

四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩生、排烃特征及资源潜力

张心罡¹, 庞 宏¹, 庞雄奇^{1,2}, 陈君青³, 吴 松¹, 马奎友¹, 张思玉^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;
3. 中国石油大学(北京) 理学院, 北京 102249]

摘要:上二叠统龙潭组是四川盆地多个大中型气田的烃源岩,热演化程度较高,无法通过热模拟实验或化学动力学方法对其进行有效的生、排烃特征和油气资源潜力研究,制约了油气勘探开发。基于国内主要含油气盆地的大量岩石热解、总有机碳(TOC)含量分析及成熟度资料,采用生烃潜力法,建立了龙潭组高、过成熟烃源岩的生、排烃演化模型,分析了生、排烃特征,评价了资源潜力,预测了常规和非常规(页岩)油气有利区。结果表明:龙潭组烃源岩生烃潜力巨大。**II**型和**III**型有机质均在镜质体反射率(R_o)为0.5%时达到生烃门限,分别在 R_o 为0.8%和0.9%时达到排烃门限;原始生烃潜力指数分别为570 mg/g和200 mg/g;龙潭组现今生烃量达 7460×10^8 t,排烃量达 3840×10^8 t,残留烃量达 3620×10^8 t,其中页岩气资源量为 24.6×10^{12} m³,可采资源量为 3.7×10^{12} m³;川北应以常规气勘探为主,川中及川东北油气勘探可以常规气与页岩气并举,川东和川南应以页岩气勘探为主。

关键词:生烃潜力法;生、排烃量;页岩气资源量;有利区预测;烃源岩;页岩气;龙潭组;上二叠统;四川盆地

中图分类号:TE 122.1 文献标识码:A

Hydrocarbon generation and expulsion characteristics and resource potential of source rocks in the Longtan Formation of Upper Permian, Sichuan Basin

Zhang Xingang¹, Pang Hong¹, Pang Xiongqi^{1,2}, Cheng Junqing³, Wu Song¹, Ma Kuiyou¹, Zhang Siyu^{1,2}

[1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 10224, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. College of Science, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China]

Abstract: The Upper Permian Longtan Formation provides most source rocks for many large- and medium-sized gas fields in the Sichuan Basin. Due to their advanced thermal evolution, the source rocks are beyond ordinary thermal simulation experiments or chemical kinetics methods that are commonly resorted to while defining the hydrocarbon generation and expulsion characteristics of less thermally evolved source rocks. This hinders the exploration and development of oil and gas generated from the formation. To deal with the problem, this study proposes a model suitable for analyzing the characteristics of hydrocarbon generation and expulsion, evaluating hydrocarbon potential and predicting most promising hydrocarbon accumulation for these source rocks by using the hydrocarbon potential method based on pyrolysis, TOC content analysis and maturity data of source rocks from major petroliferous basins in China. The model shows that the formation has great hydrocarbon generation potential. Types **II** and **III** organic matter in the formation initiate hydrocarbon generation process when the vitrinite reflectance (R_o) reaches 0.5%, and start to expel hydrocarbon when R_o reaches 0.8% and 0.9%, respectively. The original hydrocarbon generation potential indexes for the two types are 570 mg/g and 200 mg/g respectively. The formation has up to the present the capacity of generating 746 billion tons of hydrocarbon, of which 384 billion tons of hydrocarbon are expelled and 362 billion tons of hydrocarbon are left behind. Shale gas resource volume is 24.6 TCM in the formation, of which 3.7 TCM of gas is recoverable. This predication indicates that exploration

收稿日期:2021-07-05;修订日期:2022-03-10。

第一作者简介:张心罡(1997—),男,硕士研究生,油气藏形成机理与分布规律。**E-mail:** zxx45466@163.com。

通讯作者简介:庞宏(1982—),男,副教授,含油气盆地分析与资源评价。**E-mail:** panghong19820107@126.com。

基金项目:海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究项目(U19B6003)。

shall be focused on finding conventional gas in the north part of the basin, on both conventional and unconventional gases in central and northeast parts of the basin, and on shale gas in the east and south parts of the basin.

Key words: hydrocarbon potential method, hydrocarbon generation/expulsion amount, shale gas resource volume, play fairway prediction, source rock, shale gas, Longtan Formation, Upper Permian, Sichuan Basin

引用格式: 张心罡, 庞宏, 庞雄奇, 等. 四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩生、排烃特征及资源潜力[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 621-632. DOI: 10.11743/ogg20220311.

Zhang Xingang, Pang Hong, Pang Xiongqi, et al. Hydrocarbon generation and expulsion characteristics and resource potential of source rocks in the Longtan Formation of Upper Permian, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 621-632. DOI: 10.11743/ogg20220311.

上二叠统龙潭组是四川盆地重要的烃源岩层系, 被视为元坝、龙岗及普光等二叠系和三叠系气田的主要供烃源岩^[1]。随着勘探开发的深入, 龙潭组页岩气勘探也受到重视。钻遇龙潭组的不少井都存在明显的气测异常^[2-3], 表明龙潭组烃源岩在演化过程中除了生、排烃, 还残留了大量油气。众多学者就龙潭组开展了烃源岩评价、页岩气成藏条件分析和有利区预测等研究, 认为龙潭组烃源岩已进入高、过成熟演化阶段, 镜质体反射率(R_o)基本在1.8%以上^[4], 有机质类型主要为Ⅱ型和Ⅲ型^[1,3,5-6], 有机碳含量基本在2.0%以上, 烃源岩岩性主要为泥页岩、炭质泥岩和煤^[1]。在综合分析泥页岩厚度、埋深、有机碳含量及成熟度等页岩气成藏条件的基础上, 多数学者认为川南及川东部分地区为页岩气有利勘探区^[2,7-10]。刘洪林、郭旭升等还运用体积法计算了勘探有利区的页岩气资源量^[9-10]。由于龙潭组烃源岩成熟度较高, 目前对该套烃源岩的生、排烃特征的研究, 主要通过恢复单井埋藏史和热史结合流体包裹体来确定主要的生、排烃期。但采用这种方法无法明确龙潭组烃源岩在不同时期的生、排烃强度演化, 也难以对四川盆地龙潭组烃源岩生、排烃量, 残留烃量以及聚集的资源量展开系统的研究。陈建平等通过类比上二叠统大隆组烃源岩的热演化历程, 初步研究了龙潭组烃源岩的生、排烃特征和资源潜力^[1], 但是大隆组烃源岩与龙潭组烃源岩有机质类型差别较大, 前者以Ⅱ型为主, 后者为Ⅱ型及Ⅲ型为主, 源岩热演化历程差别也较大, 类比可信度存疑。因此, 笔者利用国内主要含油气盆地丰富的Ⅱ型及Ⅲ型源岩热解、TOC含量分析及成熟度资料, 采用生烃潜力法^[11], 建立了四川盆地龙潭组高、过成熟烃源岩的生、排烃演化模型; 在对龙潭组烃源岩生、排烃特征分析的基础上, 计算了龙潭组烃源岩总生、排烃量及页岩气资源量, 并预测了常规气和页岩气的有利勘探区。这些基于最新地质认识得出的研究成果可为四川盆地二叠系龙潭组页岩气及以龙潭组为烃源岩的长兴组和飞仙关组的油气勘探工作提供理论指导。

1 区域地质概况

四川盆地是在上扬子克拉通上发育的大型叠合盆地, 经历了自震旦纪以来的多期次构造运动。中三叠世末的印支运动后, 盆地的克拉通坳陷海相沉积基本结束, 进入前陆盆地演化阶段^[12]。现今盆地面积约为 $19 \times 10^4 \text{ km}^2$, 四周褶皱山系环绕, 内有六大构造单元^[13](图1)。

四川盆地从震旦系至侏罗系沉积地层基本完整。中三叠统以上以海相碳酸盐岩为主, 厚4 000~7 000 m, 中三叠统以下以陆相碎屑岩沉积为主, 厚度约为2 000~5 000 m。上二叠统龙潭组、长兴组与下三叠统飞仙关组和嘉陵江组、中三叠统雷口坡组构成一套成藏组合, 其中龙潭组为烃源岩, 长兴组和飞仙关组为储层, 嘉陵江组和雷口坡组主要为盖层(图2)。上二叠统龙潭组现今厚度为100~200 m, 沉积时整体处于海-陆过渡沉积环境, 从西南往东北主要依次发育河流相、滨岸沼泽相、潮坪-潟湖相、浅水陆棚相、深水陆棚相及盆地相沉积^[14]。陆相和海相沉积大体以成都-南充-广安-重庆一线为界, 该界线与龙潭组Ⅱ型和Ⅲ型有机质的分界线基本一致^[4]。沉积物组合自西南向东北陆源碎屑含量不断减少, 灰质和硅质含量逐渐增高。岩性组合从砂岩、泥岩夹煤层过渡至石灰岩夹泥页岩、泥页岩夹石灰岩; 长兴组和飞仙关组储层为礁滩储层^[15-16], 岩性分别为细-中晶生屑云岩, 残余鲕粒云岩, 储层孔隙度平均为5%, 储层类型主要为裂缝-孔隙型储层^[17]。

