

文章编号: 1000-0550(2014)01-0166-08

# 马朗凹陷芦草沟组泥页岩储层含油性特征与评价<sup>①</sup>

郭小波<sup>1</sup> 黄志龙<sup>1</sup> 陈旋<sup>2</sup> 张文丹<sup>1</sup> 陈常超<sup>1</sup> 李宏强<sup>2</sup> 张玉芝<sup>2</sup> 孙美丽<sup>2</sup>

(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. 中国石油吐哈油田分公司 新疆哈密 839009)

**摘要** 通过泥页岩常规岩芯与密闭取芯的地球化学分析、物性分析、压汞实验分析等,评价马朗凹陷二叠系芦草沟组泥页岩储层的含油性。结合试油情况,研究其富油机制以及有利储层分布特征。结果表明,芦草沟组泥页岩储层含油性受有机质丰度和孔隙度影响,有利层段总有机碳要大于4%,孔隙度大于3%。体积含油率比含油饱和度更能准确表征泥页岩的含油性,油层要求含油率大于1%。压汞分析显示,泥页岩的储层富油机制与常规砂岩不同,包括未运移烃类的就地滞留富集和经历短距离初次运移在与优质源岩临近的次源岩层系中富集两个过程。芦草沟组页岩油的富集受岩性组合类型的影响,以泥岩为主,夹(薄层)泥质灰岩、泥质白云岩或者以灰质泥岩、白云质泥岩为主,为该区最有利岩性组合,含油性最好,对应于深湖—半深湖的沉积环境。

**关键词** 页岩油 储层 含油性 富油机制 马朗凹陷

**第一作者简介** 郭小波 男 1984年出生 博士研究生 油气藏形成机理与分布规律研究 E-mail: gxb9876@163.com

**中图分类号** TE122.3 **文献标识码** A

在页岩油气勘探开发领域,美国走在了世界的前列,但相对于页岩气,页岩油地质研究要相对滞后,其富集机理与评价体系还不完善<sup>[1-2]</sup>。页岩油是指主要以游离态、吸附态或溶解态赋存于泥页岩层系中的液态烃类。近年来,我国大力发展页岩气的同时,也广泛开展页岩油的相关勘探开发地质研究,并取得了一些研究成果<sup>[3-7]</sup>。2011年—2012年,中石化分别在泌阳凹陷安深1井和泌页HF1井的泥页岩中获得工业油气流<sup>[4]</sup>。近年,中石油对三塘湖盆地马朗凹陷二叠系芦草沟组二段泥页岩层进行储层压裂改造,获得页岩油产量可在0.01~22.20 m<sup>3</sup>/d之间<sup>[6]</sup>。虽然我国页岩油勘探开发取得了初步成果,但总体上还处于准备阶段。本文以新疆三塘湖盆地马朗凹陷二叠系芦草沟组页岩油为例,通过地球化学实验、岩芯物理实验等分析,研究泥页岩的含油性特征、评价指标,分析泥页岩层系的富油机制及有利储层分布规律,为我国页岩油勘探开发服务。

## 1 研究区地质特征

三塘湖盆地属于西北地区中小型盆地之一,位于新疆东北部,与吐哈盆地、准噶尔盆地相望,处于西伯利亚板块和准噶尔—哈萨克斯坦板块的交汇部位,是

一个在前早石炭世褶皱基底上发育起来的小型叠合盆地。盆地整体呈现北西—南东向的狭长条带状,面积约2.3×10<sup>4</sup> km<sup>2</sup>(图1)<sup>[8-9]</sup>。马朗凹陷是三塘湖盆地中央坳陷带的重要富油凹陷,面积约1 400 km<sup>2</sup>,目前已发现马中、黑墩和牛圈湖等富油构造带<sup>[9]</sup>。马朗凹陷二叠系芦草沟组主要为一套陆相湖泊沉积,夹火山碎屑岩建造。勘探表明,芦草沟组二段泥页岩有机质丰度高、类型好、成熟度适中,是马朗凹陷页岩油勘探的主要层段。

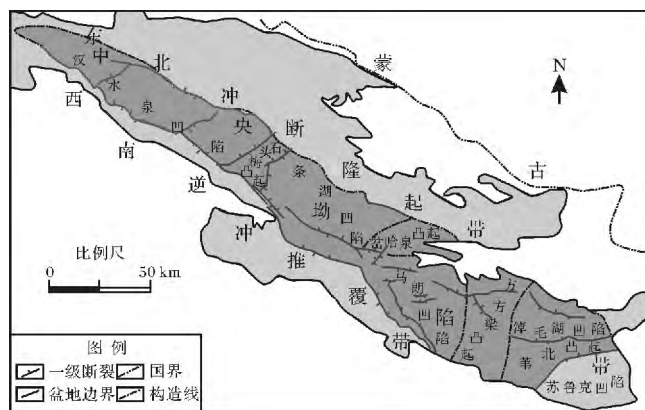


图1 新疆三塘湖盆地构造单元划分

Fig. 1 Structure units of the Santanghu Basin in Xinjiang

<sup>①</sup>国家自然科学基金“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)资助  
收稿日期: 2012-11-25; 收修稿日期: 2013-01-29

