

文章编号: 0253-2697(2012)04-0588-07

马朗凹陷芦草沟组页岩油形成机理与富集条件

梁世君¹ 黄志龙² 柳波^{2,3} 燕列灿¹ 李华明¹ 马剑²

(1. 中国石油吐哈油田公司 新疆哈密 839009;

2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室 北京 102249; 3. 东北石油大学地球科学学院 黑龙江大庆 163318)

摘要:三塘湖盆地马朗凹陷二叠系芦草沟组源内页岩油的发现对常规油藏勘探理论提出了巨大的挑战。在大量岩心观察、薄片鉴定的基础上,结合地质条件、分析化验、试油情况,深入研究了本区页岩油形成机制与富集条件。研究表明,芦草沟组页岩油主要是烃源岩在低熟—成熟早期演化阶段生成的原地滞留原油,页岩油具有高密度、高黏度的物性特点和低饱芳比、高非沥比的族组成特征。页岩油在源岩中的赋存形式主要有两种,即干酪根表面的吸附态及基质孔隙、纹层与水平层面间、微裂缝中的游离态。页岩油大面积连续分布在源岩层中,没有明显的油水界面,油水分异差,产油水比例取决于烃源岩的演化程度,需人工改造才能获得产能,单井产量小但稳产时间长。页岩油富集的控制因素为:①具有生成、储集大量石油的条件;②较好的保存条件,导致大量排烃的断裂不发育。

关键词:非常规油气;页岩油;连续分布;油气富集条件;三塘湖盆地

中图分类号:TE122.1 **文献标识码:**A

Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang sag, Santanghu Basin

LIANG Shijun¹ HUANG Zhilong² LIU Bo^{2,3} YAN Liecan¹ LI Huaming¹ MA Jian²

(1. *PetroChina Turpan-Hami Oilfield Company, Hami 839009, China*; 2. *State Key Laboratory of Petroleum Resource & Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China*;
3. *College of Geosciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China*)

Abstract: Tight reservoirs were found in the Permian Lucaogou Formation of Malang sag in Santanghu Basin, which is a great challenge to the conventional oil-gas exploration theory. Based on the core observation and thin section identification, then combined with geological conditions, analytical data and testing for oil, we investigated in detail the formation mechanism and enrichment condition of Lucaogou Formation shale oil. The research result showed that Lucaogou Formation shale oil is a kind of low-maturity oil generated at the low-maturity to early-mature stage of source rocks and retained in-situ. The oil was characterized by high density, high viscosity, low saturated/aromatic hydrocarbon ratio and high non-hydrocarbon/asphalt ratio. There are two main forms for the occurrence of the shale oil in source rocks, one is an absorbed state on kerogen surface and the other is a free state in matrix pores, interlayers between laminae and flat seams, and microfissures. Besides, the shale oil is continuously distributed in a large scale in source rocks, with no obvious oil-water boundary and being poor in oil/water differentiation. The oil-water ratio in production depends on the thermal maturity of source rocks and wells cannot get the deliverability without artificial transformation. The yield of a single well is low but stable for a long time. There are two controlling factors for the shale oil enrichment, one is good conditions for generating and entrapping large amounts of oils, and the other is favorable preservation conditions of oils in source rocks due to undeveloped faults for oil expulsion.

Key words: unconventional oil and gas; shale oil; continuous distribution; hydrocarbon accumulation condition; Santanghu Basin

国内外页岩气勘探开发历程和成功实例表明,这种非常规油气资源储量丰富,将成为未来最为重要的勘探领域之一^[1-2]。页岩气是烃源岩中未运移出去的

以吸附、游离或者水溶方式存在的连续烃类聚集^[3-4]。当烃源岩处于生油窗的热演化阶段时,页岩中赋存的烃类为液态,称为“页岩油”。在美国,页岩油的勘

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973)项目(2011CB201105)资助。

第一作者:梁世君,男,1963年2月生,1984年毕业于西南石油大学,现为中国石油吐哈油田公司教授级高级工程师,主要从事石油地质勘探研究、部署和生产管理工作。Email:13999031792@vip.sina.com

通讯作者:柳波,男,1983年12月生,2011年获中国石油大学(北京)博士学位,现为东北石油大学讲师,主要从事油气藏形成机理与分布规律、非常规油气地质方面的教学和科研工作。Email:liubo6869@163.com

探以巴肯页岩最为成功,号称“巨型油田革命”,USGS估算巴肯页岩油含油面积约为 $3.8 \times 10^4 \text{ km}^2$,工业储量为 3.65×10^9 桶,并将建成为美国第二大油田。北美页岩油气勘探的接连成功极大地促进了非常规油气勘探理论的发展,并掀起了中国页岩油气勘探的热潮。中国同样具有发展非常规油气资源的地质条件,鄂尔多斯盆地和四川盆地也相继发现了“连续型”油气^[5-10]。

