

文章编号: 1000-0550(2012)06-1115-08

马朗凹陷芦草沟组源岩油储集空间特征及其成因^①

黄志龙¹ 郭小波¹ 柳波² 张代生³ 张建波³ 齐永安³ 王瑞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. 东北石油大学 地球科学学院 黑龙江大庆 163318; 3. 中国石油吐哈油田分公司 新疆哈密 839009)

摘要 通过场发射环境扫描电子显微镜、背散射电子衍射、X射线能谱、X衍射等分析手段对马朗凹陷芦草沟组源岩油储层储集空间类型及其特征与成因进行研究。结果表明,该区源岩层的储集空间可分为5大类:原生孔,包括粒间孔、晶间孔;次生溶蚀孔隙,包括粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔、溶蚀缝和基质型溶蚀孔隙;有机质热演化生烃残留孔;裂缝,包括构造缝和非构造缝;纹层间由于岩石物理性质差异形成滑脱缝和破裂缝。从微观孔隙结构分析,各类微孔隙、微裂缝是源岩中烃类的主要储集空间,裂缝、微裂缝起主要的输导作用,改善储层渗透性。

关键词 非常规油气 源岩油 储层 芦草沟组 马朗凹陷

第一作者简介 黄志龙 男 1962年出生 博士 教授 博士生导师 石油地质 E-mail: huang5288@163.com

中图分类号 TE122.2 文献标识码 A

进入21世纪以来,油气勘探逐渐从常规油气延伸到非常规油气,非常规油气地质理论与勘探开发实践日益受到世界各国地质勘探家的重视;我国非常规油气资源具有类型多、分布广、潜力大的特点^[1-4]。但是,自1996年我国成为石油净进口国以来,我国油气的对外依存度持续增加。因此,非常规油气地质研究与勘探开发对缓解我国能源短缺的压力,保障能源安全,具有重要的战略意义。源岩油是烃源岩生成的液态烃类大量滞留于烃源岩层系中形成的一种非常规油气资源,如页岩油,自生自储特征明显^[2]。马朗凹陷芦草沟组油气勘探始于20世纪90年代末,由于局限于常规油气地质理论,勘探无法深入而一度终止。直至2010年,在H8-2井白云质泥岩、泥质白云岩等致密储层中获得平均日产4 m³油流后,人们才开始应用非常规油气地质理论,重新认识、评估芦草沟组油气勘探前景。本文通过对马朗凹陷源岩油储层微观储集空间类型及成因的研究,促进纳米级油气储层的研究进展,为源岩油勘探开发提供科学依据。

1 研究区基础地质背景

三塘湖盆地位于新疆东北部,北与蒙古共和国接壤,西与准噶尔盆地相邻,南与吐哈盆地相邻,是在早古生代基底上发展起来的叠合盆地,面积约2.3 ×

10⁴ km²;马朗凹陷位于三塘湖盆地东南部,是重要的富油凹陷(图1)^[5,6]。黄志龙2010年研究认为,芦草沟组发育一套优质烃源岩层系,有机质丰度高,类型好、富含富氢组分,在低成熟—成熟早期阶段即生成大量液态烃,且未经过运移或仅经过小尺度初次运移后滞留在源岩层,“自生自储”特征明显,因而烃源岩层也是储集层和盖层,为典型的源岩油。邹才能定义“连续型”油气藏的基本特征为在大范围源内或近源、非常规储集体系中烃类连续分布、非浮力聚集、持续充注,无明显圈闭和盖层界限,存在异常压力,且压力系统不统一,油气水分布复杂,常规技术难以开采等^[7-9]。勘探开发实践揭示,芦草沟组油气显示活跃,油水分异差,烃类连续分布,无统一的油、水界面,其开发需要对储层进行人工改造,因此可称为源内“连续型”非常规油藏。

1 源岩油储层微观孔隙研究方法

在岩芯、铸体薄片观察的基础上,综合利用氩离子抛光、场发射扫描电子显微镜、背散射电子衍射、X射线能谱、X衍射、偏光显微镜、荧光等实验方法,对储集层进行宏观与微观特征的分析。

岩石表面微观观察时,要对较平整、光滑的新鲜岩石表面进行氩离子抛光,执行中国石油天然气总公司发布的岩石样品扫描电子显微镜分析标准(SY/

^①国家自然科学基金项目“湖相富有机质泥页岩自生石英形成及其页岩油地质意义”(批准号:41272156)和全国油气资源战略选区调查与评价“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目(编号2009GYXQ15-09-00)资助。