2 烃源岩生、排烃特征

2.1 研究方法

目前, 源岩生、排烃特征的研究方法主要有生烃热模拟实验、化学动力学法和理论模型计算法^[11]。生烃

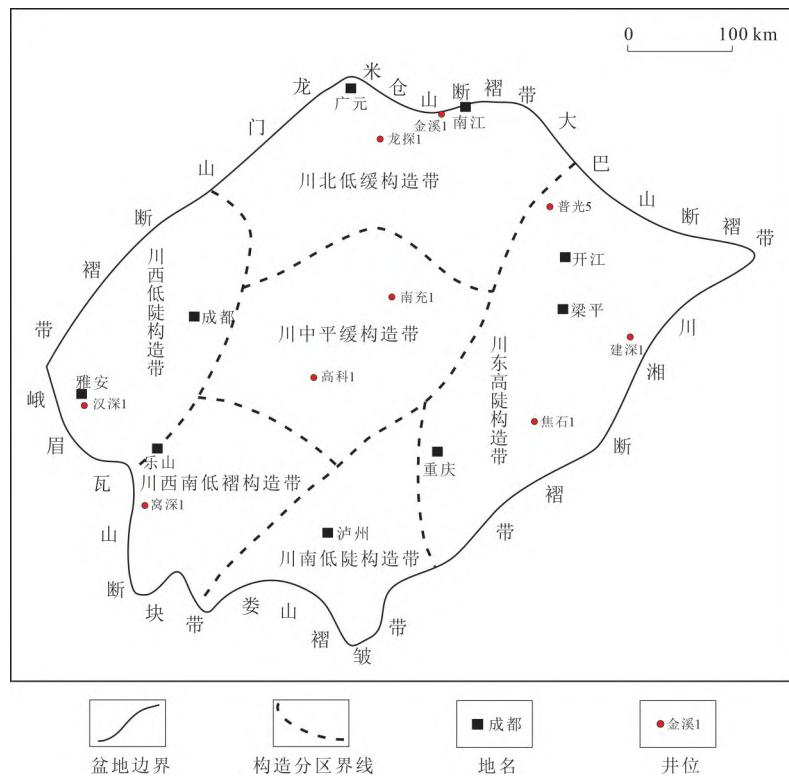


图1 四川盆地位置及构造单元划分

Fig. 1 Location and tectonic units of the Sichuan Basin

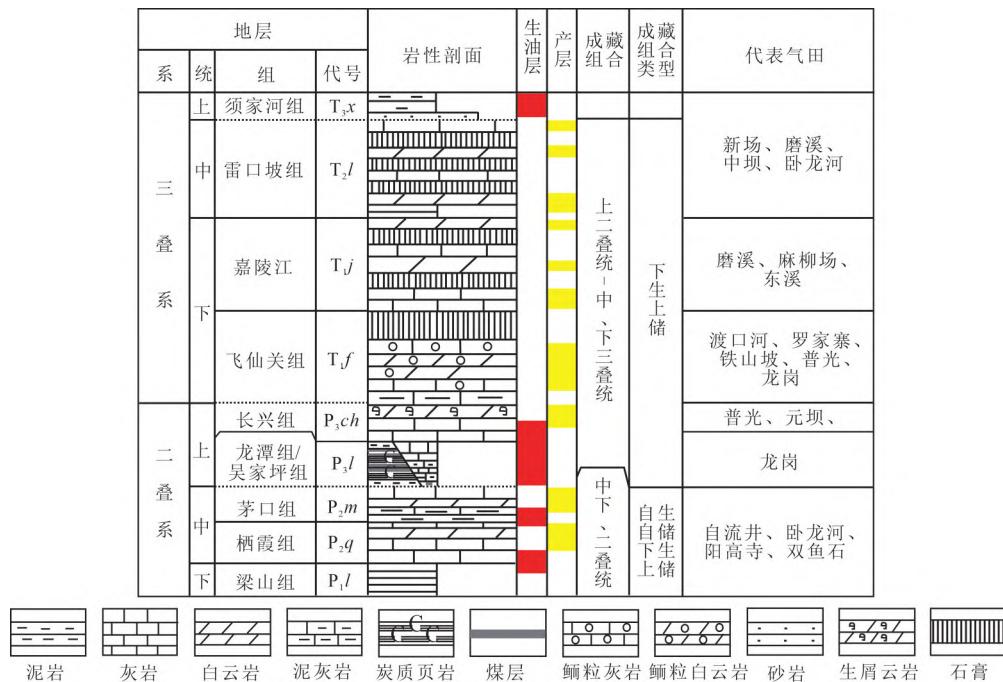


图2 四川盆地二叠系-三叠系成藏组合及地层柱状图

Fig. 2 Stratigraphic column of reservoir assemblages in the Permian and Triassic, Sichuan Basin

热模拟实验是将未熟-低熟烃源岩样品置于黄金管-高压釜热模拟仪器加温加压,再通过测量产物产率随 R_o 的变化模拟源岩的热演化;化学动力学法是从化学反应的角度描述干酪根向油气的转化,该方法的应用

还需要结合热模拟实验进行动力学参数的标定。而龙潭组烃源岩现今已经进入高、过成熟演化阶段, R_o 基本都在1.8%以上^[4],难以获取未熟或低熟烃源岩样品;因此,生烃热模拟实验法及化学动力学法均不适用。

庞雄奇提出的生烃潜方法,为理论模型计算法的一种,依据物质守恒基本原理,运用“将今论古”的思想,将同一源岩层不同热演化成熟度下的样品看成是同一采样点源岩不同时期的转化产物,可以通过收集不同成熟度的样品建立烃源岩演化的完整剖面,再根据演化剖面中生烃潜力指数 $[(S_1+S_2)/TOC]$ 的变化来研究源岩层的生、排烃特征^[18]。虽然龙潭组缺乏未熟、低熟源岩的热解数据,但陈建平等研究认为,不同类型盆地同一类型的干酪根生烃转化率基本相同^[19]。此外,陈君青等也通过引入有机质类型相同但成熟度较低的威利斯顿盆地源岩热解数据建立了塔里木盆地中、上奥陶统高、过成熟碳酸盐岩烃源岩的生排烃模型^[20],并根据模型对生、排烃量进行了计算。受该思路启发,利用鄂尔多斯盆地三叠系延长组、渤海湾盆地古近系沙河街组、松辽盆地侏罗系和四川盆地三叠系须家河组烃源岩的1420个热解大数据资料,建立了国内主要含油气盆地Ⅱ型和Ⅲ型有机质生、排烃热演化模型(图3)。采用“投点法”将收集到的四川盆地龙潭组烃源岩Ⅱ型和Ⅲ型烃源岩的热解数据放入大数据模型中发现,龙潭组数据点与其他各个盆地热解数据点分布一致,规律清晰,表明建立的模型适用于四川盆地龙潭组烃源岩生、排烃特征研究(图3)。

烃源岩生、排烃特征要素包括:生、排烃门限,排烃率,排烃速率,排烃效率,生、排烃强度和生、排烃量等变量^[21]。根据剖面的变化特征, R_o 为0.5%对应生烃门限,生烃潜力指数 $(S_1+S_2)/TOC$ 在剖面上开始减小时对应的 R_o 即为排烃门限,排烃门限对应的生烃潜力指数即为烃源岩原始生烃潜力指数,原始生烃潜力指数与不同 R_o 剩余生烃潜力指数的差值即为对应 R_o 的烃源岩排烃率,单位地质历史时期或者单位埋藏深度(或

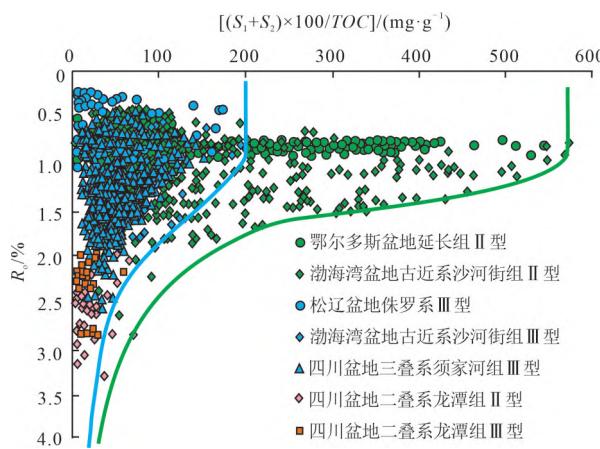


图3 中国主要含油气盆地Ⅱ型、Ⅲ型源岩生、排烃模型

Fig. 3 Hydrocarbon generation and expulsion models of type II and III source rocks from major petrolierous basins in China