三塘湖盆地位于新疆维吾尔自治区东北部,在地史时期整体属于大陆边缘活动带。自1998年发现开始,位于中央拗陷带的马朗凹陷二叠系芦草沟组在随后的5年间,共探明含油面积 71.2 km^2 ,探明石油地质储量 $5762 \times 10^4 \text{ t}$,而早期研究认为油气藏类型为裂缝型泥岩油藏,严重阻碍了下一步勘探突破,虽然油气显示丰富,却难以建成产能^[8]。直至2010年,运用页岩油气勘探理论钻探部署的水平井获得工业油流,拉开了中国页岩油勘探的序幕。勘探实践表明,马朗凹陷二叠系芦草沟组油气主要产出于芦草沟组二段,试油段岩性以灰质泥岩、云质泥岩为主,TOC为 $1.38\% \sim 11.90\%$,产油量为 $0.01 \sim 22.20 \text{ m}^3/\text{d}$,产油层即是很好的烃源岩层。该套源岩页理较不发育,多见水平纹层,基质孔隙虽小,但仍然是油气储集的主要空间。按照USGS的全石油系统评估单元(TPS-AU)方法^[11],初步估算了马朗凹陷芦草沟组源内储量规模为 $17579.99 \times 10^4 \text{ t}$ 。

为此,有必要进一步明确油气在烃源岩层段中的富集规律,为三塘湖盆地二叠系致密源岩油气的勘探

提供地质依据。

1 页岩油原油性质

马朗凹陷芦草沟组源岩 R_o 值主要分布在 $0.5\% \sim 0.9\%$,几乎都处于低熟—成熟阶段。原油生物标志化合物 C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 及 C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha/20S/(20S+20R)$ 等成熟度参数也表明原油成熟度不高,具有有别于典型成熟原油的物性和族组成特征^[12]。

马朗凹陷芦草沟组原油密度特征总体相近,温度为 20°C 时,原油密度平均 0.9003 g/cm^3 。温度为 50°C 时,原油黏度从 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 到 $2650 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 均有分布,其中原油黏度最高为马中地区,平均值为 $738.8 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,其次为牛圈湖地区,平均值为 $382.6 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,黑墩地区原油黏度最低,平均为 $40.9 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。总体上,芦草沟组原油具有高密度、高黏度的物性特征,在原油色谱—质谱上也未发现原油遭受生物降解特征。这种高密度、高黏度的原油主要与成熟度较低有关。

马朗凹陷芦草沟组原油具有典型的较低成熟度原油的族组成特征。其饱芳比 $1.95 \sim 2.96$ (均小于4),平均 2.46 ;非沥比变化范围广,为 $7.03 \sim 89.19$ (均大于5),平均 38.02 。

源岩排烃作用也可以导致源岩中残留的原油密度和黏度较高。然而,芦草沟组油层厚度较大,断裂不发育的地区源岩向外大量排烃作用并不明显。研究表明,随着埋深和成熟度的增加页岩油的密度和黏度逐渐降低(图1),由此可见,页岩油密度和黏度高主要与原油成熟度较低有关。

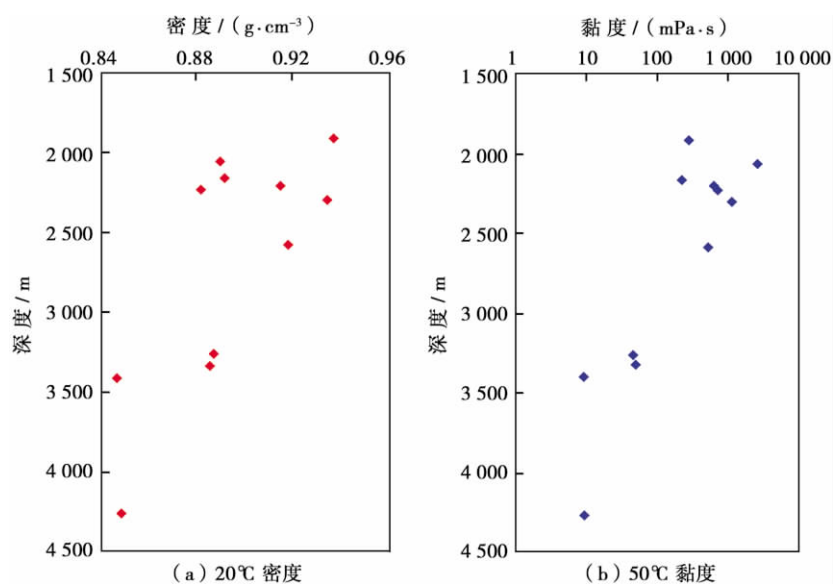


图1 马朗凹陷页岩油原油密度、黏度与埋深关系

Fig. 1 The relationship between physical property of shale oil and depth in Malang sag