收稿日期:2012-01-20;收修改稿日期:2012-06-11

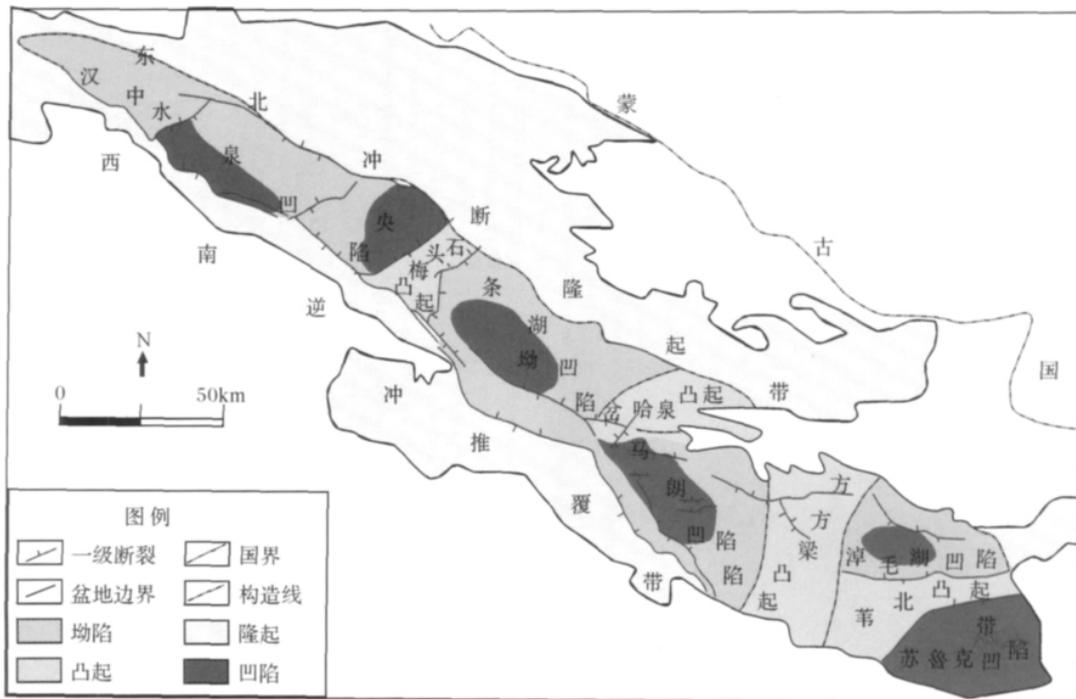


图1 新疆三塘湖盆地构造单元划分

Fig. 1 The structural units of the Santanghu basin in Xinjiang

T5162—1997) 对岩样进行前期处理。在低于 10^{-4} Mbr 环境下,采用离子溅射仪(SCD500)镀金,厚约 15 nm,然后在扫描电子显微镜下观察分析。研究中采用场发射环境扫描电子显微镜(FEI Quanta 200F),分辨率可达 1.2 nm,该仪器为二次电子成像(ETD)、背散射电子衍射成像(BSED)和 X 射线能谱分析(EDX,简称能谱分析)三元一体化系统,可以同时切换使用。二次电子是指被入射电子轰击出来的核外电子;二次电子成像主要反映样品表面形貌。背散射电子是指被固体样品中的原子核反弹回来的一部分入射电子;背散射电子成像信号不仅能反映样品形貌特征,也可用来显示原子序数衬度,定性分析物质成分,如有机质相对于其它矿物成分颜色发暗。在观察样品扫描形貌的同时,X 射线能谱可对样品微区进行元素分析^[10,11]。

2 源岩油储层特征

2.1 储层岩石学特征

马朗凹陷芦草沟组源岩油储层岩性多样,主要有泥岩、碳酸盐岩与泥岩的过渡类岩性、凝灰质泥岩以及少量泥晶灰岩、泥晶白云岩、凝灰岩等(见表1)。芦草沟组复杂岩性为近海陆相湖盆沉积,受火山活动影响,沉积有火山灰物质,沉积物多细粒泥状结构,以

纹层状构造为特征,纹层一般厚度为 0.1 ~ 10 mm。纹层是在静水环境下,形成的不同等级的韵律性层理,主要受气候周期性变化影响^[12]。

2.2 源岩油储层物性特征

对 250 个样品进行物性测试(见表 2、3)。统计显示,78.8% 的样品孔隙度值小于 8.0%;65.9% 的样品渗透率值小于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 79.7%,属于典型的致密储层。其中,灰质泥岩、泥质灰岩、白云质泥岩等过渡类岩性,孔隙度主要分布在 6% ~ 12%,水平渗透率多大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,物性最好;泥岩和凝灰质泥岩孔隙度主要分布在 4% ~ 10%,水平渗透率在 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,物性次之;而泥晶灰岩和泥晶白云岩孔隙度主要分布在 1% ~ 6%,水平渗透率在 $0.05 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,物性最差。压汞实验表明孔隙结构以微孔、细喉、极细歪度,孔隙吼道分选差为特征。孔隙度与渗透率为正相关关系,但关系不甚明显(见图 2),反映出孔隙结构、类型比较复杂。