热演化程度)内烃源岩的排烃率(或排烃量)的变化量为排烃速率,各阶段排烃率与原始生烃潜力指数的比值为排烃效率。计算排烃率,排烃速率,排烃效率,生、排烃强度和生、排烃量的公式如下:

$$q_e(R_o) = HCl_o(R_o) - HCl_p(R_o) \quad (1)$$

式中: $q_e(R_o)$ 为排烃率,mg/g; $HCl_o(R_o)$ 为源岩的原始生烃潜力指数,mg/g; $HCl_p(R_o)$ 为源岩的残余生烃潜力指数,mg/g。

$$v_e = \frac{\Delta q_e(R_o)}{\Delta R_o} \quad (2)$$

式中: v_e 为排烃速率,(mg/g)/(0.1% R_o); $\Delta q_e(R_o)$ 为烃源岩在单位 R_o 演化过程中排烃率的变化量,mg/g; ΔR_o 为成熟度变化量,%。

$$R_{eo} = \frac{q_e(R_o)}{HCl_o(R_o)} \times 100 \quad (3)$$

式中: R_{eo} 为烃源岩排烃效率,%。

$$G_{hc} = \int_{R_{o1}}^{R_{o'}} 10^{-3} HCl_o(R_o) H\rho TOCdR_o \quad (4)$$

$$E_{hc} = \int_{R_{o2}}^{R_{o'}} 10^{-3} q_e(R_o) H\rho TOCdR_o \quad (5)$$

式中: G_{hc} 为生烃强度,10⁴t/km²; E_{hc} 为排烃强度,10⁴t/km²; $q_e(R_o)$ 为源岩排烃率,mg/g; R_{o1} 为生烃门限,%; R_{o2} 为排烃门限,%; R_o 为任一 R_o ,%; H 为烃源岩厚度,m; ρ 为烃源岩密度,g/cm³; TOC 为有机碳含量,%。

$$Q_p = \int_{R_{o1}}^{R_{o'}} 10^{-13} G_{hc} S dR_o \quad (6)$$

$$Q_e = \int_{R_{o2}}^{R_{o'}} 10^{-13} E_{hc} S dR_o \quad (7)$$

式中: Q_p 为生烃量,10⁸t; Q_e 为排烃量,10⁸t; S 为烃源岩面积,m²。

2.2 生、排烃特征

2.2.1 排烃率、排烃速率和排烃效率

图4为四川盆地龙潭组烃源岩Ⅱ型干酪根生、排烃特征。Ⅱ型干酪根原始生烃潜力指数为570 mg/g,当其开始明显下降时表明排烃开始;排烃率从0开始增加,此时对应的成熟度 R_o 为0.8%,即排烃门限;当 R_o 达到1.6%左右时,生烃潜力指数快速下降,达到最大排烃速率,约为700 (mg/g)/(0.1% R_o),随着演化程度加深,排烃率不断增加,最大可达500 mg/g,排烃效率平均为62%。

图5为四川盆地龙潭组烃源岩Ⅲ型干酪根生、排烃特征。Ⅲ型干酪根原始生烃潜力指数为200 mg/g,当其开始明显下降时表明排烃开始,排烃率从0开始增加,此时对应的成熟度 R_o 为0.9%,即为排烃门限;

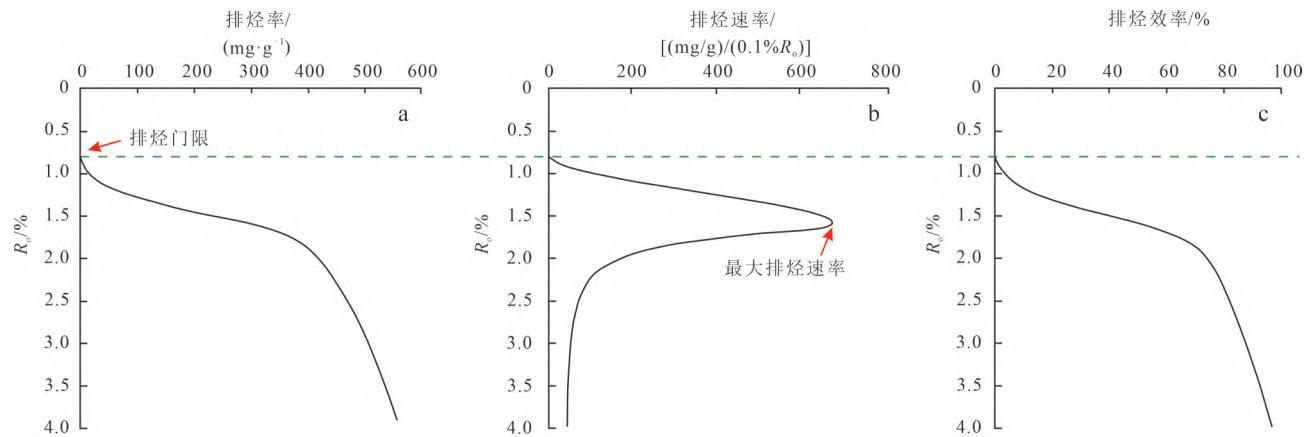


图4 四川盆地龙潭组Ⅱ型有机质排烃率(a)、排烃速率(b)及排烃效率(c)变化特征

Fig. 4 Characteristics of hydrocarbon expulsion ratio (a), expulsion rate (b) and expulsion efficiency (c) of type II organic matter in the Longtan Formation, Sichuan Basin

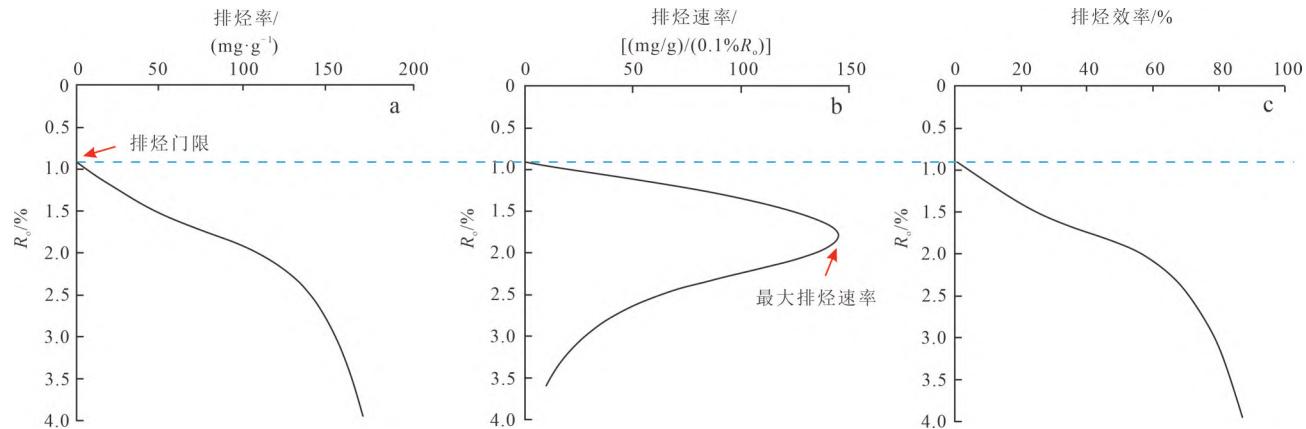


图5 四川盆地龙潭组Ⅲ型有机质排烃率(a)、排烃速率(b)及排烃效率(c)变化特征

Fig. 5 Characteristics of hydrocarbon expulsion ratio (a), expulsion rate (b) and expulsion efficiency (c) of type III organic matter in the Longtan Formation, Sichuan Basin

当 R_o 达到1.8%左右时,生烃潜力指数快速下降,达到最大排烃速率,约为 $150\text{ (mg/g)}/(0.1\%R_o)$,随着演化程度加深,排烃率不断增加,最大可达 160 mg/g ,排烃效率平均为55%。

