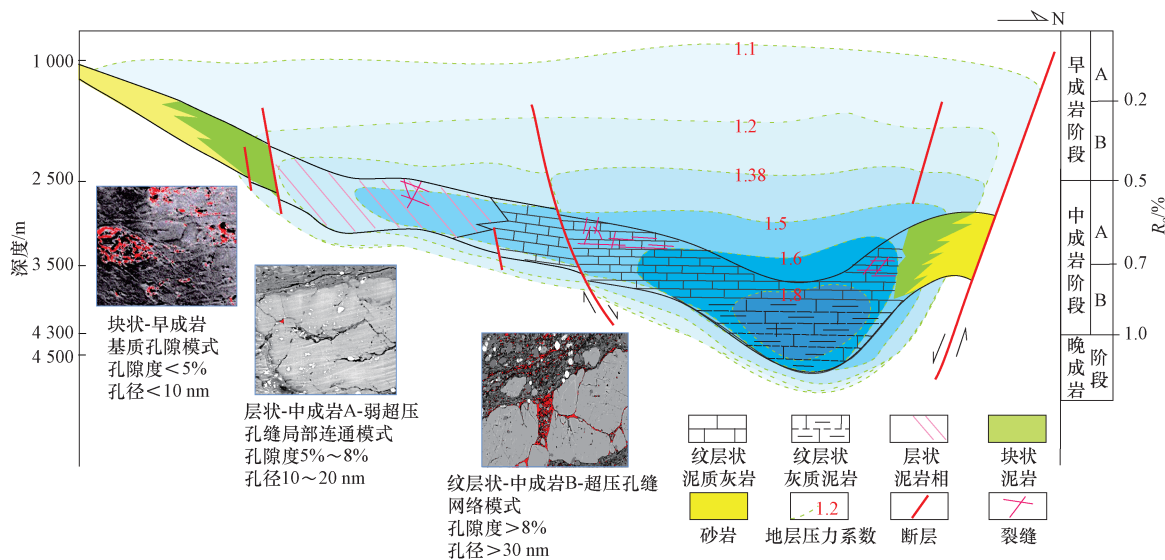


图 11 东营凹陷泥页岩储集空间发育分布模式

Fig. 11 Development and distribution patterns of shale reservoir space in Dongying sag

表3 东营凹陷页岩油储集相带分类

Table 3 The classification of reservoir facies belts of shale oil in Dongying sag

分类	I	II	III
岩相	富有机质纹层状和层状岩相 (夹砂条)	富有机质纹层状和层状岩相	含有机质层状和块状岩相
$R_o/\%$	>0.9	0.7~0.9	<0.5
裂缝	裂缝叠合发育	部分裂缝叠合发育	裂缝叠合欠发育
压力系数	>1.8	>1.6	>1.2

为纹层状-中成岩B-超压孔缝网络模式。深洼带主要发育富有机质纹层状灰质泥岩及亮晶灰岩,储集空间类型为重结晶晶间孔、溶蚀孔及粘土矿物晶间缝,压力系数最高达1.8,生烃超压作用酸性流体溶蚀匹配,在重结晶纹层内部形成溶缝,与其他孔隙形成有效的储集空间网络,孔隙度>10%。

总体上伴随着热演化成熟度增大,泥页岩进入中成岩演化阶段,地层压力系数增大,有机质生烃排酸能力增强,排酸量在中成岩阶段中期达到最高。多种增孔成岩作用机制匹配,使纹层状泥页岩这类优势岩相的储层物性、孔径和储集空间的连通性得到明显改善。

在东营凹陷储集空间发育分布模式的指导下,页岩油储集相带进行分类(表3)在单因素评价的基础上,综合各甜点要素评价结果,叠合进行优质储集发育区预测。东营凹陷优质储集相带主要发育在东营凹陷利津洼陷北部及博兴洼陷北部断裂带发育区。

6 结论

1) 东营凹陷古近系泥页岩储层矿物岩石类型多样,有机质含量较高,孔隙类型主要为粒间孔、有机质和粘土矿物收缩孔及碳酸盐晶间孔,且具有三级孔缝网络的连通形式;粘土矿物片间孔和方解石晶间孔对总孔隙度的贡献率最高,平均可达50%~70%,其次为粘土矿物收缩缝、碳酸盐晶间孔和构造张裂缝。

2) 济阳坳陷泥页岩的储油孔径下限、游离赋存的孔径下限和游离油大量富集的孔径门槛值分别为5、10和30 nm。游离富集的孔隙度下限为6%。纹层状页岩的储集有效性好于层状页岩,好于块状泥岩。

3) 热演化程度(R_o)、岩相发育分布特征、地层压力特征、裂缝发育程度等既是控制储集空间发育特征

(孔隙度和孔径)的重要因素,也是页岩油甜点评价的重要参数。在单因素评价的基础上,综合各甜点要素评价结果,叠合进行优质储集发育区预测。对于东营凹陷而言,富有机质(纹)层状泥质灰岩—— R_o 为0.7%~0.9%——地层压力系数>1.6——裂缝叠合部位裂缝最发育区叠合区域为优质储集发育区,也是东营凹陷页岩油勘探优选靶区。