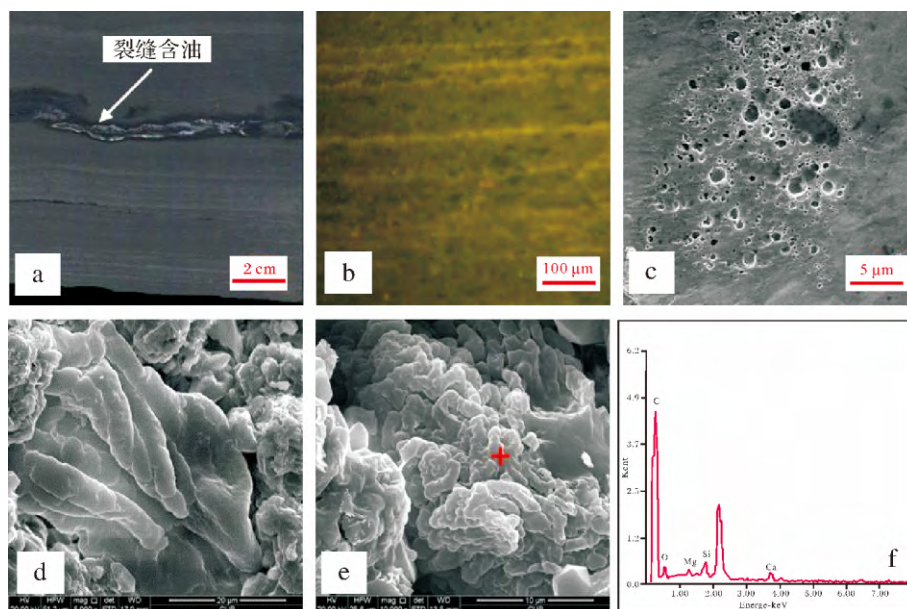


图2 马朗凹陷芦草沟组泥页岩含油性特征

Fig. 2 Characteristics of Lucaogou Formation oil-bearing property in Malang sag

## 2 泥页岩含油性特征

### 2.1 页岩油赋存状态

泥页岩是一类典型的低孔、低渗储层,储层中液态烃的赋存状态主要是游离态、吸附态和溶解态<sup>[1~10]</sup>。游离态的页岩油主要存在于纳米—微米级的微孔隙、微裂缝或裂缝中。岩芯观察可见裂缝处含油,以及被有机酸溶蚀后的残留方解石脉(图2a);荧光薄片下可见顺层发育的亮黄色荧光条带,是纹层面滑脱缝含油的特征(图2b)。这类原油流动性最好,最易被开采出,应该是泥页岩储层形成高产油流的重要贡献者。富有机质泥页岩中存在大量有机质生烃残留孔(图2c)。泥页岩中有机质含量一般是按有机质的质量分数(TOC,%)表示的,由于有机质密度低,换算成对应的体积分数要增加约一倍<sup>[11]</sup>。因此,有机质的质量分数越高,在相似成烃转化率下,形成的有机质生烃残留孔隙度(体积百分数表示)也就越高,对液态烃类的溶解能力也就越强。一般认为有机质生烃残留孔是亲油的,页岩油以溶解态存在其中,具备一定的流动性,对开发应该有一定的有效性。

页岩油还可以吸附态附着于干酪根(图2d,e,f)和矿物颗粒表面。芦草沟组烃源岩有机质丰度高,最高可达18%,这不仅是生烃的基础、有利于形成有机质生烃残留孔,而且广泛存在的干酪根可以形成“干酪根网络”,为液态烃提供大量的吸附表面<sup>[12]</sup>。无机

矿物对烃类的吸附能力取决于矿物的比表面积。黏土矿物密度较低,具有较大的比表面积,对烃类有很强的吸附能力,石英比表面积很低,对烃类的吸附能力最弱(表1)。不同类型的黏土矿物晶体结构不同,使比表面积相差很大(表1)。其中,蒙脱石具有典型的2:1型水铝层和硅氧层结构,具有内外两层表面积,总比表面积最大,对烃类的吸附能力也最强;其次是伊利石,最后是绿泥石和高岭石<sup>[11,13]</sup>。黏土矿物(尤其是蒙脱石)含量的增加有利于增强泥页岩的含油性能,但又会降低泥页岩的脆性,不利于储层的压裂改造而影响页岩油的生产,而且这种吸附态的液态烃相较于页岩气对开发的有效性较低。因此,对吸附态页岩油的评价要充分考虑含油性与开采性两方面。马朗凹陷芦草沟组泥页岩中,黏土矿物总含量分布在1.0%~43.0%之间,平均为12.7%,整体含量较低,且以伊利石为主,对液态烃类的吸附能力不是很强。

表1 不同矿物的比表面积(据参考文献[11])

Table 1 Specific surface area of various mineral (after reference [11])

| 矿物种类 | 层内比表面积                             | 层外比表面积                             | 总比表面积                              |
|------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
|      | $\text{s/m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$ | $\text{s/m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$ | $\text{s/m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$ |
| 蒙脱石  | 750                                | 50                                 | 800                                |
| 伊利石  | 0                                  | 30                                 | 30                                 |
| 绿泥石  | 0                                  | 15                                 | 15                                 |
| 高岭石  | 0                                  | 15                                 | 15                                 |
| 石英   | 0                                  | 0.02                               | 0.02                               |