2.2.2 生、排烃强度

根据盆地中不同区域重点井的埋藏史和热史模拟结果(图6),四川盆地龙潭组烃源岩总体上在三叠纪早期进入生烃门限(R_o 大于0.5%或者温度高于60℃),在晚三叠世到早侏罗世达到生油高峰(R_o 在0.5%~1.0%之间或温度在60℃~180℃),在早、中白垩世进入高、过成熟阶段(R_o 大于1.2%或者温度高于180℃)^[6],但不同区域烃源岩的演化也存在差异。自龙潭组烃源岩沉积之后直到中三叠世末,受印支运动的影响,盆地不同区域发生规模不同的抬升剥蚀,但此时龙潭组烃源岩总体已进入生烃门限,生烃范围

几乎覆盖整个盆地,生烃强度介于 $100 \times 10^4 \sim 900 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,生烃强度高值区主要分布在川北和川东北,同时由于该区域有机质类型较好(Ⅱ型),源岩基本都已进入排烃门限($R_o > 0.8\%$),而川东南及川中地区有机质类型主要为Ⅲ型,此时源岩尚未完全进入排烃门限($R_o > 0.9\%$),三叠纪末期时上二叠统龙潭组排烃强度最高可达 $350 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,高值区主要位于川北及川东北地区(图7)。

到侏罗纪末期,四川盆地龙潭组烃源岩已经进入主要的生、排烃期,生烃强度明显较三叠纪末期高,最高可达 $1400 \times 10^4 \text{ t/km}^2$;此外,由于热演化的持续,龙潭组烃源岩整体已进入排烃门限,排烃强度明显高于三叠纪末期,排烃中心依旧位于四川盆地的北部及东北部,最高可达 $900 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,川中及川南地区也已进入排烃门限,排烃强度在 $100 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 左右(图8)。

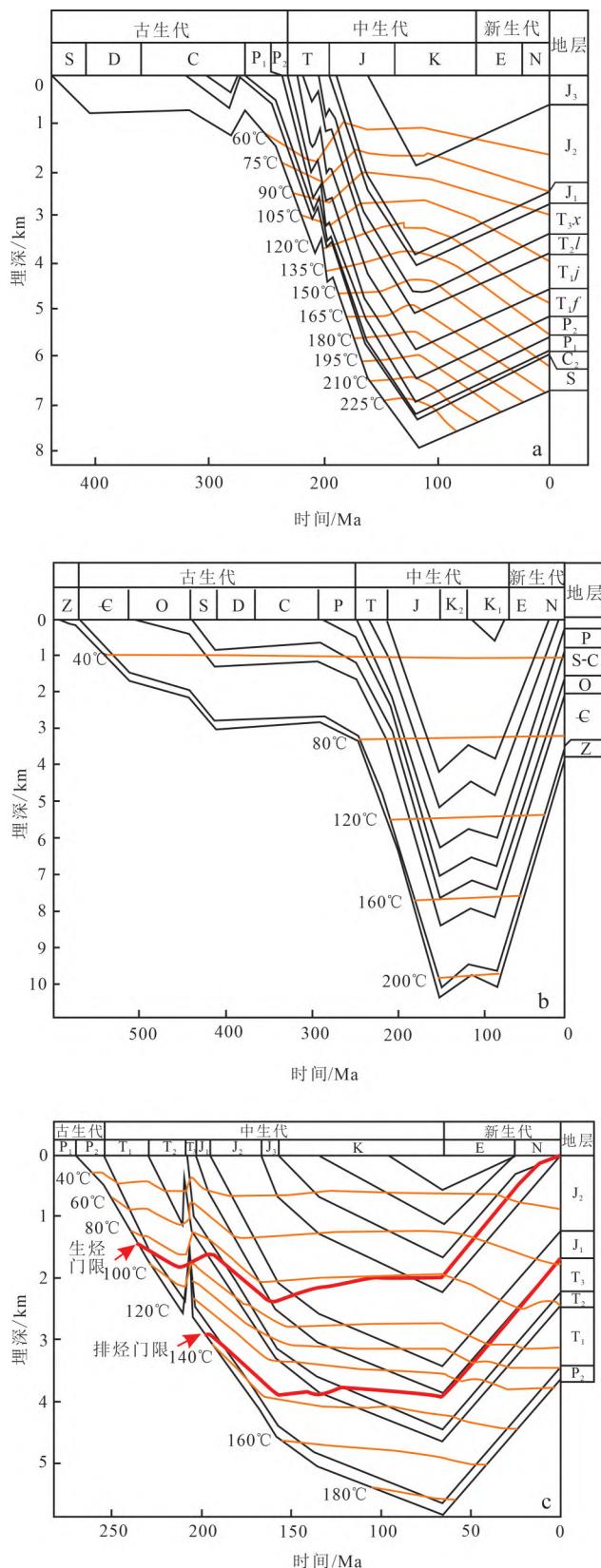


图6 四川盆地重点井埋藏史和热史(据文献[6]修改)
(井位见图7)

Fig. 6 Burial and thermal history of key wells in the Sichuan Basin
(modified after reference [6] and see Fig. 7 for well locations)
a:普光2井; b. 丁山1井; c. 高石17井

至白垩系末期和古近系沉积期,四川盆地受喜马拉雅运动影响而发生大规模抬升,龙潭组烃源岩的热演化也接近终止,故该时期龙潭组烃源岩生、排烃特征基本保持至今。现今期,龙潭组烃源岩生、排烃强度达到最大,生烃强度主要介于 $200 \times 10^4 \sim 1800 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$,生烃中心位于四川盆地的东北部,且川中及川南大部分区域生烃强度也明显增大,介于 $200 \times 10^4 \sim 400 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$;排烃强度也相应增大,排烃中心位于四川盆地东北部,最高可达 $1100 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$,且川中及川南地区的排烃强度则达到了 $200 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$ (图9)。

总体上,川北及川东北地区烃源岩成熟度更高,有机质丰度较高、类型好(Ⅱ型)且厚度较大^[4],因此在地质历史过程中始终是龙潭组烃源岩的生排烃中心。罗家寨、铁山坡、普光以及龙岗等大型气田的发现证明川东北地区仍然是勘探主战场;而川中及川南地区有机质类型主要为Ⅲ型,加之成熟度相对较低^[4],因此其资源潜力相较川东北略逊。

2.2.3 烃源岩生、排烃量

得到生、排烃强度之后,就可运用公式(6)和公式(7)计算生、排烃量,用生烃量减去排烃量可得残留烃量。计算结果表明,龙潭组现今累积生烃量达 $7460 \times 10^8 \text{ t}$,排烃量达 $3840 \times 10^8 \text{ t}$,残留烃量达 $3620 \times 10^8 \text{ t}$,生成的烃类中,约有50%的油气滞留在烃源岩内部。中国石油的第四次资源评价运用了盆地模拟法对上二叠统烃源岩层系生烃量进行了计算,结果表明上二叠统烃源岩层系总生烃量达 $5810 \times 10^8 \text{ t}$,低于本文研究结果。分析认为,本研究基于最新地质认识,相比第四次资评,烃源岩($TOC > 0.5\%$)厚度整体增大,川东北及川中地区源岩厚度明显增大,达州—平昌—通江地区源岩厚度变化最大(图10),并且该地区源岩的有机碳含量、热演化程度较高^[4,22],在地质历史中生成了更多的油气,因此生烃量高于第四次资评结果。

3 页岩气资源量

页岩气地质资源量、可采资源量主要按照公式(8)和公式(9)计算。王红军等人在2016年统计了全球65个盆地89个层系的页岩气可采系数后发现,全球页岩气可采系数取值区间为10%~20%^[23],因此本研究中可采系数最终取值为15%;可动系数的确定如表1所示,最终取值28.6%。运聚系数通过类比常规油和常规气的运聚系数得值。中国六大盆地常规油气的运聚系数统计表明,常规油运聚系数平均为32.8%,常规