2 页岩油赋存形式

液态石油较天然气分子大,其赋存形式与页岩气略有不同。由于马朗凹陷芦草沟组以湖相碳酸盐岩、泥岩及它们的过渡岩性为主,富有机质、黏土,刚性颗粒和脆性矿物含量多,源内的液态石油主要具有吸附态和游离态两种赋存形式,其他的赋存形式贡献不大。

吸附态烃类是指吸附在干酪根和黏土颗粒表面的烃类。本区广泛分布的烃源岩沉积时处于能量较弱、粗碎屑物源供给匮乏的安静水体中,沉积物颗粒很细,黏土矿物含量高,富含有机质,TOC主区间为3%~6%,生成的油气直接吸附在干酪根表面(图2)。页岩层系中纹层岩的有机质主要存在于泥质纹层中,这种“干酪根网络”为油气储集提供了大量空间。

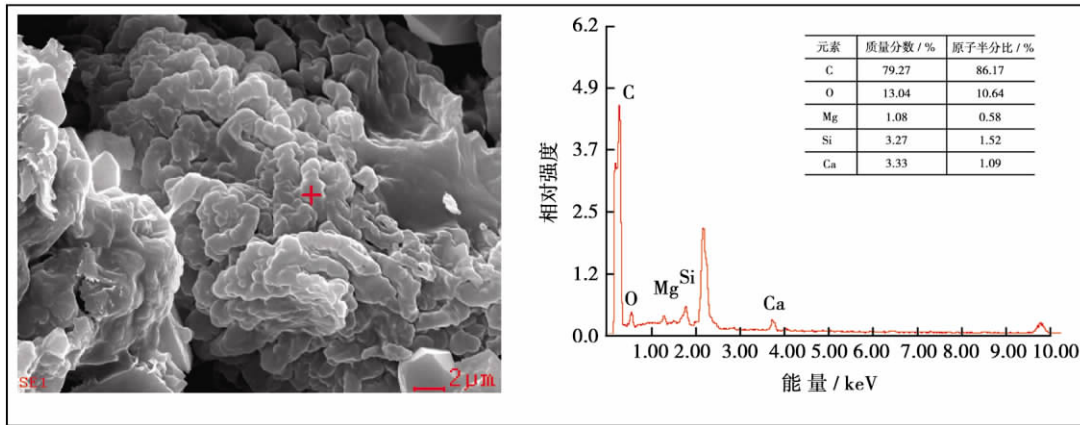


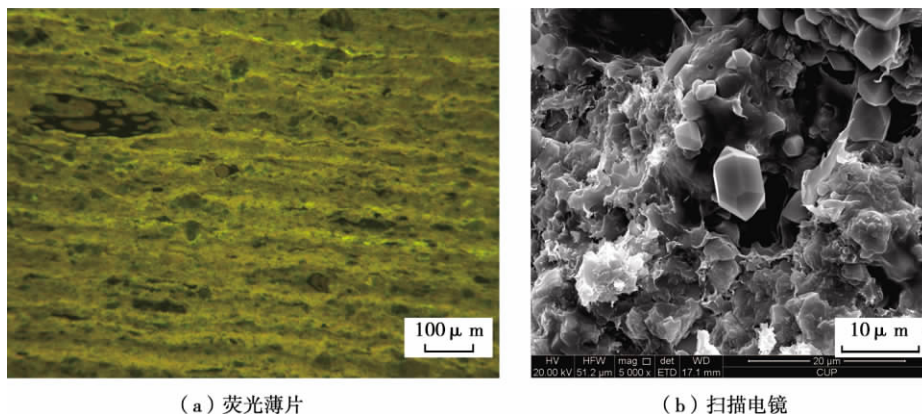
图2 芦草沟组泥质灰岩干酪根扫描电镜特征

Fig. 2 Kerogen characteristics of Lucaogou Formation shaly limestone by scanning electron microscope

游离态烃类是指赋存在基质孔隙和微裂缝中的烃类。镜下具有生烃能力的灰质泥岩、云质泥岩等岩性的基质普遍具有较强的荧光(图3),泥岩呈似水平状荧光特征,基质富含无定形有机质,并可见到镜质体;而铸体薄片观察却未见明显的孔隙,烃类主要赋存在肉眼难以观察的基质孔隙中。基质孔隙主要为石英等刚性颗粒间的原生孔隙。

毛管实验统计法求得基质的有效储集能力高于裂缝,并且认为基质的储集能力是裂缝的2~10倍。但裂缝对储集层的改造作用是不可忽视的,尤其是在页岩油勘探初期,马朗凹陷南部逆冲大型断裂带附近,牛圈湖、马中背斜轴部易产生微裂缝,游离态油气含量较多,且渗透性较好,有利于油气的发现。随着勘探程度的进一步提高,勘探对象应逐步转向基质富油的连续型页岩油。