3 源岩油储集空间类型、特征及其成因

芦草沟组源岩油储层的储集空间可分为原生孔隙、次生溶蚀孔隙、有机质残留孔隙、裂缝和纹层缝五种基本类型。

表1 马朗凹陷芦草沟组各岩性岩石学特征

Table 1 The petrological characteristics of Lucaogou Formation in Malang sag

岩性类型	特征描述
泥岩	泥质结构, 显微纹理构造, 含少量砂质和钙质, 可见碳屑
灰质泥岩	发育显微纹理、泥质结构, 显微定向构造、条带构造、个别可见滑塌揉皱构造、似流纹构造, 团状岩屑充填于流纹之间, 灰质泥岩与泥岩互层, 其间可夹泥晶灰岩团块
白云质泥岩	泥质结构, 显微定向构造, 可夹薄层泥晶白云岩、细粉晶粒状白云岩, 可见少量石英、长石
泥质灰岩	泥晶结构、泥粉晶结构, 泥质、粉砂质含量约在 25% ~ 45% 之间, 砂质呈粉砂级颗粒结构, 以石英、长石为主
泥质白云岩	泥晶结构, 显微纹理构造、条带构造
凝灰质泥岩	凝灰质含量最高可达 40%, 与泥岩互层, 可见凝灰岩岩屑、粉砂状石英
泥晶灰岩	泥晶结构、细粉晶结构、少量具球粒结构, 质地纯一较纯、可被茜素红-S 溶液染色, 条带构造、致密块状构造, 含少量泥质
泥晶白云岩	泥晶结构, 条带构造, 质地纯一较纯、不能被茜素红-S 溶液染色, 含少量粉砂, 以石英、长石为主
凝灰岩	凝灰结构、斑状结构, 火山碎屑多在 90% 以上, 粒径主要在 0.05 ~ 1.5 mm 之间, 基质为火山灰、火山尘, 玻璃质胶结、灰质胶结

表2 马朗凹陷芦草沟组源岩油储层孔隙度频率分布

Table 2 Porosity frequency distribution of Lucaogou Formation source rock oil reservoir in the Malang sag

孔隙度/%	<2	2~4	4~6	6~8	8~12	>12
频率/%	21.71	18.57	21.71	13.71	16.29	8.00

表3 马朗凹陷芦草沟组源岩油储层渗透率频率分布

Table 3 Permeability frequency distribution of Lucaogou Formation source rock oil reservoir in the Malang sag

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	<0.05	0.05~1	1~10	10~100	>100
频率/%	62.55	13.15	7.97	11.55	4.78

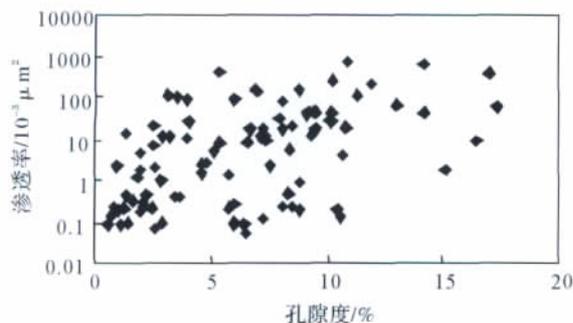


图2 马朗凹陷芦草沟组源岩油储层孔隙度与渗透率关系

Fig. 2 Relationship between porosity and permeability of

Lucaogou Formation source rock oil reservoir in the Malang sag

3.1 原生孔隙

原生孔隙主要是岩石颗粒或矿物晶体抗压实作用而保存下来的原始沉积孔隙。芦草沟组源岩油储层中原生孔隙主要为粒间孔隙(图3a)和晶间孔隙(图3b)。粒间孔隙主要存在于刚性颗粒之间,形态不规则、发育普遍,但连通性差。晶间孔隙主要为石英晶体、碳酸盐岩矿物晶体之间的孔隙,数量很多,绝对孔隙度可以很大,但孔径较小^[13,14]。理论上,原生

孔隙可存在于任何岩性,目前认为对油气富集有意义的原生孔隙主要发育于石英含量较高的泥岩、灰质泥岩、白云质泥岩、泥质白云岩等岩石中,白云石的菱形晶粒间可保存大量晶间孔。

3.2 次生溶蚀孔隙

次生孔隙多为有机质热演化过程中生成的有机酸、酚类、 CO_2 溶于水形成的酸性流体,对岩石中长石、碳酸盐岩等不稳定组分溶蚀形成,包括粒间一粒内溶孔、溶蚀缝和基质型溶蚀孔隙等。芦草沟组源岩油储层中次生孔隙的形成主要受岩石总有机碳含量(TOC/%)和不稳定矿物含量的控制,主要发育于灰质泥岩、泥质灰岩、白云质泥岩、泥岩中。

粒间一粒内溶孔是碎屑颗粒之间或者颗粒之内的不稳定组分被溶蚀形成,二者不易区分。扫描电镜下可见 H3 井泥岩中不稳定矿物溶蚀形成的次生孔隙,能谱分析元素主要为 Ca、Fe、Mg,为铁方解石溶蚀形成(图3c)。溶蚀缝是先期形成的裂缝被方解石等充填物充填,之后在酸性流体作用下全部或部分被溶蚀而形成,常与裂缝相伴生,主要形成于泥质灰岩、泥质白云岩等富含脆性矿物的岩石中。从 H12 井灰质泥岩铸体薄片的正交偏光下可见,红色处裂缝被全部溶蚀,其左边裂缝被半溶蚀,而右边裂缝未被溶蚀(图3d)。H8 井泥质灰岩裂缝中充填的方解石,可见清晰的微裂缝,发绿色荧光,可知有烃类的充注(见图3e、f)。基质型溶蚀孔隙主要是分散在细粒岩石基质中的不稳定矿物遭受溶蚀而形成,发育普遍,分布零散、孔径小,在偏光显微镜下不易观察,经氦离子抛光岩石表面,在扫描电镜下可见纳米到微米级溶蚀孔(图3g、h)。H12 井含云泥岩自然断面可见矿物的溶蚀痕迹(图3i),其临近矿物(红框处)能谱分析显示,C元素质量分数为56.13%,原子个数百分比为