## 2.2 泥页岩含油性表征参数

表征泥页岩含油性的参数一般分为两大类,有机地球化学参数和岩芯物理参数。有机地球化学参数中最能体现泥页岩含油性的是热解烃  $S_1$  ( $\text{mgHC} \cdot \text{g}^{-1}$  岩石) 和氯仿沥青“A”(%) ,这也是烃源岩评价中常用的两个基本参数。参数的获取需要先将岩样粉碎到 100 目以下 ( $<0.177 \text{ mm}$ ) ,通过岩石热解分析仪 (Rock-Eval 仪) ,恒速升温至  $300^\circ\text{C}$  获得游离烃 ( $S_1$ ,  $\text{mgHC} \cdot \text{g}^{-1}$ ) ,表示岩石中已经存在的烃类物质;在索氏抽提器中,经氯仿(三氯甲烷) 72 小时冲洗岩石碎样,获得氯仿沥青“A”,代表岩石中的可溶烃类<sup>[14]</sup>。 $S_1$ 和氯仿沥青“A”主要受泥页岩有机质丰度、类型和成熟度的影响。虽然二者均可以定量表征泥页岩的含油性,但并不完全等于泥页岩的含油量,因为实验过程中不可避免要有轻烃损失和重烃残留。通过对马朗凹陷芦草沟组 175 件泥页岩样品分析,  $S_1$  分布在  $0.01 \sim 18.25 \text{ mgHC} \cdot \text{g}^{-1}$  之间,平均为  $1.68 \text{ mgHC} \cdot \text{g}^{-1}$ ; 58 件样品的氯仿沥青“A”分析,其含量分布在  $0.002\% \sim 5.694\%$  之间,平均为  $0.641\%$ 。

在表征泥页岩含油性时,有机地球化学方法既快速又经济,不易遗漏岩石中不连通的封闭孔隙中的烃类,但也存在岩芯粉碎处理与页岩油储层压裂开采的实际情况相差较大等一些问题。岩芯物理参数中,含油饱和度 ( $S_o$ , %) 是表征常规储层含油性的主要指标。虽然经洗油获取含油饱和度参数过程中,会有不连通孔隙中的油和部分吸附态的油未被计算,但该方法更能体现泥页岩中储集空间对页岩油赋存的意义,比较接近开发的地质实际。含油饱和度参数的获取最好使用密闭取芯,以减少游离态烃类的损失。但由于成本较高,且在以往勘探中,泥页岩并不作为目的储层,所以我国各油田普遍缺少泥页岩的密闭取芯资料。吐哈油田公司对马朗凹陷 H23 井芦草沟组泥页岩进行了系统密闭取芯,分析显示,含油饱和度在  $16.3\% \sim 76.6\%$  之间,平均为  $34.9\%$ 。

## 3 泥页岩含油性评价

页岩油与页岩气地质评价方面有很多的相似之处,如都需要泥页岩有机质丰度高,有一定的厚度和分布范围,矿物组成中石英、碳酸盐岩等脆性矿物要达到一定的脆性要求等。但页岩油与页岩气又有显著的不同,首先是页岩油的形成要求泥页岩成熟度适中,正处于生油窗内,而泥页岩从低成熟度到高成熟度均可

形成页岩气;页岩油中烃类组分种类多、分子体积大,而页岩气中烃类以甲烷为主,体积小、易流动,从而有效储集空间的划分界线不同等,因此,页岩油的含油性评价不能完全照搬页岩气的含气性评价体系。

### 3.1 有机地球化学评价

泥页岩含油性有机地球化学参数  $S_1$  和氯仿沥青“A”主要受烃源岩质量的控制。在有机质类型、成熟度相近的条件下,  $S_1$  或者氯仿沥青“A”随 TOC 的变化一般表现为三个阶段,即稳定低值段、线性增加段和稳定高值段;稳定高值段表示泥页岩总体上已满足了自身的烃类吸附和残留,可以排烃;稳定高值段出现的拐点 TOC 值可作为页岩油的有利层段的有机质丰度下限<sup>[15]</sup>。马朗凹陷芦草沟组二段是页岩油发育的主力层段,其有机质类型差别不大,多富含腐泥无定形组分。本次研究所选样品成熟度在低成熟阶段到成熟早期阶段 ( $R_o$   $0.55\% \sim 0.75\%$  之间),处于芦草沟组烃源岩的主生烃段范围,可以认为成熟度差异不大。所以,芦草沟组泥页岩其含油性主要受总有机碳含量 (TOC, %) 的影响。在  $S_1$  与 TOC 散点图中,上包络线直接由直线上升段变为稳定高值段;  $S_1$  随 TOC 变化的稳定低值段不存在,直接进入线性增加段,表明该套泥页岩作为烃源岩的整体性质很好,在目前的成熟度条件下均已经开始生烃(图 3a)。 $S_1$  达到的稳定高值约为  $3 \text{ mgHC} \cdot \text{g}^{-1}$ ,拐点处 TOC 为  $4\%$ 。由于样品数量限制,氯仿沥青“A”与 TOC 关系没有表现出三分性特征(图 3b)。所以,有机质丰度大于  $4\%$  的芦草沟组泥页岩含油性最好,而且部分已经发生过烃类的初次运移,这对泥页岩层系中非烃源岩储层的烃类富集具有重要意义。