裂缝也是游离态烃类富集的储集空间之一。根据



(a) 荧光薄片

(b) 扫描电镜

图3 芦草沟组泥岩基质储集空间特征

Fig. 3 Reservoir characteristics of Lucaogou Formation mudstone matrix

3 页岩油形成机理及特点

3.1 原油初次运移不明显,原地滞留

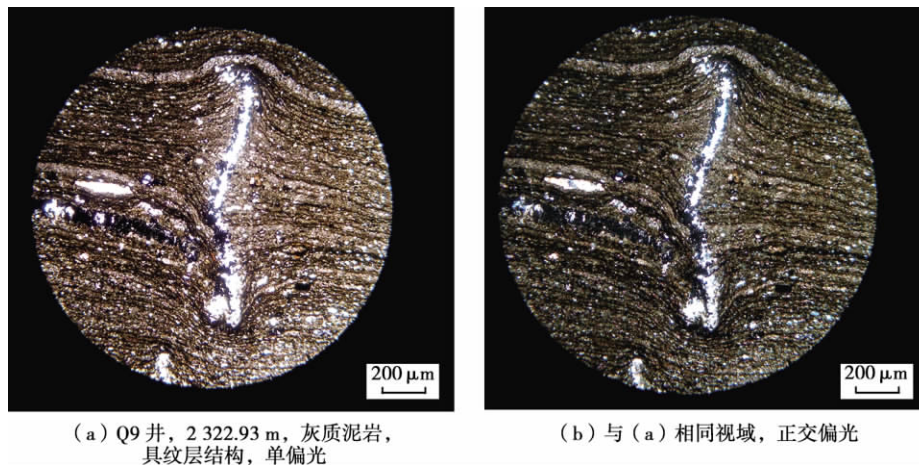
湖相细粒岩沉积受气候影响比较大,形成的烃源

岩岩性不纯,石英等刚性颗粒及碳酸盐含量较高,使烃源岩储集空间较为发育,为页岩油的赋存提供了空间条件。芦草沟组烃源岩演化程度较低,生成的原油具有高密度、高黏度的物性特征,排烃所需动力要求更

高。由生烃作用产生的异常高地层压力是油气初次运移最重要的动力,这种异常压力和构造运动的共同作用可以引起烃源岩顺着纹层、水平层理发育大量微裂缝,生成的油气在达到干酪根吸附量最大值并充满刚性颗粒间孔隙后,可以顺着微裂缝发生初次运移^[13]。但由于芦草沟组烃源岩大都处于低熟—成熟早期演化阶段,烃源岩分布范围广、厚度大、埋深小、孔隙体积保留较多,页岩层系内部及顶底板传统意义上的碎屑储层不发育,页岩内部滞油能力强,排烃裂缝未完全突破

岩层(图 4),因此,断裂不发育的地区页岩可能未发生大规模排烃。由此可见,随着生烃作用增强引起的地层压力未能完全开启裂缝,与之相对应的幕式排烃作用不明显^[14-15]。

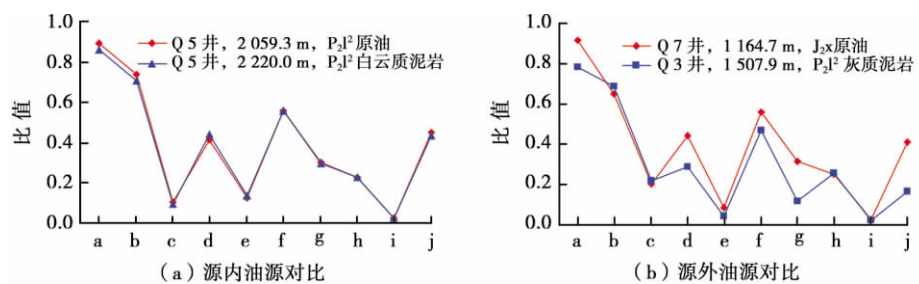
另一方面,芦草沟组源岩层内原油与其附近的源岩可溶有机质各生标参数仅有微小的差别,而与浅部地层中芦草沟组烃源岩所生的原油相差较大(图 5),同样反映了页岩油在源内的运移效应不明显,而向源外的运移效应明显。