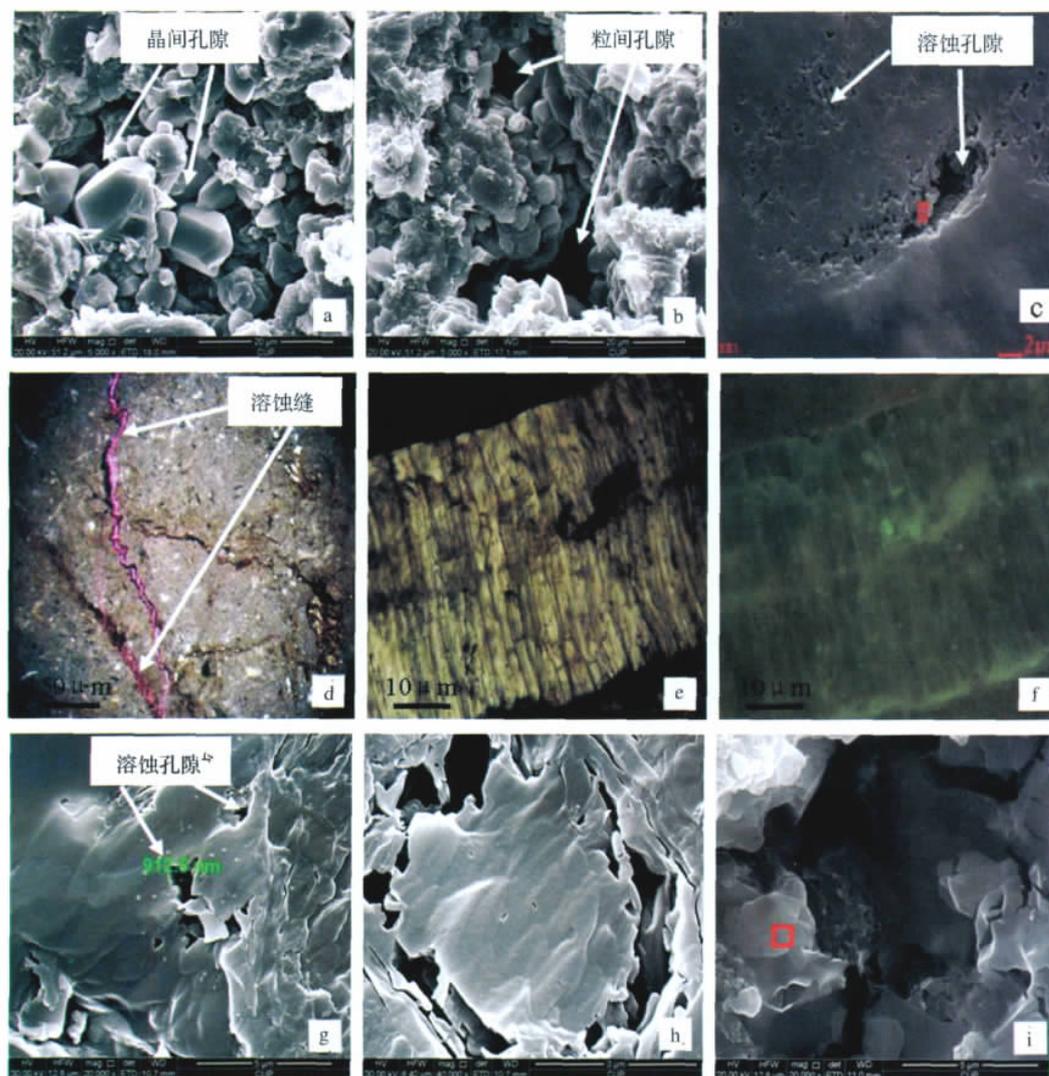


图3 马朗凹陷芦草沟组源岩油储层原生孔隙与次生溶蚀孔隙

a. H12 井 2 590.2 m 云质泥岩中粒间孔隙; b. H7 井 2 225.2 m 泥质灰岩中晶间孔隙; c. H3 井 1 823.4 m 泥岩中溶蚀孔隙; d. H12 井 2 321.7 m 灰质泥岩铸体薄片溶蚀缝; e-f. H8 井 1 568.7 m 泥质灰岩中可见方解石充填裂缝, 发绿色荧光; g, h. H20 井 2 297.1 m 泥质白云岩中基质型溶蚀孔隙; i. H12 井 314.9 m 含云泥岩中基质型溶蚀孔隙

Fig. 3 Primary and secondary dissolution pores of Lucaogou Formation source rock oil reservoir in the Malang sag

75.91% ,应为有机质 ,是有机质生烃产生的酸性流体对碳酸盐岩等的就近溶蚀现象。

3.3 有机质孔

有机质孔常见形状较规则,凹坑状、蜂窝状,大小从几十纳米到几百纳米不等^[15]。对 H3 井泥岩做扫描电镜二次电子成像(图 4a)和背散射电子衍射成像(图 4b)均可见凹坑状有机质孔。对比可见图 4b 视域明显变暗,能谱分析显示碳元素质量百分比为 50.85% ,原子个数百分比为 68.61%(图 4c),确定为有机质,是其生烃演化过程中形成的纳米级微孔隙。