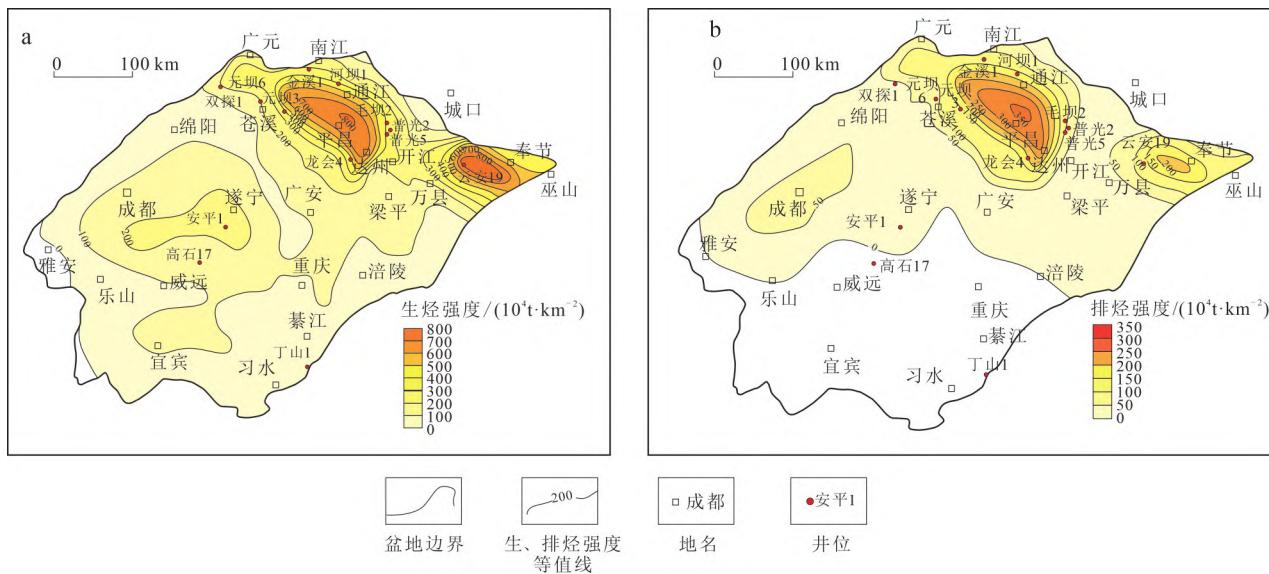


图7 三叠纪末四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩生、排烃强度

Fig. 7 Hydrocarbon generation and expulsion intensity of source rocks from the Upper Permian Longtan Formation in the Sichuan Basin at the end of the Triassic
a. 生烃强度; b. 排烃强度

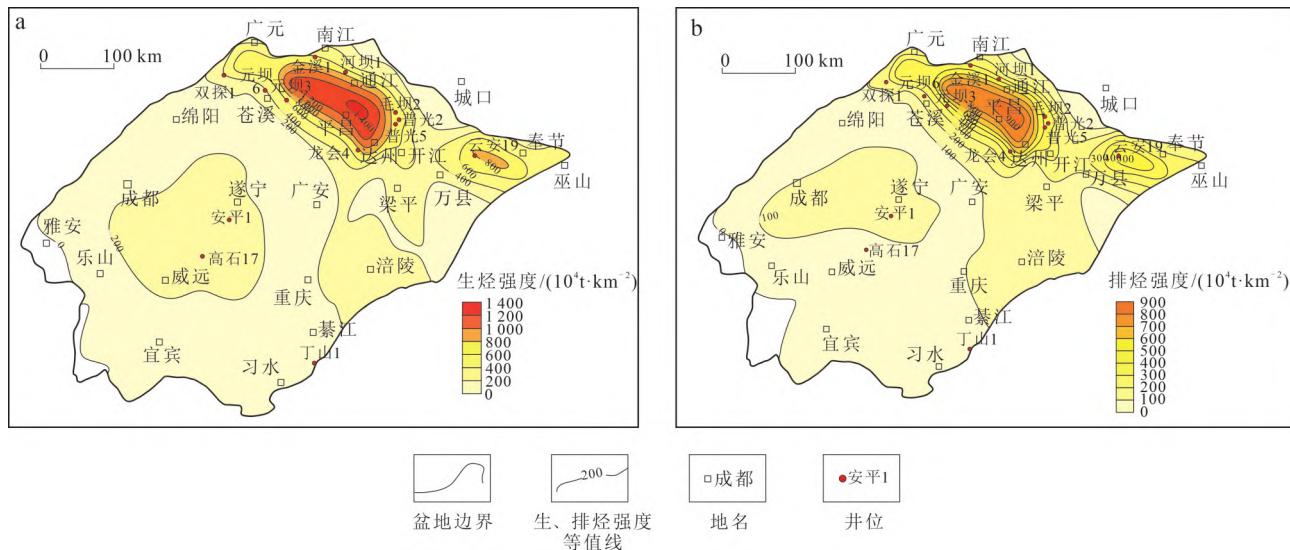


图8 侏罗纪末四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩生、排烃强度

Fig. 8 Hydrocarbon generation and expulsion intensity of source rocks from the Upper Permian Longtan Formation in the Sichuan Basin at the end of the Jurassic
a. 生烃强度; b. 排烃强度

气的运聚系数为6.0% (图11);页岩气由于赋存于源岩内部,运移距离相比常规油气更短,但天然气相比液态石油更容易溶于水而散失,因此运聚系数应介于常规油及常规气之间,最终运聚系数取值19%。天然气密度取值0.8 kg/m³,计算结果表明,龙潭组页岩气地质资源量为 $24.6 \times 10^{12} m^3$,可采资源量为 $3.7 \times 10^{12} m^3$ 。刘洪林等人于2020年运用体积法计算了川东地区大池干井、方斗山、明月峡、凉水井—铜锣峡和华蓥山地

区的页岩气资源量,计算结果表明以上区块页岩气总地质资源量约为 $0.7 \times 10^{12} m^3$ ^[9],郭旭升等人在2018年采用体积法计算了綦江—赤水一带页岩气资源量,结果显示该区块页岩气资源量约为 $0.1 \times 10^{12} m^3$ ^[10],而本文研究表明除了川东地区外,在川北、川东北及川中地区页岩残留烃强度更大,因此仅从源岩生烃、排烃和残留烃的角度认为,四川盆地龙潭组页岩气还有相当大的资源量有待发现,勘探潜力巨大。

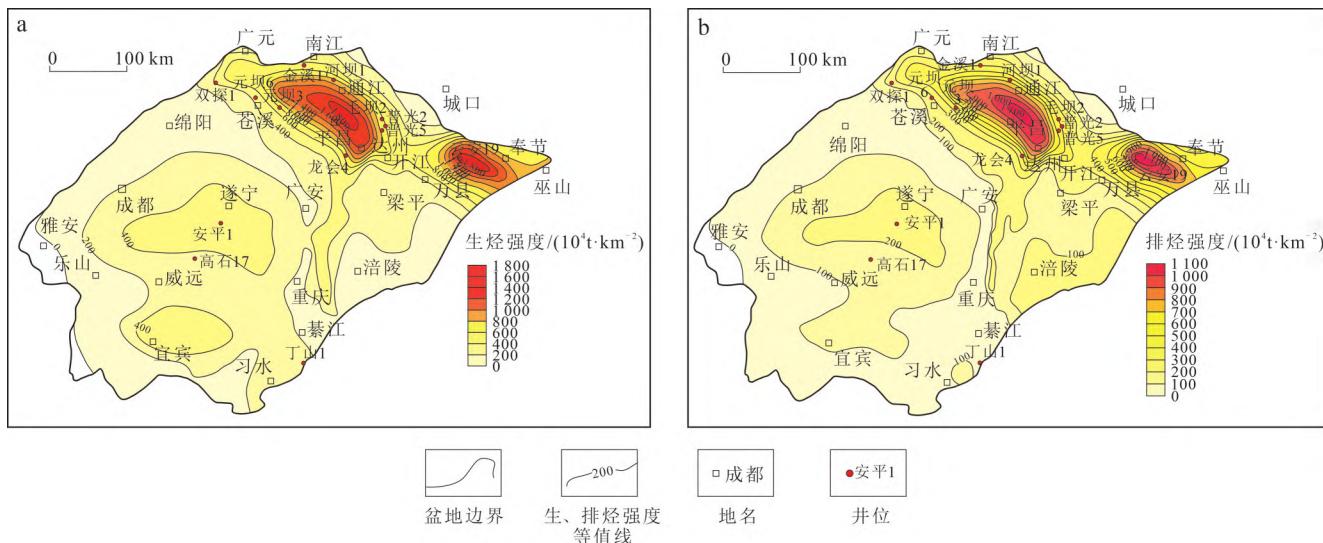


图9 现今四川盆地二叠统龙潭组烃源岩生、排烃强度

Fig. 9 Hydrocarbon generation and expulsion intensity of the source rocks from the Longtan Formation in the Upper Permian of the Sichuan Basin at present
a. 生烃强度; b. 排烃强度