### 3.2 储层物性评价

对常规砂岩储层,含油饱和度越高表明储层含油性越好。孟元林(2010)对松辽盆地北部中浅层常规砂岩储层含油饱和度和孔隙度统计分析表明,所有探井的含油饱和度和孔隙度之间均呈正相关关系<sup>[16]</sup>。马朗凹陷 H23 井中侏罗统常规砂岩储层密闭取芯分析显示,含油饱和度与孔隙度之间也呈正相关关系(图 4a、表 2)。考虑到泥页岩储层的含油性要受本身的生烃能力和储集空间发育的双重影响,对 H23 井芦草沟组部分岩芯进行了源、储系统分析(表 2)。结果显示,泥页岩储层含油饱和度与孔隙度关系明显不同于砂岩储层(图 4b),与 TOC 之间关系也较复杂(图 4c)。由于含油饱和度是一个相对概念,对于砂岩油层,孔隙度越大含油饱和度越高,所含油的体积

也越大,而对于泥页岩储层则存在不确定性。

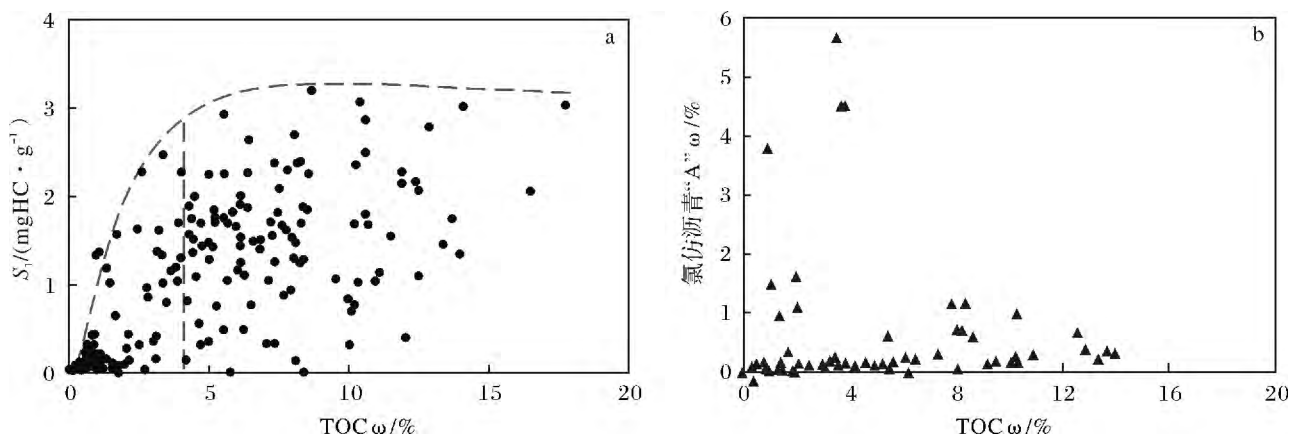


图 3 马朗凹陷芦草沟组泥页岩  $S_1$ —TOC 关系( a) 和氯仿沥青“A”—TOC 关系( b)

Fig. 3 Relations of Lucaogou Formation shale  $S_1$ —TOC and chloroform bitumen "A"—TOC in Malang sag

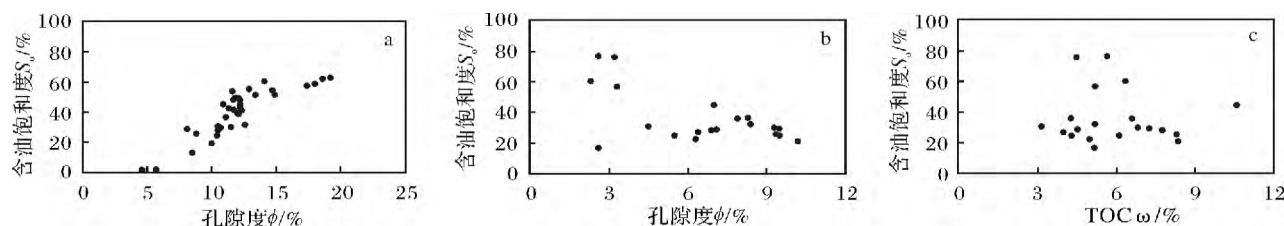


图 4 马朗凹陷 H23 井砂岩储层含油饱和度与孔隙度关系( a) 泥页岩储层含油饱和度与孔隙度( b) 、TOC( c) 关系

Fig. 4 Relation between oil saturation and sandstone reservoirs porosity ( a) , shale reservoirs porosity ( b) and TOC ( c) of H23 Well in Malang sag