(a) Q9 井, 2 322.93 m, 灰质泥岩, 具纹层结构, 单偏光
(b) 与 (a) 相同视域, 正交偏光

图 4 芦草沟组烃源岩排烃缝特征

Fig. 4 Characteristics of expulsion fracture of Lucaogou Formation source rock



(a) 源内油源对比
(b) 源外油源对比
a—Pr/Ph; b—C₂₁-/C₂₂+; c—Ts/(Ts+Tm); d— γ -蜡烷/C₃₀ 藿烷; e—三环萜烷/五环萜烷; f—C₃₁ 藿烷 22 S/(22 S+22 R); g—C₂₉ 甾烷 20 S/(20 S+20 R); h—C₂₉ 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$; i—重排甾烷/规则甾烷; j—甾烷/藿烷; J₂x—中侏罗统西山窑组; P₂¹—二叠系芦草沟组二段。

图 5 芦草沟组生油与邻近芦草沟组烃源岩生标多因素对比

Fig. 5 Comparison of multiple biomarker parameters between oil sourced from Lucaogou Formation and source rock of Lucaogou Formation

3.2 原油连续分布, 油水分异差

页岩油是烃源岩生烃后,滞留在源内未发生明显运移的液态烃。其油水产出特点与含油饱和度有关,当烃源岩处于埋藏较浅的部位时,压实作用未能把储集空间中的水排出,生成的油气较少,油水分异较差;随着埋藏加大,生成的烃量逐渐增多,压实作用进一步将孔隙中的水排出,岩石转向亲油性,孔隙中的水减少。这样就形成了随着成熟度和埋深的增加,油水比

例逐渐增大的现象。

试油结果表明,页岩油多含水,且源岩成熟度越低含水越多,如位于源岩低熟区的 A8、A10、A14、A9 井等产水量多于产油量,位于源岩成熟区的 A5、A7、A11 井油水分异较好,产油量大于产水量。向凹陷内部,随着烃源岩成熟度增加,产水量逐渐减少(图 6)。

在已经开始生烃的烃源岩范围内,由于横向输导层效率极低,原油大部分滞留在基质孔隙和微裂缝中,

难以发生源内侧向运移,形成了页岩油连续分布、油水分离差的特点。探井普遍解释有油层,但由于页岩油含油率不同使得单井产量变化较大。

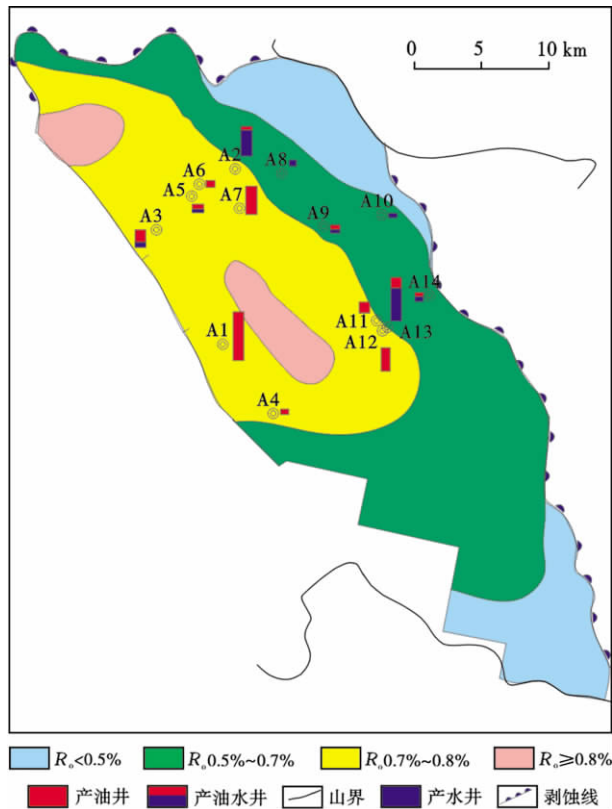


图6 马朗凹陷二叠系页岩产液性质与烃源岩成熟度关系
Fig. 6 The relationship between produced fluid property and source rock maturity of Lucaogou Formation shale in Malang sag

3.3 获得工业产能需要人工改造

页岩油的主要储集空间为基质孔隙,这些孔隙连通性差,试油时没有自然产能,需要进行人工压裂改造才能获得工业产能,压裂使目的层产生大量的人工裂缝,沟通了基质孔隙。A13井在试油初期,无油产量,产水20~170 m³/d不等,在试油第12日后进行人工压裂,压裂后产油4 m³/d、水20 m³/d,稳产时间较长,

具有单井产量低,稳产时间长的生产特点。根据国外页岩油气的开采经验,在油产量有明显降低后,可分阶段进行多次压裂恢复产能。

4 页岩油富集条件

4.1 源岩厚度和高生烃强度是页岩油形成的前提

马朗凹陷芦草沟组有机质类型以I型干酪根为主,具有菌藻类等微生物生源,但在平面分布上略有差别,主要受控于沉积相展布。I型干酪根进入生烃门限后,以生油为主。芦草沟组烃源岩基质富矿物沥青质,显微组分明显有别于其他盆地的烃源岩,富含腐泥无定形富氢组分,为早期大量生烃的主要贡献者,是三塘湖盆地芦草沟组烃源岩生烃的主要原因。