H10 井泥质云岩样品在电镜下放大 4 万倍,可见蜂窝状有机质孔,大小在 50 ~ 800 nm 之间(图 4d、e),其形态与 Barnett 富有机质岩石中观察到的有机质孔非常相似(图 4f)。

有机质孔为有机质在热演化过程中形成的残留孔隙,在成熟度相近条件下,孔隙度与总有机碳含量呈正相关关系(图 5),说明有机质生烃残留孔在烃源岩储集空间中占有重要地位。Jarvie 和 Passey 等人也分别介绍了有机质孔在富有机质岩石基质孔隙中的重要性,并指出有机质孔对烃类是润湿的^[16,17]。

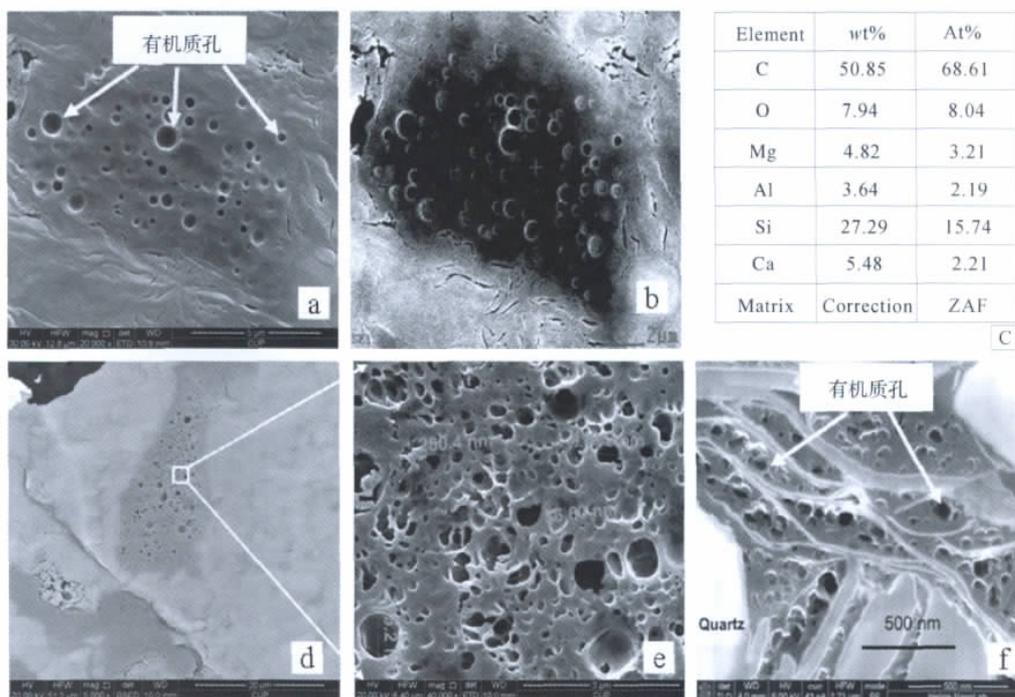


图 4 马朗凹陷芦草沟组源岩油储层有机质孔特征

(图 c 中 wt% 表示重量百分比, At% 表示原子百分比)

a. H3 井 1 823.4 m 泥岩 ETD 图像中可见凹坑状孔隙; b. H3 井 1 823.4 m 泥岩 BSED 图像中可见凹坑状孔隙为黑色, 能谱分析主要元素为碳, 为有机质孔; d. H10 井 2 297.1 m 泥质白云岩中有机质孔 (×5000); e. H10 井 2 297.1 m 泥质白云岩中蜂窝状有机质孔 (×40 000); f. Barnett 富有机质岩石中有机质孔特征湿的^[16, 17]。

Fig. 4 The characteristics of organic matter pore in Lucaogou Formation source rock oil reservoir in the Malang sag

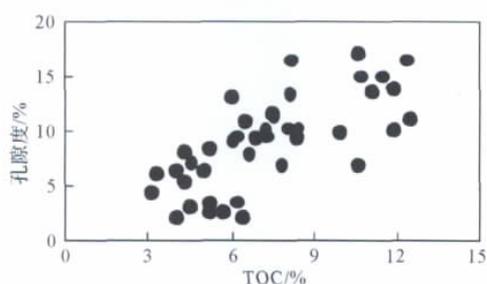


图 5 马朗凹陷芦草沟组源岩油储层孔隙度与 TOC 关系

Fig. 5 Relationship between porosity and TOC of Lucaogou Formation source rock oil reservoir in the Malang sag

3.4 裂缝

对肉眼可见的岩芯裂缝统计, 马朗凹陷芦草沟组源岩油储层裂缝线密度可高达近百条/米; 裂缝以垂直缝居多, 占 37.6%, 其次是水平裂缝和高角度斜交缝, 分别占 31.2% 和 18.7%, 低角度斜交缝最少, 占 12.5%。裂缝宽度分布在 0.2 ~ 10 mm 之间, 集中分布在 2 ~ 8 mm 间。裂缝多被方解石全部充填或半充