表 2 马朗凹陷密闭取芯实验分析数据

Table 2 Experimental data for sealed coring in Malang sag

| 样号 | 深度 H/Km | 岩性    | 含油饱和度 $S_o$ /% | 孔隙度 $\phi$ /% | 含油率 $P_o$ /% | 排驱压力 $P_d$ /MPa | TOC $\omega$ /% |
|----|---------|-------|----------------|---------------|--------------|-----------------|-----------------|
| 1  | 2.3120  | 泥质白云岩 | 75.9           | 3.2           | 2.429        | 0.050           | 4.50            |
| 2  | 2.3123  | 泥质白云岩 | 64.8           | 2.3           | 1.490        | 0.582           | 4.00            |
| 3  | 2.3149  | 含云泥岩  | 32.0           | 8.4           | 2.688        | 0.006           | 5.20            |
| 4  | 2.3181  | 含云泥岩  | 20.1           | 10.2          | 2.050        | 3.432           | 8.00            |
| 5  | 2.3184  | 白云质泥岩 | 29.4           | 9.5           | 2.793        | 4.232           | 7.30            |
| 6  | 2.3192  | 含云泥岩  | 24.6           | 9.5           | 2.337        | 6.223           | 6.13            |
| 7  | 2.3204  | 含云泥岩  | 15.0           | 11.5          | 1.725        | 3.582           | 7.40            |
| 8  | 2.3224  | 白云质泥岩 | 17.6           | 10.4          | 1.830        | 3.853           | 6.34            |
| 9  | 2.3222  | 凝灰质泥岩 | 24.7           | 5.5           | 1.3585       | —               | 4.31            |
| 10 | 1.5308  | 粗砂岩   | 62.1           | 18.6          | 11.551       | 0.030           | —               |
| 11 | 1.5309  | 粗砂岩   | 62.8           | 19.2          | 12.058       | 0.038           | —               |
| 12 | 1.5312  | 粗砂岩   | 57.5           | 17.4          | 10.005       | 0.149           | —               |
| 13 | 1.5313  | 粗砂岩   | 54.4           | 14.7          | 7.997        | 0.195           | —               |
| 14 | 1.5301  | 砂砾岩   | 48.3           | 11.7          | 5.651        | 0.280           | —               |
| 15 | 1.5328  | 砂砾岩   | 60.5           | 14.1          | 8.531        | 0.311           | —               |
| 16 | 1.5331  | 砂砾岩   | 49.2           | 11.8          | 5.806        | 0.451           | —               |
| 17 | 1.5295  | 砂砾岩   | 39.2           | 12.1          | 4.743        | 0.613           | —               |
| 18 | 1.5303  | 砂砾岩   | 36.5           | 11.1          | 4.052        | 0.487           | —               |
| 19 | 1.5299  | 砂砾岩   | 30.2           | 10.5          | 3.171        | 0.607           | —               |
| 20 | 1.5345  | 砂砾岩   | 25.5           | 8.8           | 2.244        | 1.483           | —               |

注: —表示此项未测试。

与常规砂岩储层相比,非常规储层具有含油气丰度低的特点,地质研究中以明确致密储层中含有多少油气为主要目的<sup>[17]</sup>。为此,提出“含油率( $P_o/\%$ )”来定量表征泥页岩储层的含油性,表示单位体积岩石所含油的体积百分数。该参数可由岩芯洗油直接求取,也可通过含油饱和度与孔隙度相乘求得。马朗凹陷芦草沟组页岩油在20℃条件下,平均密度为0.9003 g/cm<sup>3</sup>,50℃条件下原油粘度分布在20~2650 mPa·s之间,整体表现为高密度、高黏度的特征<sup>[5]</sup>,认为常规取芯轻烃散失对计算体积含油率影响不大。同时由于密闭取芯资料有限,结合试油层段的常规取芯数据,建立了芦草沟组页岩油含油率与孔隙度关系,二者整体呈正相关,产油层与干层含油率( $P_o/\%$ )界线可定为1%,对应孔隙度为3%(图5)。

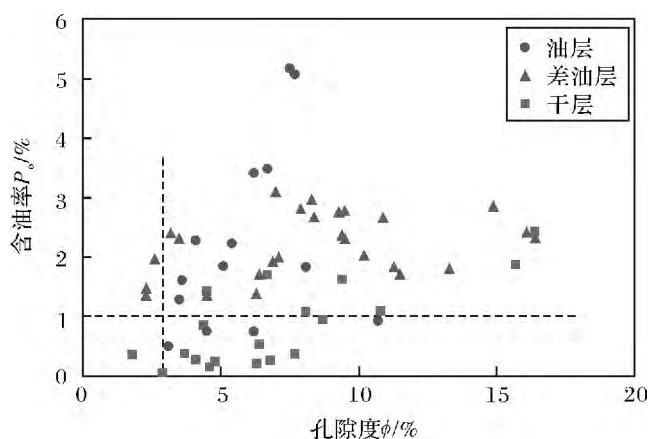


图5 马朗凹陷芦草沟组泥页岩储层孔隙度与含油率关系

Fig. 5 Relation between porosity and oil rate for Lucaogou Formation shale oil reservoir

### 3.3 泥页岩富油的微观机制

对于常规砂岩油藏,原油是在浮力作用下克服毛细管阻力进入储层,并聚集成藏。在油气充注强度相似的条件下,油气优先进入高孔隙、低毛细管阻力的大孔隙中,在充注达到一定程度后再向低一级孔隙中充注,从而表现为含油饱和度与孔隙度呈正相关关系,而源内“自生自储”的泥页岩储层富油机制相对要复杂一些。研究区芦草沟组为一套优质的烃源岩,生烃能力强。油源对比表明,中侏罗统西山窑组原油有二叠系芦草沟组泥页岩的贡献<sup>[18]</sup>。从区域背景分析,芦草沟组泥页岩储层所含油,部分是向浅层运移后的残留油,是原油运移动力不足,受毛细管阻力的限制而滞留在烃源岩层系内的结果。芦草沟组二段泥页岩成熟度( $R_o$  0.55%~0.75%)表明其大量脱