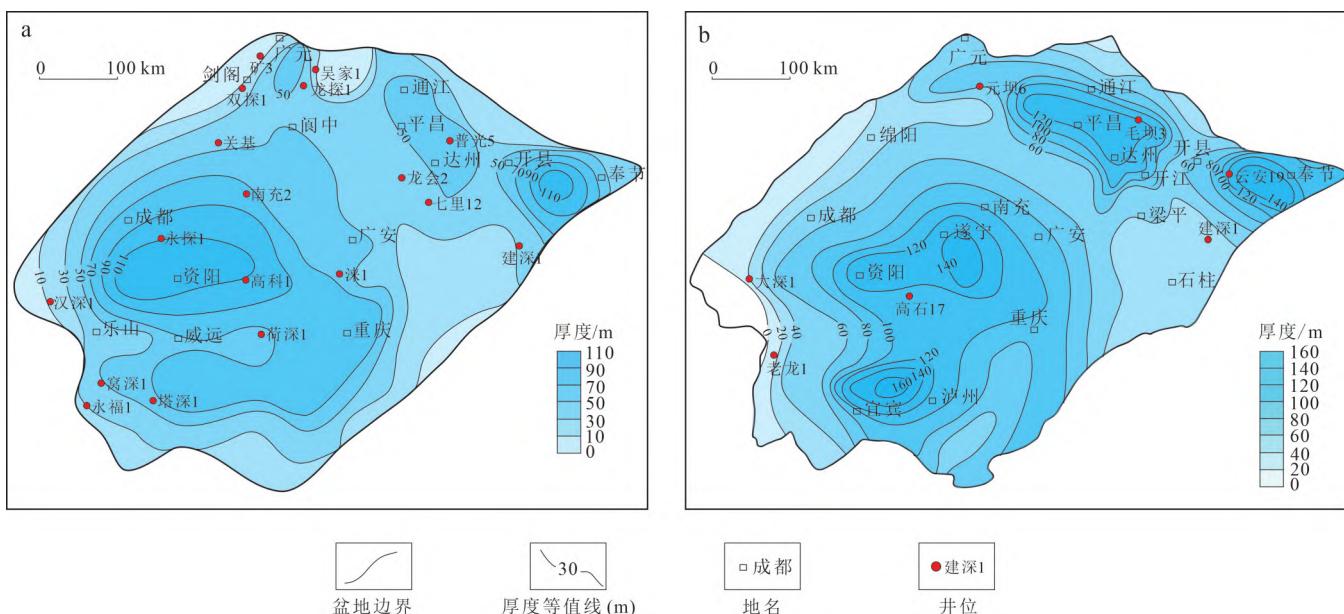


图10 第四次资源评价所用的上二叠统泥质烃源岩厚度(a)与上二叠统龙潭组烃源岩厚度(b)

Fig. 10 Isopach maps of argillaceous source rocks used for the Fourth Resource Evaluation (a) and of source rocks of Longtan Formation of Upper Permian (b)

表1 可动系数的确定

Table 1 Determination of movable coefficients

类型	研究区	可动系数(<i>M</i>)/%	数据来源	平均可动系数/%
页岩气	四川盆地, 龙马溪组	23.19~30.84, 平均27.20	[24]	28.60
	东濮凹陷, 渤海湾盆地, 沙河街组	23.60~41.40, 平均31.00	[25]	

$$Q_{\text{地}} = 0.125 \times 10^{-4} Q_{\text{残}} RM \quad (8)$$

$$Q_{\text{可采}} = 0.125 \times 10^{-6} Q_{\text{残}} RME \quad (9)$$

式中: $Q_{\text{地}}$ 为地质资源量, 10^{12} m^3 ; $Q_{\text{残}}$ 为残留烃量, 10^8 t ; $Q_{\text{可采}}$ 为可采资源量, 10^{12} m^3 ; R 为运移及保存系数, %; M 为可动系数, %; E 为可采系数, %。

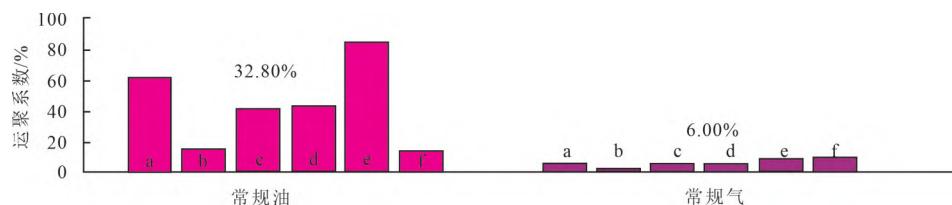


图11 中国六大盆地常规油气运聚系数统计

Fig. 11 Statistics of conventional oil and gas migration and accumulation coefficients in six major basins in China

a. 塔里木盆地; b. 准噶尔盆地; c. 鄂尔多斯盆地; d. 四川盆地; e. 渤海湾盆地; f. 松辽盆地

4 讨论

油气藏的形成和分布受诸多地质因素的控制,对于常规油气而言,烃源灶、有利相是控制油气形成及分布的两个必不可少的因素^[26-33],基于前文对龙潭组烃源岩生、排烃特征的研究,结合储层沉积相的展布,对龙潭组源岩生成的常规油气有利勘探区域进行了预测(图12);同时根据海-陆过渡相页岩气有利区优选标准(表2),结合残留烃强度平面分布图及龙潭组底面埋深图,预测了龙潭组页岩油气资源有利勘探区(图13)。

烃源灶控油气作用主要表现为油气藏主要分布在距离排烃中心较近的区域,呈现出“近源成藏”的特征,相控油气作用主要表现为油气主要分布在物性较好的储层中,而储层的物性主要受沉积相的控制,呈现出“优相控藏”的特征。龙潭组生成的常规气主要储集于上二叠统长兴组和下三叠统飞仙关组储层中。研究表明,长兴组-飞仙关组储层类型为礁滩储层,储层主要分布于环开江-梁平海槽边缘带,在川中“蓬溪-武胜-台凹”台内高带、鄂西-城口海槽西侧也有礁滩储层的发育。从图12中可以看出,目前已发现的长兴组-飞仙关组气藏主要分布于环开江-梁平海槽两侧的礁滩储层当中,同时靠近龙潭组烃源岩排烃中心,气藏的形成及分布明显受到烃源岩和沉积相的控制,而万县东北部源岩排烃强度较高,且该地区位于鄂西-城口海槽西侧台缘带,礁滩储层厚度较大,白云岩化程度高,储层物性较好^[34],因此推测万县东北部也可以作为长兴组-飞仙关组下一步有利勘探区。

对于页岩气有利勘探区域,一些学者已做了部分工作,前人在综合考虑页岩的厚度、埋深、生气量、有机质、储集层特征、含气性、地面条件、工程及经济等多种因素下,优选出川南以及川东部分区域为页岩气勘探有利区^[2,7,9-10],从图13可以看出,前人选取的有利区龙潭组烃源岩残留烃强度不大,可能不是页岩气最富集

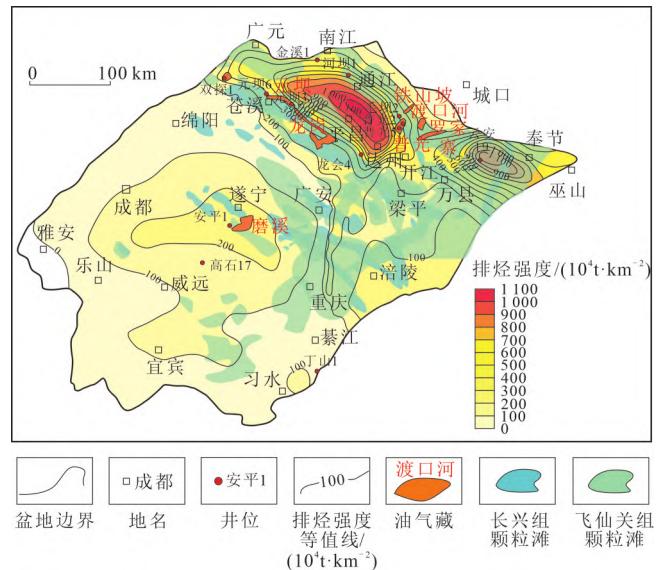


图12 长兴组-飞仙关组油气藏与烃源灶分布关系

Fig. 12 Relationship between oil/gas reservoirs and source rocks in the Changxing and Feixianguan Formations

表2 海-陆过渡相页岩气有利区优选标准

Table 2 Selection criteria for potential shale gas areas in marine-continent transitional facies

主要参数	变化范围
页岩面积下限	根据地表条件及资源分布等多因素考虑,面积下限为200~500 km ²
泥页岩厚度	单层泥页岩厚度≥10 m;或泥地比>60%,单层泥岩厚度>5 m且连续厚度≥30 m
TOC	1.5%~2.0%,平均≥2.0%
R _o	I型干酪根≥1.2%; II型干酪根≥0.7%; III型干酪根≥0.5%
埋藏深度	300~4 500 m
地表条件	地形高差较小,如平原、丘陵、低山、中山、沙漠等
总含气量	≥0.5 m ³ /t
保存条件	中等