填, 未充填部位普遍含油。根据裂缝成因, 研究区裂缝可分为构造缝和非构造缝两大类。构造缝可分为张性缝、剪性缝和张剪缝三种, 构造缝是指由于局部构造作用所形成或与局部构造作用相伴而生的裂缝, 主要是与断层和褶曲有关的裂缝, 其方向、分布和形成均与局部构造的形成与发展有关, 在断层带、褶皱带附件发育^[18]。非构造裂缝主要为成岩过程中, 泥质岩类岩石脱水收缩形成的成岩缝、矿物相变缝以及有机质生烃形成局部超压诱导缝。扫描电镜下可见大量微裂缝(图 6a、b、c), 这些裂缝的发育主要受岩石脆性矿物含量、岩石粒度、岩层厚度等的影响^[19]。

3.5 纹层缝

研究区普遍发育纹层, 其岩性以泥岩、泥质白云岩、白云质泥岩等为主。纹层以不同岩性、明暗相间的薄层叠置而成, 浅色层白云质成分居多, 暗色层以泥质成分居多。纹层岩总有机碳含量较高, 可作为优质烃源岩^[20]; 其暗色层段较浅色层段总有机碳含量高, 可达 8.7%。这种混合型岩石中粘土矿物含量平

均 19.2% ,最大为 40% 。

杨式升、罗平 2002 年研究认为 ,不同纹层硬度存在差异 ,在非均衡应力作用下容易产生层间滑脱缝;同时 ,纹层岩的岩石物理性质不同于常规泥岩 ,其泊松比变化大 ,容易发生脆性破裂 ,形成破裂缝^[20~22]。纹层岩的层间滑脱缝和破裂缝是纹层岩储集空间形成的重要基础。纹层岩作为优质烃源岩 ,生成的烃类经过极短距离的初次运移即可在储集空间中富集 ,有利于源岩油的富集 ,对岩芯观察和薄片荧光观察可见普遍含油(图 6d、e、f)。

芦苇沟组源岩油储层中发育大量纳米级至微米

级微孔隙、微裂缝 ,其发育主要受岩石有机碳含量、矿物组成、成岩作用、构造活动等控制。烃类直径在 0.38 nm(甲烷)到 10 nm(沥青质)之间 ,基本都小于储集空间尺度^[15] ,因此 ,可成为液态烃类的有效储集空间 ,同时作为有效渗流通道主要应为稍大的溶蚀孔隙和裂缝。源储共生型纳米—微米级油气储层的研究 ,为人们深入认识致密油气储层储集空间类型与成因 ,油气的微观赋存状态与油气生运聚机制具有一定的意义。正因为源岩油储层的微观孔隙的特殊性 ,异常压力的存在对致密油的产能具有重要意义。

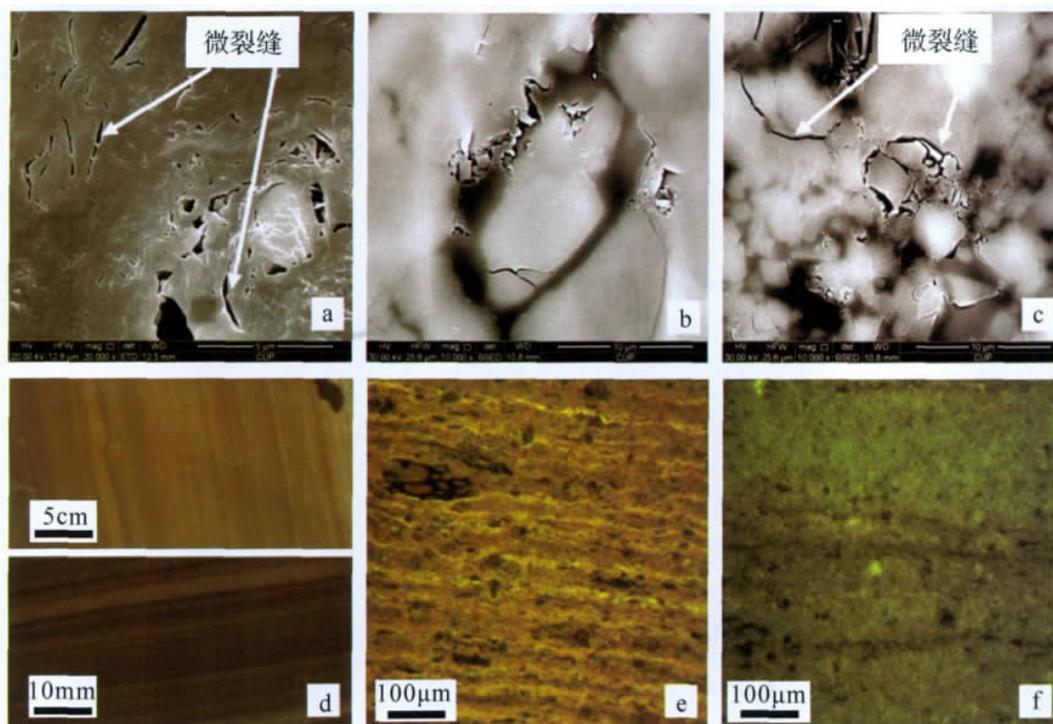


图 6 马朗凹陷芦苇沟组源岩油储层中裂缝与纹层

a. H3 井 1 823.4 m ,白云质泥岩中微裂缝; b c. H22 井 2 590.2 m 暗色泥岩中微裂缝; d. H22 井 2 589.7~2 598.2 m 韵律性纹层宏观特征; e. H22 井 2 590.3 m 纹层状泥岩发黄色荧光; f. H32 井 2 239.34 m 纹层状白云质泥岩 ,发绿色荧光