马朗凹陷芦草沟组主要发育的灰质泥岩具有水平层理,页理不发育,样品TOC集中分布于1%~7%, R_o 为0.5%~0.9%,源岩处于生油窗内,源内烃类以液态油为主,与Utica Marcellus地区页岩油的源岩条件类似。由于马朗凹陷芦草沟组的岩性致密,油气不具备大规模运移条件,各钻井出油多少主要取决于该井附近烃源岩的物质条件。统计结果表明,试油以产水为主的井,TOC分布在2%~6%,TOC统计直方图峰值为1%~4%;差油层TOC分布在3%~8%,TOC统计峰值为4%~8%;油层TOC分布在2%~12%,统计峰值为4%~12%。由于液态油比天然气分子大,烃类富集下限应高于页岩气富集的源岩TOC大于2%的标准^[16]。马朗凹陷已建成产能的芦草沟组页岩油均分布在TOC大于4%的范围内,结合本区已有钻井的产油水情况判断,本区芦草沟组页岩油富集的TOC下限应为4%(图7)。

致密源岩的厚度是页岩油形成和评价的另一个重要指标。Burnama认为高TOC页岩的连续厚度至少为45 m才有利于页岩气的形成^[17]。页岩气形成需要的页岩连续厚度大小还取决于其他生烃潜力指标,如生烃潜力越大,要求的页岩厚度越小,Haynesville页岩拥有较高的TOC,一些产量很高的井揭示页岩厚度

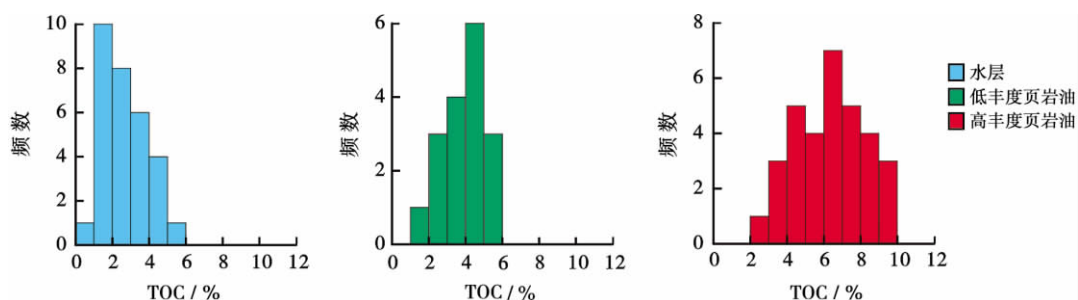


图7 马朗凹陷不同产能页岩油层段 TOC 统计对比

Fig. 7 Comparison of TOC statistics of different oil production shales in Malang sag

小于 45 m。马朗凹陷芦草沟组为还原环境的湖相沉积,烃源岩在垂向上连续分布,有机碳含量最高的芦草沟组二段累积厚度 10~120 m。源岩厚度中心同时也对应着有机碳含量高值分布中心,芦草沟组二段出油的井源岩连续厚度至少为 40 m。

马朗凹陷芦草沟组烃源岩主生烃带的埋深为 1800~2900 m, $S_1/(S_1+S_2)$ 达到 40% 以上, 氯仿沥青“A”/TOC 达到 20% 以上, 地层中的烃类含量在纵向上最大时, 对应 R_o 为 0.55%~0.75%。平面上, 目前的页岩油主要发现于高丰度低熟—成熟早期烃源岩分布区, 未成熟区油气显示差, 源岩进入较高的成熟阶段时 ($R_o > 0.8\%$), 烃源岩由于排烃作用增强, 页岩油丰度大大降低。因此, 源岩演化控制着页岩油的分布, 处于低熟—成熟阶段早期的源岩页岩油富集。

综上所述, 马朗凹陷芦草沟组二段页岩油富集需要满足一定的地质条件, 即有机质类型以 I 型干酪根为主, 有机碳含量至少大于 4%, 连续分布的源岩厚度至少大于 40 m, 处于主生烃演化阶段 (R_o 处于 0.55%~0.75%)。

4.2 特殊的储集性能是页岩油形成与富集的保证

与页岩油赋存形式相对应, 马朗凹陷芦草沟组烃源岩储集性能的特殊性主要表现在以下两个方面。

首先, 有机质孔隙结构较为发育, 烃类吸附在有机质表面, 增加了源岩层储集能力^[18]。富有机质源岩的干酪根随着成熟度的增加逐渐向液态烃类转化, 也会导致岩石中孔隙度的增加。国外研究证实^[19], 在 TOC 平均值为 6.41% 的情况下 (质量百分比), 有机质的体积百分比大约是 12.71%。岩石中 TOC 越高, 有机质占岩石的体积百分比越高, 在进入生烃窗转化为烃类后会使得岩石孔隙度增加。马朗凹陷芦草沟组烃源岩测试结果同样表明, 有机碳含量与孔隙度成正相关, 高丰度的烃源岩具有较高的孔隙度 (图 8), 说明有机质残留孔在页岩孔隙中占有重要地位。