水阶段已过,而且受黏土矿物总量的限制,层间水排出量有限,原油的排运动力主要靠生烃增压。受泥页岩厚度的影响,若生烃增压不足以克服毛细管阻力,则发生原油在泥页岩层系内部滞留,同时形成地层异常压力。目前,马朗凹陷发现的页岩油富集区主要位于地层剩余压力中等和较高的地带,表明原油源内滞留引起了地层异常高压<sup>[19]</sup>。所以,泥页岩储层富油机制不同于常规砂岩储层。

将研究限定于芦草沟组泥页岩层系内部,由于岩层的非均质性,不同岩性生烃能力不同,如本区广泛发育的纹层岩,由富含有机质的暗色层和贫有机质的浅色层构成,这导致烃类宏观滞留富集的微观表现形式存在差异。排驱压力会影响原油在岩层中的运移能力,对于西山窑组常规砂岩储层,排驱压力与含油率呈负相关,表明储层的排驱压力主要是阻止原油的充注,储层富油是原油克服毛细管阻力的充注聚集过程(图6)。对于芦草沟组泥页岩储层,排驱压力与含油率关系表现为二分性。排驱压力在0.001~1.0 MPa之间时,含油率随排驱压力变大而降低;在约大于1.0 MPa时,含油率随排驱压力变大而变大,两部分的含油率变化区间相似,最大均约为3%(图6)。对于排驱压力小于1 MPa的三个样品,总有机碳含量(TOC,%)分别为4.0%、4.5%和5.2%,按前文的评价结果,这三个样品刚达到页岩油有利层段的TOC要求,排烃能力较弱。因此,对于排驱压力小于1 MPa的泥页岩,富油机制与常规砂岩储层相同,主要为原油充注聚集过程;排驱压力大于1.0 MPa的泥页岩,富油机制与常规砂岩储层不同,主要是原油在源岩内滞留富集—排驱压力越大,油排出越难,越容易滞留在烃源岩内部,使这类储层含油率增大(图6)。

对芦草沟组泥页岩样品进行氯仿抽提前后TOC测定对比发现,TOC较低的含云泥岩、泥质白云岩、泥晶白云岩等,抽提后TOC降低幅度较大,表明有外来烃的影响<sup>[19]</sup>。这也说明芦草沟组优质烃源岩生成的烃类向临近的岩层发生过短距离初次运移,存在充注聚集的过程。初次运移的通道可以是微裂缝、“干酪根网络”,运移的动力主要是生烃增压。因此,马朗凹陷芦草沟组中,高有机质丰度的泥页岩和与其临近的相对高孔隙度、低有机质丰度的泥页岩均可以形成有利的页岩油储层。

## 4 页岩油有利储层预测

马朗凹陷芦草沟组页岩油富集的基本条件是



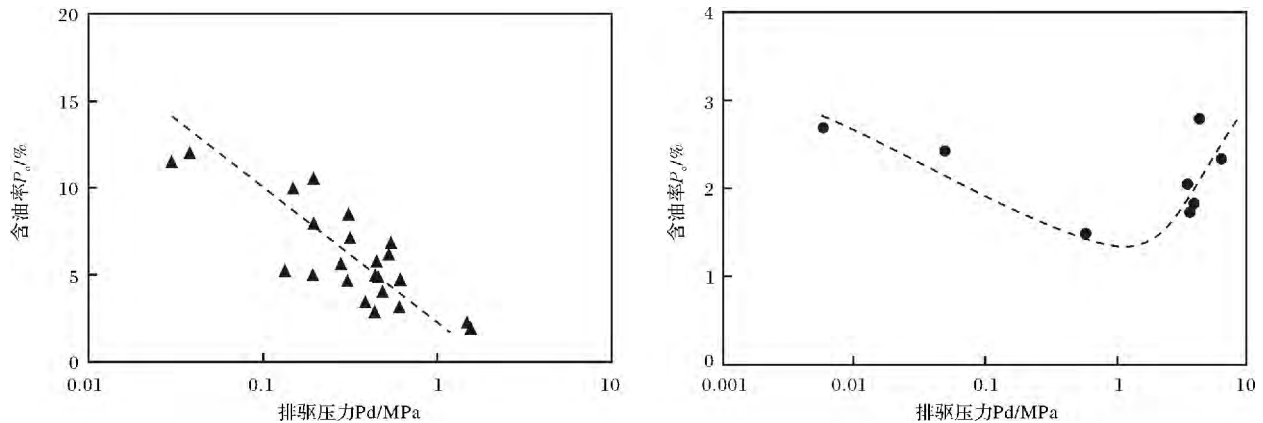


图 6 马朗凹陷常规砂岩储层(左)与泥页岩储层(右)排驱压力与含油率关系

Fig. 6 Relationship between threshold pressure and oil rate of conventional sandstone reservoir (left) and shale reservoir (right) in Malang sag