Fig. 6 Fractures and lamina in Lucaogou Formation source rock oil reservoir in the Malang sag

4 结论

(1) 马朗凹陷芦苇沟组源岩油储层岩性复杂 ,多为泥岩、碳酸盐岩与泥岩的过渡类岩性和凝灰质泥岩等。

(2) 芦苇沟组源岩油储层储集空间类型多样 ,可分为原生孔 ,次生溶蚀孔 ,有机质孔 ,裂缝 ,纹层缝等五大类;可细分为 ,粒间孔、晶间孔、粒间—粒内溶孔、基质型溶蚀孔隙、溶蚀缝、构造缝、成岩脱水收缩缝 ,

生烃超压诱导缝 ,层间滑脱缝、破裂缝等亚类。

(3) 不同类型储集空间具有不同成因 ,原生孔隙主要是颗粒抗压实作用保存下来的孔隙;次生溶蚀孔隙是不稳定矿物发生溶蚀而成;高有机质丰度泥页岩有利于有机质残留孔的形成;脆性矿物含量影响裂缝和微裂缝的发育;岩石物理性质的差异是纹层发生层间滑脱和破裂的主要原因。

(4) 源岩油储层中异常压力的存在对源岩油开发具有重要意义。

参考文献(References)

- 1 车长波,朱杰,李富兵,等. 全球油气资源形势[J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 1-4 [Che Changbo, Zhu Jie, Li Fubing, et al. The status and developing trend of global hydrocarbon resources [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 1-4]
- 2 刘成林,范柏江,葛岩,等. 中国非常规天然气资源前景[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(5): 26-29 [Liu Chenglin, Fan Bojiang, Ge Yan, et al. Unconventional natural gas resources prospect in China [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(5): 26-29]
- 3 张杰,金之钧,张金川. 中国非常规油气资源潜力及分布[J]. 当代石油石化, 2004, 12(10): 17-49 [Zhang Jie, Jin Zhijun, Zhang Jinchuan. The potential and distribution of unconventional oil and gas resources in China [J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2004, 12(10): 17-49]
- 4 Chaudhary A S, Ehlig-Economides C, Wattenbarger R. Shale oil production performance from a stimulated reservoir volume [R]. Society of Petroleum Engineers, 2011
- 5 柳益群,李红,朱玉双,等. 白云岩成因探讨: 新疆三塘湖盆地发现二叠系湖相喷流型热水白云岩[J]. 沉积学报, 2010, 28(5): 861-867 [Liu Yiqun, Li Hong, Zhu Yushuang, et al. Permian lacustrine eruptive hydrothermal dolomites, Santanghu basin, Xinjiang province [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(5): 861-867]
- 6 李玮,周鼎武,柳益群,等. 三塘湖盆地二叠纪构造层划分及其构造特点[J]. 西北大学学报: 自然科学版, 2005, 35(5): 617-620 [Li wei, Zhou Dingwu, Liu Yiqun, et al. The division of Permian tectonic sequence and the feature of residual tectonic in Santanghu basin [J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 2005, 35(5): 617-620]
- 7 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 [Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(6): 669-682]
- 8 邹才能,陶士振,袁选俊,等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324-331 [Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324-331]
- 9 邹才能,杨智,陶士振,等. 纳米油气与源储共生型油气聚集[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 13-26 [Zou Caineng, Yang Zhi, Tao Shizhen, et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 13-26]
- 10 盛克平,丁昕生,王虎,等. 环境扫描电子显微镜的特性及应用概况[J]. 理化检验-物理分册, 2003, 39(9): 470-473 [Sheng Keping, Ding Tingsheng, Wang Hu, et al. The specific capacity and applications of environmental scanning electron microscopy [J]. Part A: Physical Testing, 2003, 39(9): 470-473]
- 11 蒋昌忠. 一种新型分析扫描电子显微镜[J]. 武汉大学学报: 自然科学版, 2000, 46(1): 091-094 [Jiang Changzhong. A new type of analytical scanning electron microscope [J]. Wuhan University Journal of Natural Science, 2000, 46(1): 091-094]
- 12 黄杏珍,闫存凤,王随继,等. 苏打湖型的湖相碳酸盐岩特征及沉积模式[J]. 沉积学报, 1999, 17(增刊): 728-733 [Huang Xingzhen, Wen Chunfeng, Wang Suiji, et al. The feature and depositional model of lacustrine carbonate rocks formed in the course of Soda Lake evolution [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(Suppl.): 728-733]
- 13 柳广弟. 石油地质学(第四版) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 40-50 [Liu Guangdi. Petroleum Geology (4th) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 40-50]
- 14 邵龙义,韩俊,马锋,等. 塔里木盆地东部寒武系白云岩储层及相控特征[J]. 沉积学报, 2010, 28(5): 954-961 [Shao Longyi, Han Jun, Ma Feng, et al. Characteristics of the Cambrian dolomite reservoirs and their facies-controlling in Eastern Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(5): 953-961]
- 15 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 [Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864]
- 16 Passey Q R, Bohacs K M, Esch W L, et al. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs [J]. Society of Petroleum Engineers, 2010, 13: 13-50
- 17 Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. 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(4): 475-499
- 18 吴元燕,吴胜和,蔡正旗. 油矿地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 207-217 [Wu Yuanvan, Wu Shenghe, Cai Zhengqi. Oil Deposits Geology [J]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 207-217]
- 19 聂海宽,唐玄,边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484-491 [Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-491]
- 20 马立元,程克明,刘大猛,等. 酒泉盆地白垩统藻纹层分布特征及其与油气的关系[J]. 沉积学报, 2007, 25(1): 147-153 [Ma Liyuan, Cheng Keming, Liu Dameng, et al. Laminar algal distribution characteristics of lower Cretaceous and the relation to oil gas of Ji-quan basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(1): 147-153]
- 21 杨士升,罗平,涂建琪,等. 湖相细粒储集岩岩石学研究方法[C] // 低渗透油气储层研讨会论文摘要集, 2002 [Yang Shisheng, Luo Ping, Tu Jianqi, et al. Research method of petrology of grained lacustrine facies reservoir rock [C] // The Abstracts of Papers about the