的区域。本文依据海陆过渡相页岩气有利区优选标准,除了考虑页岩厚度、有机碳含量、成熟度、埋藏深度参数外,引入了残留烃强度作为主要参考指标。综合分析认为万县东北部,龙潭组烃源岩残留烃强度较大,

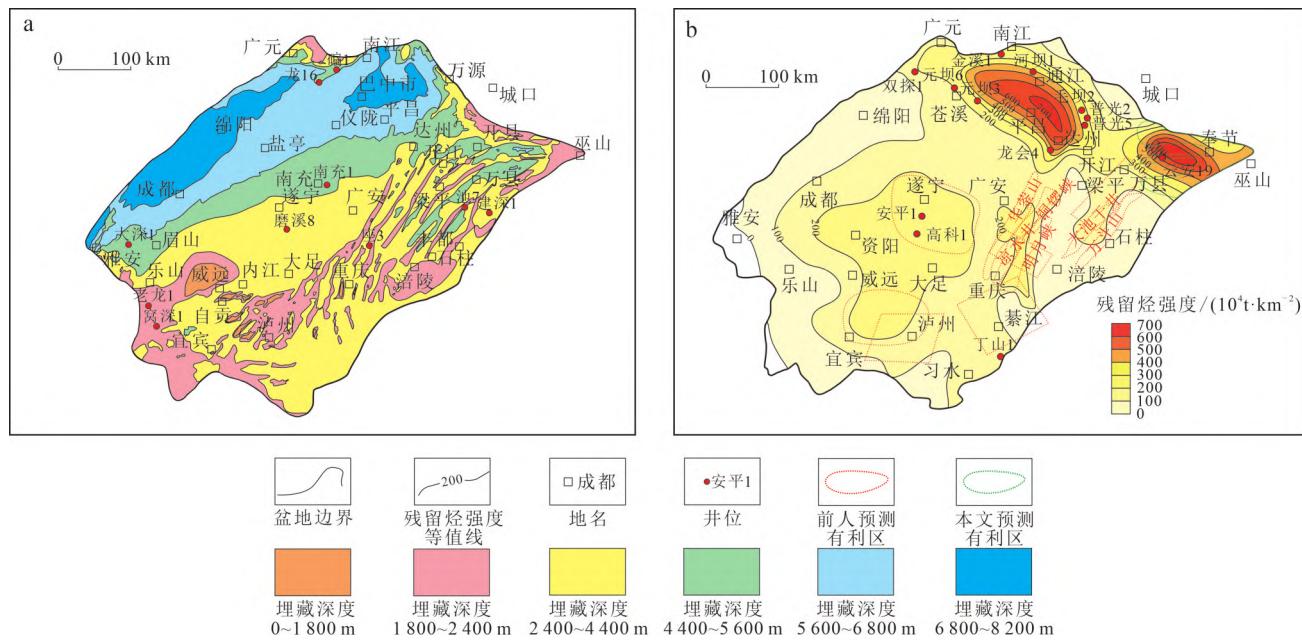


图13 龙潭组底面埋深图(a)与龙潭组页岩气有利勘探区域预测(b)

Fig. 13 Buried depth of the bottom of the Longtan Formation (a) and forecast of potential shale gas areas in the Longtan Formation (b)

最高达 $700 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 且泥页岩厚度大于 80 m^[35], 有机碳含量在 2.5% 以上^[1], R_o 基本在 2.0% 以上^[4], 可以作为页岩气勘探有利区, 最终根据龙潭组底面埋深图优选出万县东北部埋深在 4 500 m 以内的区域为下一步页岩气勘探有利区(图 13)。

川北通江和苍溪等地区既靠近排烃中心, 又有礁滩储层发育, 应以长兴组-飞仙关组常规油气勘探为主(图 12); 川中的遂宁、广安以及川东北的万县及其东北部源岩排烃强度高, 礁滩体发育, 且页岩气成藏条件优越, 可同时作为常规油气、页岩油气勘探有利区; 川东南的泸州、宜宾以及川东的綦江、重庆、涪陵、石柱的油气勘探应以龙潭组页岩气为主(图 13)。

5 结论

1) 龙潭组Ⅱ型有机质原始生烃潜力指数为 570 mg/g, 在 R_o 为 0.5% 时达到生烃门限, 在 R_o 为 0.8% 时达到排烃门限, 当 R_o 为 1.6% 左右时达到最大排烃速率, 约为 $700 (\text{mg/g})/(0.1 \% R_o)$, 排烃效率平均为 62%。

2) 龙潭组Ⅲ型有机质原始生烃潜力指数为 200 mg/g, 在 R_o 为 0.5% 时达到生烃门限, 在 R_o 为 0.9% 时达到排烃门限, 当 R_o 为 1.8% 左右时达到最大排烃速率, 约为 $150 (\text{mg/g})/(0.1 \% R_o)$, 排烃效率平均为 55%。

3) 川东北及川中是龙潭组烃源岩生、排和残留烃中心, 烃源岩现今累积生烃量达 $7460 \times 10^8 \text{ t}$, 排烃量达 $3840 \times 10^8 \text{ t}$, 残留烃量达 $3620 \times 10^8 \text{ t}$, 其中页岩气地质资源量为 $24.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 可采资源量为 $3.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

4) 综合考虑有利储层分布、页岩厚度、有机碳含量、成熟度、埋深、排烃强度和残留烃强度, 认为川北通江和苍溪等地区应以长兴组-飞仙关组常规油气勘探为主; 川中的遂宁、广安以及川东北的万县及其东北部可同时作为常规油气和页岩油气勘探有利区; 川南的泸州、宜宾以及川东的綦江、重庆、涪陵和石柱应以龙潭组页岩气勘探为主。

参 考 文 献

- [1] 陈建平, 李伟, 倪云燕, 等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(二)——烃源岩地球化学特征与天然气资源潜力[J]. 天然气工业, 2018, 38(6):33-45.
Chen Jianping, Li Wei, Ni Yunyan, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 2): Geochemical characteristics of source rocks and latent capacity of natural gas resources[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6):33-45.
- [2] 陈宗清. 论四川盆地二叠系乐平统龙潭组页岩气勘探[J]. 天然气技术与经济, 2011, 5(2):21-26+78.
Chen Zongqing. Exploration for shale gas of Longtan Member in Permian Leping Formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(2):21-26+78.