参考文献

- [1] 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. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [2] 王冠民,林国松.济阳坳陷古近纪的古气候区分析[J].矿物岩石地球化学通报,2012,31(5):505-509.
Wang Guanmin, Lin Guosong. Eocene paleoclimate zone study in the Jiyang depression [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2012, 31(5): 505-509.
- [3] 孙超.东营凹陷页岩油储集空间表征[D].南京:南京大学,2017.
Sun Chao. The characteristics, formation and evolution of shale oil reservoir space in Dongying Sag [D]. NanJing: NanJing University, 2017.
- [4] 孙超,姚素平,李晋宁,等.基于小角X射线散射页岩油储层介孔特征研究[J].高校地质学报,2017,24(3):715-724.
Sun Chao, Yao Suping, Li Jinning, et al. Characteristics of Mesoporous in shale oil reservoirs by Small Angle X-ray Scattering Method [J]. Geological Journal of China Universities, 2017, 24(3): 715-724.
- [5] 朱如凯,白斌,崔景伟,等.非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J].古地理学报,2013,34(1):30-36.
Zhu Rukai, Bai Bin, Cui Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 34(1): 30-36.
- [6] 孙超,姚素平,李晋宁,等.东营凹陷页岩油储层特征[J].地质论评,2016,62(6):1497-1510.
Sun Chao, Yao Suping, Li Jinning, et al. The characterization of shale oil reservoir in Dongying Sag [J]. Geological Review, 2016, 62(6): 1497-1510.
- [7] 张顺,刘惠民,宋国奇,等.东营凹陷页岩油储集空间成因及控制因素[J].石油学报,2016,37(12):1495-1507.
Zhang Shun, Liu Huimin, Song Guoqi, et al. Genesis and control factors of shale oil reserving space in Dongying sag [J]. Acta Petroleica Sinica, 2016, 37(12): 1495-1507.
- [8] 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 Yong, Wang Xuejun, Song Guoqi, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Develop-

- ment, 2016, 43(5): 696–704.
- [9] 刘毅, 陆正元, 戚明辉, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙河街组页岩油微观储集特征[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 180–185.
- Liu Yi, Lu Zhengyuan, Qi Minghui, et al. Microscopic characteristics of shale oil reservoirs in Shahejie Formation in Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 180–185.
- [10] 李超, 朱筱敏, 朱世发, 等. 沾化凹陷罗家地区沙三下段泥页岩储层特征[J]. 沉积学报, 2015, 33(4): 795–808.
- Li Chao, Zhu Xiaomin, Zhu Shifa, et al. Shale reservoir characteristics of the Lower 3th Member of Shahejie Formation, Luoia Area, Zhanhua Sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(4): 795–808.
- [11] 陈世悦, 张顺, 王永诗, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系细粒沉积岩岩相类型及储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 198–208.
- Chen Shiyue, Zhang Shun, Wang Yongshi, et al. Lithofacies types and reservoirs of Paleogene fine-grained sedimentary rocks in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 198–208.
- [12] 李钜源. 渤海湾盆地东营凹陷古近系泥页岩孔隙特征及孔隙度演化规律[J]. 石油实验地质, 2015, 37(5): 566–574.
- Li Juyuan. Pore characteristics and their evolution in Paleogene mud shales, Dongyingsag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2015, 37(5): 566–574.
- [13] 张林晔, 李钜源, 李政, 等. 湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制[J]. 地球科学—中国地质大学学报, 2015, 40(11): 1824–1833.
- Zhang Linye, Li Juyuan, Li Zheng, et al. Development characteristics and formation mechanism of intra-organic reservoir space in Lacustrine Shales [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences 2015, 40(11): 1824–1833.
- [14] 包友书, 张林晔, 张金功, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油可动性影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 408–414.
- Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Jingong, et al. Factors influencing mobility of Paleogene shale oil in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(3): 408–414.
- [15] Saidian M, Kuila U, Godinez L J, et al. A comparative study of porosity measurement in mudrocks [C]//SEG, 1949.
- [16] Kuila U. Measurement and interpretation of porosity and pore-size distribution in mudrocks; The hole story of shales [D]. Colorado School of Mines, 2013: 34–36.
- [17] 包友书. 渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油主要赋存空间探索[J]. 石油实验地质, 2018, 40(4): 479–484.
- Bao Youshu. Effective reservoir spaces of Paleogene shale oil in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(4): 479–484.
- [18] Guidry F K, Luffel D L, Curtis J B. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs. Final technical report, October 1986–September 1993 [M]. Res Tech Houston, Inc., Taxes, 1996: 13–14.
- [19] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 2 shale-oil resource systems [C]//JA Breyer. Shale reservoirs-Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir, 2012, 97: 89–119.
- [20] 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.
- Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322–331.
- [21] Guidry F K, Luffel D L, Curtis J B. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs. Final technical report, October 1986–September 1993 [M]. Res Tech Houston, Inc., Taxes, 1996: 13–14.
- [22] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 2 shale-oil resource systems [C]//JA Breyer. Shale reservoirs-Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir, 2012, 97: 89–119.
- [23] Shi Liang, Jin Zhenkui, Yan Wei, et al. Influences of overpressure on reservoir compaction and cementation: A case from northwestern subsag, Bozhong sag, Bohai Bay Basin, East China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 339–347.
- [24] 张学军, 徐兴友, 王永诗, 等. 烃源岩非均质性与异常高压形成机制[J]. 中国科学: 地球科学, 2014, 44(3): 439–444.
- Zhang Xuejun, Xu Xingyou, Wang Yongshi, et al. Relationship between heterogeneity of source rocks and genetic mechanism of abnormally high pressure. Science China: Earth Sciences [J]. Earth Science, 2014, 44(3): 439–444.
- [25] 何生, 宋国奇, 王永诗, 等. 东营凹陷现今大规模超压系统整体分布特征及主控因素[J]. 地球科学, 2012, 37(5): 1029–1042.
- He Sheng, Song Guoqi, Wang Yongshi, et al. Distribution and major control factors of the present-day Large-scale overpressured system in Dongying Depression [J]. Earth Science, 2012, 37(5): 1029–1042.
- [26] 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及其对产能的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 799–808.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshibaarea, the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 799–808.

(编辑 董立)