Symposium on Low Permeable Oil and Gas Reservoir Seminar, 2002]
 22 罗平,刘柳红,汪满福,等. 酒西盆地青西坳陷下沟组致密细粒储层的形成与特征[C]//低渗透油气储层研讨会论文摘要集,2002
 [Luo Ping, Liu Liuhong, Wang Manfu, *et al.* The formation and

characteristics of tight and grained reservoir of Xiagou Formation of Qingxi sag in Jiuxi basin [J] // The Abstracts of Papers about the Symposium on low Permeable Oil and Gas Reservoir Seminar, 2002]

The Reservoir Space Characteristics and Origins of Lucaogou Formation Source Rock Oil in the Malang Sag

HUANG Zhi-long¹ GUO Xiao-bo¹ LIU Bo² ZHANG Dai-sheng³
 ZHANG Jian-bo³ QI Yong-an³ WANG Rui³

- (1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249;
2. Research Institute of Exploration and Development, Tuhua Oilfield Company Petro-China, Hami, Xinjiang 839000;
3. College of Geosciences, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318)

Abstract: The lithology of source rock oil reservoir of Lucaogou Formation in Malang sag is diverse and it mainly has mudstone, carbonatite, the transition lithology between carbonatite and mudstone, tuffaceous mud and small amounts of micrite, dolomitic, tuff and so on. It is characterized by the lamina structure and the thickness of the lamina is 0.1 ~ 10 mm. Based on the foundation of the observation of rock cores and cast slice, the macro and micro characteristics of the reservoir of Lucaogou Formation source rock oil in the Malang sag are studied in this paper combining with many methods of experimental analysis, such as Ar-iron polishing, scanning electronic microscopy (SEM) in the field emission environment, electron backscattering diffraction, X-ray energy spectrum, X-ray diffraction, petrographic microscope, fluorescent light, and so on. The reservoir space of Lucaogou Formation source rock oil can be divided into five basic types—primary pores, secondary dissolution pores, organic hydrocarbon generating residual pores, cracks and fractures between layers of lamina and so on. Primary pores include intergranular pores which mainly exist between rigid particles and intercrystal pores which exist mainly between quartz crystals and carbonate mineral crystals. Mainly secondary pores are intergranular and intragranular dissolved pores, dissolution fractures as well as caverns in the matrix. Secondary pores formed by the dissolution of the iron calcite in shale rock samples can be seen in the scanning electron microscopy (SEM). Dissolution fractures are formed by the all or part of dissolution of the fractures in acid fluid which are already filled with calcite first. Matrix type dissolution pores are mainly formed by the dissolution of unstable minerals in the matrix of the fine grain scattered rocks, which are commonly developed and scattered distributed. After the argon polishing rock surface, nm to micron grade dissolution holes can be seen in the scanning electron microscopy. This kind of pores mainly develops in calcareous mudstone, argillaceous limestone, dolomitic mudstone and mudstone. Pores formed by the thermal evolution of organic matter, called organic matter pores, commonly have regular shapes, indentation forms, honeycomb forms and their sizes range from dozens of nanometer to hundreds of nanometer. Porosity are positively correlated with TOC, indicating that residual organic matter hydrocarbon generation pores play an important part in the hydrocarbon source rock reservoir space. The linear density of cracks of source rock oil reservoir of Lucaogou Formation in Malang sag could reach a hundred per meter and are mostly vertical cracks, followed by horizontal crack and high angle oblique crack. The development of the cracks is influenced by brittle mineral content, bed thickness and so on. The survey region is rich in lamina. The slippage between layers and broken cracks in laminite formed the important basis of reservoir space. As a high-quality hydrocarbon source rocks, the hydrocarbon generated in laminite can concentrate in reservoir space after an extremely short of primary migration, which is beneficial to the concentration of oil source rocks. Large mounts of nanometer to micron level micro pores and micro cracks develop in the source rock oil reservoir of Lucaogou Formation and their sizes are basically bigger than the diameter of liquid hydrocarbon molecules, so they could form effective reservoir space.

Key words: unconventional hydrocarbons; source rock oil; reservoir; Lucaogou Formation; Malang sag