TOC 大于 4% ,孔隙度大于 3% ,表明页岩油富集层段应具有良好的源、储共生岩性关系或者有利的岩性组合类型。烃源岩、储层实验分析表明,泥岩、灰质泥岩、白云质泥岩等岩性具有良好的源、储性质,约 80% 的样品 TOC 大于 4%;灰质泥岩、白云质泥岩孔隙度主要分布在 6% ~ 12% 之间,泥岩孔隙度主要分布在 4% ~ 10% 之间,多数样品可以达到源、储要求。试油结果显示,以泥岩为主,夹(薄层)泥岩灰质或泥质白云岩,或者以灰质泥岩、白云质泥岩为主的岩性组合类型,主要发育于深湖—半深湖亚相,是芦草沟组页岩油富集的最有利岩性组合类型,含油性最好,一些井段已获得页岩油流,如 H7 井最高日产页岩油 22.2 m<sup>3</sup>。因此,在低成熟—成熟早期( $R_o$  0.55% ~ 0.75%)的主生烃带范围内,深湖—半深湖沉积相发育区是马朗凹陷芦草沟组页岩油勘探的最有利区域(图 7 粉色虚线范围的深湖—半深湖相带)。

## 5 结论

(1) 马朗凹陷芦草沟组页岩油可以游离态存在于微孔隙和微裂缝中,以溶解态赋存于有机质孔隙中,以吸附态存在于“干酪根网络”或矿物颗粒表面;芦草沟组泥页岩中,比表面积较大的黏土矿物含量较低,吸附态页岩油含量不高。

(2) 可用热解参数  $S_1$ 、氯仿沥青“A”和体积含油率( $P_o$ , %)定量表征芦草沟组泥页岩储层的含油性,含油率比含油饱和度更能准确表征泥页岩的含油性;芦草沟组页岩油富集层段要求 TOC 大于 4% ,孔隙度大于 3% ,对应含油率大于 1% 。

(3) 泥页岩储层原油富集机制不同于常规砂岩

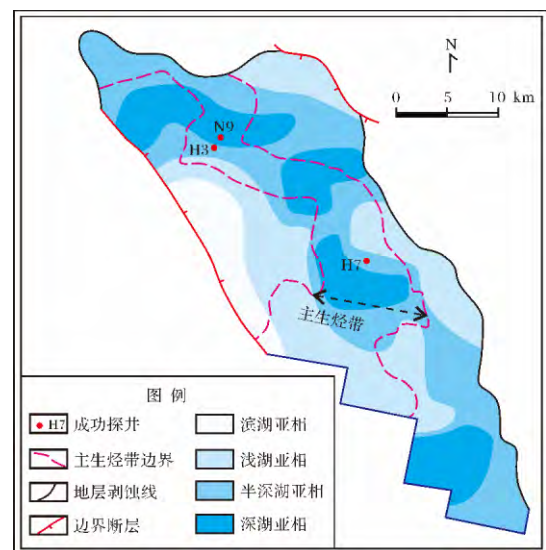


图 7 马朗凹陷芦草沟组页岩油勘探有利区域

Fig. 7 The favorable exploration area for Lucaogou Formation shale oil in Malang sag

储层,具有源内滞留富集和经短距离初次运移富集两种微观机制,扩展了有利储层段的预测范围;有利的岩性组合是马朗凹陷页岩油富集的关键,以泥岩为主,夹(薄层)泥质灰岩或泥质白云岩或者以灰质泥岩、白云质泥岩为主的岩性组合最有利,沉积于深湖—半深湖环境。

## 参考文献(References)

- 1 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]