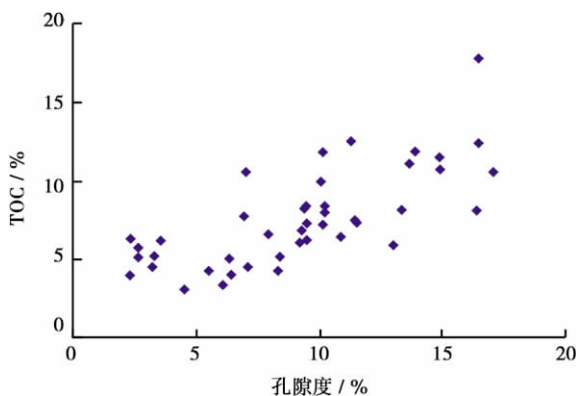


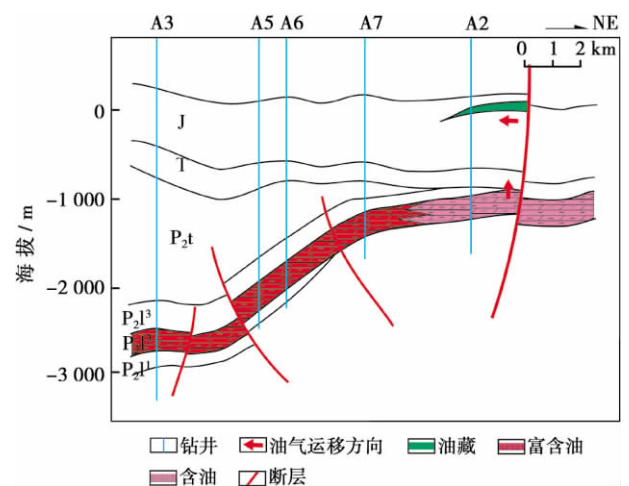
图 8 芦草沟组烃源岩孔隙度与总有机碳含量关系

Fig. 8 The relationship between porosity and TOC of Lucaogou Formation source rock

其次, 游离态的烃类主要存在于刚性颗粒组成的基质孔隙中、纹层与层理间的微裂缝中。这类有利储集相带的主要岩性为泥岩、灰(云)质泥岩、泥质灰(云)岩互层, 并具有较高的碳酸盐含量 (大于 25%), 性脆裂缝易发育; 刚性自生颗粒较多, 粒间孔隙多; 泥岩层多, 有利源岩层系石油的滞留和富集。

4.3 向外输导断裂的发育不利于页岩油的富集

目前芦草沟组页岩油主要发现在 1800 m 以下, 一方面与烃源岩成熟度有关系, 另一方面也与页岩油的保存条件有关。微裂缝是源内油层的主要储集空间之一, 并且有利于沟通源岩孔隙。但较大的向上输导的油源断裂附近, 由于断裂伴生的大量裂缝使得页岩油的丰度大大降低。芦草沟组烃源岩及其生成的原油生物标志化合物特征对比表明^[20], 这类原油只在断裂沟通的三叠—侏罗系中分布, 与之对应的断裂带附近的芦草沟组页岩油不富集 (图 9)。



注: J—侏罗系; T—三叠系; P_{2t} —二叠系条湖组; P_{2l^3} —二叠系芦草沟组三段; P_{2l^2} —二叠系芦草沟组二段; P_{2l^1} —二叠系芦草沟组一段。

图 9 马朗凹陷输导断裂与页岩油富集关系

Fig. 9 The relationship between transforming fault and shale oil enriching in Malang sag

5 结 论

(1) 芦草沟组页岩油是烃源岩在低成熟—成熟早期演化阶段生成的, 具备“三高—低”特征, 即高密度、高黏度、高非沥青比和低饱芳比。

(2) 页岩油赋存形式与常规油不同, 主要是以吸附态吸附于干酪根表面、游离态存在于基质孔隙和裂缝中。

(3) 由于源岩层渗透性较差, 原油不具备大规模运移的条件, 因此形成了分布连续、油水分离差的页岩油。

(4) 马朗凹陷页岩油富集的条件为: ①优质烃源岩

累计厚度大于40m,岩石总有机碳含量大于4%,有机质以I型干酪根为主,并处于主生烃期;②烃源岩具有较多的刚性颗粒,脆性矿物含量高,微裂缝发育,源岩层储集性能较好;③有利的保存条件,输导断裂不发育。