- [3] 刘光祥,金之钧,邓模,等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. 石油与天然气地质,2015,36(3):481–487.
Liu Guangxiang, Jin Zhijun, Deng Mo, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3):481–487.
- [4] 朱扬明,顾圣啸,李颖,等. 四川盆地龙潭组高热演化烃源岩有机质生源及沉积环境探讨[J]. 地球化学,2012,41(1):35–44.
Zhu Yangming, Gu Shengxiao, Li Ying, et al. Biological organic source and depositional environment of over-mature source rocks of Longtan Formation in Sichuan basin [J]. Geochimica, 2012, 41 (1):35–44.
- [5] 魏志福,王永莉,吴陈君,等. 四川盆地二叠统龙潭组烃源岩的地球化学特征及对有机质来源和沉积环境的指示意义[J]. 天然气地球科学,2015,26(8):1613–1618.
Wei Zhifu, Wang Yongli, Wu Chenjun, et al. Geochemical Characteristics of Source Rock from Upper Permian Longtan Formation in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26 (8) : 1613–1618.
- [6] 刘全有,金之钧,高波,等. 四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力[J]. 石油与天然气地质,2012,33(1):10–18.
Liu Quanyou, Jin Zhijun, Gao Bo, et al. Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012,33(1):10–18.
- [7] 张吉振,李贤庆,刘洋,等. 川南地区龙潭组页岩气成藏条件及有利区分析[J]. 中国煤炭地质,2014,26(12):1–6.
Zhang Jizhen, Li Xianqing, Liu Yang, et al. Longtan Formation shale gas reservoir conditions and favorable region analysis in southern Sichuan area[J]. Coal Geology of China, 2014, 26(12) : 1–6.
- [8] 张吉振,李贤庆,王元,等. 海陆过渡相煤系页岩气成藏条件及储层特征——以四川盆地南部龙潭组为例[J]. 煤炭学报,2015,40(8):1871–1878.
Zhang Jizhen, Li Xianqing, Wang Yuan, et al. Accumulation conditions and reservoir characteristics of marineterigenous facies coal measures shale gas from Longtan Formation in South Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40 (8) : 1871–1878.
- [9] 刘洪林,彭平,周尚文,孙莎莎,董大忠. 四川盆地川东龙潭组页岩气地质特征及勘探方向探讨[C]//. 第31届全国天然气学术年会(2019)论文集(03非常规气藏). [出版者不详],2019: 20–34.
- [10] 郭旭升,胡东风,刘若冰,等. 四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J]. 天然气工业,2018,38(10):11–18.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Liu Ruobing, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine–continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(10):11–18.
- [11] 周杰,庞雄奇. 一种生、排烃量计算方法探讨与应用[J]. 石油勘探与开发,2002,27(1):24–27.
Zhou Jie, Pang Xiongqi. Discussion and Application of a Calculation Method for Hydrocarbon Generation and Expulsion[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002,27(1):24–27.
- [12] 马新华,杨雨,张健,等. 四川盆地二叠系火山碎屑岩气藏勘探重大发现及其启示[J]. 天然气工业,2019,39(2):1–8.
Ma Xinhua, Yang Yu, Zhang Jian, et al. A major discovery in Permian volcanic rock gas reservoir exploration in the Sichuan Basin and its implications [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39 (2) : 1–8.
- [13] 戴金星. 中国陆上四大天然气产区[J]. 天然气与石油,2019, 37(2):1–6.
Dai Jinxing. The four major onshore gas provinces in China [J]. Natural Gas and Oil, 2019, 37(2):1–6.
- [14] 曹清古,刘光祥,张长江,等. 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积环境及其源控作用分析[J]. 石油实验地质,2013,35(1):36–41.
Cao Qinggu, Liu Guangxiang, Zhang Changjiang, et al. Sedimentary environment and its controlling on source rocks during late Permian in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013,35(1):36–41.
- [15] 赵向原,胡向阳,曾联波,等. 四川盆地元坝地区长兴组礁滩相储层天然裂缝有效性评价[J]. 天然气工业,2017,37(2) : 52–61.
Zhao Xiangyuan, Hu Xiangyang, Zeng Lianbo, et al. Evaluation on the effectiveness of natural fractures in reef-flat facies reservoirs of Changxing Fm in Yuanba area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2017,37(2):52–61.
- [16] 马永生,蔡勋育,赵培荣. 元坝气田长兴组—飞仙关组礁滩相储层特征和形成机理[J]. 石油学报,2014,35(6):1001–1011.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. Characteristics and formation mechanisms of reef-shoal carbonate reservoirs of Changxing-Feixianguan formations, Yuanba gas field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6):1001–1011.
- [17] 刘冉,霍飞,王鑫,等. 普光气田下三叠统飞仙关组碳酸盐岩储层特征及主控因素分析[J]. 中国石油勘探,2017,22(6) : 34–46.
Liu Ran, Hu Fei, Wang Xin, et al. Characteristics and main controlling factors of Lower Triassic Feixianguan Formation carbonate reservoir in Puguang gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2017,22(6):34–46.
- [18] 马中振,庞雄奇,孙俊科,等. 生烃潜力法在排烃研究中应注意的几个问题[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2009,31 (1):14–18+182–183.
Ma Zhongzhen, Pang Xiongqi, Sun Junke, et al. Some problems about implication of hydrocarbon-generation potential method on research the expulsion characteristics of source rocks [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009,31(1):14–18+182–183.
- [19] 陈建平,孙永革,钟宁宁,等. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J]. 地质学报,2014,88(11):2005–2032.
Chen Jianping, Sun Yongge, Zhong Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11):2005–2032.
- [20] 陈君清,张兴刚,陈卓恒,等. 烃源岩生排烃评价基于Rock-Eval数据: Im-

- pllications for Ordovician carbonates exploration in the Tabei Uplift, Tarim [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107614.
- [21] 庞雄奇,陈章明. 排油气门限的基本概念、研究意义与应用[J]. 现代地质, 1997, 11(4): 103-110+112-114.
- Pang Xiongqi, Chen Zhangming. Basic concept of hydrocarbon expulsion threshold and its research significance and application [J]. Geoscience, 1997, 11(4): 103-110+112-114.
- [22] 陈建平,李伟,倪云燕,等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(一)——烃源岩空间分布特征[J]. 天然气工业, 2018, 38(5): 1-16.
- Chen Jianping, Li Wei, Ni Yunyan, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 1): Spatial distribution of source rocks [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 1-16.
- [23] 王红军,马锋,童晓光,等. 全球非常规油气资源评价[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 850-862.
- Wang Hongjun, Ma Feng, Tong Xiaoguang, et al. Assessment of global unconventional oil and gas resources [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 850-862.
- [24] 周尚文,刘洪林,闫刚,等. 中国南方海相页岩储层可动流体及T2截止值核磁共振研究[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 612-616.
- Zhou Shangwen, Liu Honglin, Yan Gang, et al. NMR research of movable fluid and T2 cutoff of marine shale in South China [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 612-616.
- [25] 王文广,郑民,王民,等. 页岩油可动资源量评价方法探讨及在东濮凹陷北部古近系沙河街组应用[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(4): 771-781.
- Wang Wenguang, Zheng Min, Wang Min, et al. The discussion of the evaluation method of shale oil movable resources amount and Palaeogene Shahejie Formation application effect in the northern of Dongpu Depression [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(4): 771-781.
- [26] 庞雄奇,周新源,姜振学,等. 叠合盆地油气藏形成、演化与预测评价[J]. 地质学报, 2012, 86(1): 1-103.
- Pang Xiongqi, Zhou Xinyuan, Jiang Zhenxue, et al. Hydrocarbon reservoirs formation, evolution, prediction and evaluation in the superimposed basins [J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(1): 1-103.
- [27] 李明隆,谭秀成,李延钧,等. 四川盆地南部地区上二叠统长兴组沉积微相研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 66-73.
- Li Minglong, Tan Xiucheng, Li Yanjun, et al. Sedimentary microfacies characterization of upper permian Changxing Formation in southern Sichuan Basin [J]. Specail Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 66-73.
- [28] 唐大海,谭秀成,王小娟,等. 四川盆地须家河组致密气藏要素及有利区带评价[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 40-46.
- Tang Dahai, Tan Xiucheng, Wang Xiaojuan, et al. Tight gas accumulation elements and favorable zone evaluation of Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. Specail Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 40-46.
- [29] 董才源,刘满仓,李德江,等. 四川盆地高石梯-磨溪地区下二叠统气源示踪[J]. 断块油气田, 2020, 27(3): 273-277.
- Dong Caiyuan, Liu Mancang, Li Dejiang, et al. Gas source tracing of Lower Permian in Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(3): 273-277.
- [30] 魏子博,陈雷,冯亮,等. 川东奉节地区长兴组沉积相及储层发育特征[J]. 断块油气田, 2021, (6): 816-822.
- Wei Zibo, Chen Lei, Feng Liang, et al. Sedimentary facies and reservoir development characteristics of Changxing Formation in Fengjie area, eastern Sichuan Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, (6): 816-822.
- [31] 田兴旺,罗冰,孙奕婷,等. 二叠系火山碎屑岩气藏天然气地球化学特征及气源分析:以四川盆地成都—简阳地区永探1井为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(2): 325-335.
- Tian Xingwang, Luo Bing, Sun Yiting, et al. Natural gas characteristics and source analysis of Permian volcanic gas reservoir: A case study of Well YT1 in Chengdu-Jianyang area, Sichuan Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2021, 51(2): 325-335.
- [32] 刘景东,张存剑,蒋有录,等. 四川盆地元坝地区须家河组须三段储层古压力演化及主控因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(2): 31-41.
- Liu Jingdong, Zhang Cunjian, Jiang Youlu, et al. Paleo-pressure evolution of reservoir and its main controlling factors in the Third Member of Xujiahe Formation in Yuanba area, Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2021, 45(2): 31-41.
- [33] Zhao Zhihong, Wu Kaidi, Fan Yu, Guo Jianchun, Zeng Bo, Yue Wenhan. An optimization model for conductivity of hydraulic fracture networks in the Longmaxi shale, Sichuan basin, Southwest China [J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2): 47-54. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.05.001>.
- [34] 魏国齐,杨威,刘满仓,等. 鄂西-城口地区“海槽”西侧长兴组-飞仙关组台缘礁滩特征与展布[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 661-672+764.
- Wei Guoqi, Yang Wei, Liu Mancang, et al. Characteristics and distribution of platform-margin reef-shoal reservoirs in Changxing-Feixianguan Formations to the west of ocean trough, E'xi-Chengkou area [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 661-672+764.
- [35] 梁狄刚,郭彤楼,边立曾,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三):南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 1-19.
- Liang Digang, Guo Tonglou, Bian Liceng, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (Part 3): Controlling factors on the sedimentary facies and development of palaeozoic marine source rocks [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 1-19.

(编辑 卢雪梅)