- 2 邹才能, 张光亚, 陶士振, 等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 129-145 [Zou Caineng, Zhang Guangya, Tao Shizhen, *et al.* Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 129-145]
- 3 唐晓梅, 曾联波, 岳锋, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩油储层裂缝特征及常规测井识别方法[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(6): 95-99 [Tang Xiaomei, Zeng Lianbo, Yue Feng, *et al.* Fracture characterization and identification by conventional logs of shale reservoirs in Ordos Basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(6): 95-99]
- 4 马永生, 冯建辉, 牟泽辉, 等. 中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 22-29 [Ma Yongsheng, Feng Jianhui, Mou Zehui, *et al.* The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SINOPEC [J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 22-29]
- 5 陈祥, 王敏, 严永新, 等. 泌阳凹陷陆相页岩油气成藏条件[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(4): 568-576 [Chen Xiang, Wang Min, Yan Yongxin, *et al.* Accumulation conditions for continental shale oil and gas in the Biyang depression [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(4): 568-576]
- 6 梁世君, 黄志龙, 柳波, 等. 马朗凹陷芦草沟组页岩油形成机理与富集条件[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 588-594 [Liang Shijun, Huang Zhilong, Liu Bo, *et al.* Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang sag, Santanghu Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 588-594]
- 7 张晋言. 页岩油测井评价方法及其应用[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(3): 1154-1162 [Zhang Jinyan. Well logging evaluation method of shale oil reservoirs and its application [J]. Progress in Geophysics, 2012, 27(3): 1154-1162]
- 8 梁浩, 罗权生, 孔宏伟, 等. 三塘湖盆地火山岩中沸石的成因及其储层意义[J]. 沉积学报, 2011, 29(3): 537-543 [Liang Hao, Luo Quansheng, Kong Hongwei, *et al.* Formation and distribution of zeolite in volcanic rock and its effect on reservoirs in Santanhu Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(3): 537-543]
- 9 李红, 柳益群, 梁浩, 等. 三塘湖盆地二叠系陆相热水沉积方沸石岩特征及成因分析[J]. 沉积学报, 2012, 30(2): 205-218 [Li Hong, Liu Yiqun, Liang Hao, *et al.* Lithology and origin analysis of sublacustrine hydrothermal deposits characterized by analcime, sanidine, dolomite, quartz, etc. in Lucaogou Formation, Middle Permian, Santanghu Basin, Northeast Xinjiang, China [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(2): 205-218]
- 10 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展, 2010, 25(6): 597-604 [Zhang Xuefen, Lu Xiancai, Zhang Linye, *et al.* Occurrences of shale gas and their petroleum geological significance [J]. Advances in Earth Science, 2010, 25(6): 597-604]
- 11 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 [C]. Society of Petroleum Engineers, 2010, SPE 131350
- 12 柳波, 吕延防, 赵荣, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥页岩系统地质超压与页岩油富集机理[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 699-705 [Liu Bo, Lü Yanfang, Zhao Rong, *et al.* Formation overpressure and shale oil enrichment in the shale system of Lucaogou Formation, Malang sag, Santanghu Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 699-705]
- 13 吉利明, 邱军利, 张同伟, 等. 泥页岩主要黏土矿物组分甲烷吸附试验[J]. 地球科学, 2012, 37(5): 1143-1050 [Ji Liming, Qiu Junli, Zhang Tongwei, *et al.* Experiments on methane adsorption of common clay minerals in shale [J]. Earth Science, 2012, 37(5): 1143-1050]
- 14 卢双舫, 张敏. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008 [Lu Shuangfang, Zhang Min. Oil and Gas Geochemistry [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008]
- 15 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 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): 249-256 [Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, *et al.* Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources discussion and application [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249-256]
- 16 孟元林, 潘雪梅, 吴河勇, 等. 松辽盆地北部中浅层含油饱和度和孔隙度的关系与油气侵位对成岩作用的抑制[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2010, 29(1): 11-16 [Meng Yuanlin, Pan Xuemei, Wu Heyong, *et al.* Porosity and oil saturation correlation and diagenetic retardation of sandstone by hydrocarbon emplacement in the shallow-middle strata of the Northern Songliao Basin [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2010, 29(1): 11-16]
- 17 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653 [Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, *et al.* Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653]
- 18 高岗, 李华明, 梁浩, 等. 三塘湖盆地侏罗系油气来源与油气成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(1): 18-25 [Gao Gang, Li Huaming, Liang Hao, *et al.* Origin of Jurassic hydrocarbon and accumulation model in Santanghu Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(1): 18-25]
- 19 黄志龙, 马剑, 吴红烛, 等. 马朗凹陷芦草沟组页岩油流体压力与初次运移特征[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(5): 7-11 [Huang Zhilong, Ma Jian, Wu Hongzhu, *et al.* Fluid pressure and primary migration characteristics of shale oil of Lucaogou Formation in Malang sag [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(5): 7-11]

## The Oil-bearing Property Characteristics and Evaluation of Lucaogou Formation Shale Reservoirs in Malang Sag

GUO Xiao-bo<sup>1</sup> HUANG Zhi-long<sup>1</sup> CHENG Xuan<sup>2</sup> ZHANG Wen-dan<sup>1</sup>  
CHEN Chang-chao<sup>1</sup> LI Hong-qiang<sup>2</sup> ZHANG Yu-zhi<sup>2</sup> SUN Mei-li<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249;

2. Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oilfield Company, CNPC, Hami, Xinjiang 839000)

**Abstract:** Through geochemical analysis, physical analysis and mercury intrusion analysis of conventional shale core and sealing drilling shale core, combining with the production oil test, this paper discussed the oil-bearing property of Lucaogou Formation shale oil reservoirs in Malang sag. It also studied the accumulation mechanism of shale oil, and the characteristics favorable reservoir development and distribution. The results show that the oil-bearing property of Lucaogou Formation shale is under the control of the richness of organic matter and porosity of the shale reservoirs. The TOC (%) of the shale reservoirs enriched oil should be more than 4%, and the porosity should be more than 3%. Volume-oil-bearing rate ( $P_o$ , %) can reflect the oil-bearing property of the shale reservoirs more accurate than the oil saturation. For shale reservoir enrichment in oil, the volume-oil-bearing rate should be more than 1%. Mercury injection data indicate that oil enrichment mechanism of shale reservoir is different from conventional sandstone reservoirs. Oil entering the shale reservoirs includes two processes, one is that hydrocarbon was stranded in source rock without migration, the other is that oil moved into poor-source rock system near high quality source rock by short distance primary migration. Beneficial lithologic association is the main influence factor for shale oil enrichment. The configuration relation of mudstone interbedded by argillaceous limestone, argillaceous dolomite or in calcareous mudstone and dolomitic mudstone is primarily the optimal lithologic association, and has the best oil-bearing property, which is deposited in sedimentary environment of deep lake and semi-deep lake.

**Key words:** shale oil; reservoirs; oil-bearing property; oil enrichment mechanism; Malang sag