参 考 文 献

- [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 quo and developing trend of global hydrocarbon resources[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 1-4.
- [2] 董大忠,程克明,王世谦,等.页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J].天然气工业,2009,29(5):33-39.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Shiqian, et al. An evaluation method of shale gas resource and its application in the Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 33-39.
- [3] 刘招君,柳蓉.中国油页岩特征及开发利用前景分析[J].地学前缘,2005,12(3):315-323.
Liu Zhaojun, Liu Rong. Oil shale resource state and evaluating system[J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 315-323.
- [4] 徐波,李敬含,李晓革,等.辽河油田东部凹陷页岩气成藏条件及含气性评价[J].石油学报,2011,32(3):450-458.
Xu Bo, Li Jinghan, Li Xiaoge, et al. Evaluation of hydrocarbon accumulation conditions for shale gas from the Eastern Sag of the Liaohe Oilfield and its gas-bearing properties[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 450-458.
- [5] 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):129-144.
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): 129-144.
- [6] 刘洪林,王红岩,刘人和,等.非常规油气资源发展现状及关键问题[J].天然气工业,2009,29(9):113-116.
Liu Honglin, Wang Hongyan, Liu Renhe, et al. The present status and essential points of developing the unconventional hydrocarbon resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 113-116.
- [7] 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):17-19.
Zhang Jie, Jin Zhijun, Zhang Jinchuan. Unconventional hydrocarbon resources potential and distribution[J]. Petrochemical Industry Trends, 2004, 12(10): 17-19.
- [8] 苏传国,王志勇,金颖,等.三塘湖盆地原油成因类型及油源分析[J].吐哈油气,2004,4(5):1-5.
Su Chuanguo, Wang Zhiyong, Jin Ying, et al. The crude oil genetic type and oil source analysis of Santanghu Basin[J]. Tuha Oil & Gas, 2004, 4(5): 1-5.
- [9] 吴庆红,李晓波,刘洪林,等.页岩气测井解释和岩心测试技术——以四川盆地页岩气勘探开发为例[J].石油学报,2011,32(3):484-488.
Wu Qinghong, Li Xiaobo, Liu Honglin, et al. Log interpretations and the application of core testing technology in the shale-gas; taking the exploration and development of the Sichuan Basin as an example[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 484-488.
- [10] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J].石油学报,2011,32(5):775-782.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Characteristics and significance of mineral compositions of Lower Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the southern margin of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 775-782.
- [11] Richard M P. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 551-578.
- [12] 王铁冠,钟宁宁,侯读杰,等.中国低熟油的几种成因机制[J].沉积学报,1997,15(2):75-83.
Wang Tieguan, Zhong Ningning, Hou Dujie, et al. The mechanism of immature oil resources in China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15(2): 75-83.
- [13] 张卫彪,钟宁宁,任德贻.三塘湖盆地侏罗系煤成油初次运移[J].中国矿业大学学报,2000,29(6):623-627.
Zhang Weibiao, Zhong Ningning, Ren Deyi. Primary migration of Jurassic coal-derived oil in Santanghu Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2000, 29(6): 623-627.
- [14] 梁狄刚,冉隆辉,戴弹申,等.四川盆地中北部侏罗系大面积非常规石油勘探潜力的再认识[J].石油学报,2011,32(1):8-17.
Liang Digang, Ran Longhui, Dai Danshen, et al. A re-recognition of the prospecting potential of Jurassic large-area and non-conventional oils in the central-northern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 8-17.
- [15] 李传亮,张景廉,杜志敏.油气初次运移理论新探[J].地学前缘,2007,14(4):132-141.
Li Chuanliang, Zhang Jinglian, Du Zhimin. New viewpoints of the primary migration of oil and gas[J]. Earth Science Frontiers, 2007, 14(4): 132-141.
- [16] Daniel J K, Ross R, Marc B. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [17] Shelton J, Bumaman M D, Xia W W, et al. Significance of shale gas development[J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3): 29-33.
- [18] Pepper A S. Estimating the petroleum expulsion behavior of source rocks: A novel quantitative approach[J]. Geological Society, 1991, 59(1): 9-31.
- [19] Daniel M J, Ronald J H, Tim E R, 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.
- [20] 张枝焕,关强.新疆三塘湖盆地侏罗系油源分析[J].石油大学学报:自然科学版,1998,22(5):37-41.
Zhang Zhihuan, Guan Qiang. Analysis on oil and gas source of Jurassic in Santanghu Basin of Xinjiang area[J]. Journal of the University of Petroleum, China; Edition of Natural Science, 1998, 22(5): 37-41.

(收稿日期 2011-12-10 改回日期 2012-05-16 责任编辑 张怡)