

文章编号: 1001-6112(2010)06-0566-06

四川盆地北缘上二叠统大隆组烃源岩评价

付小东¹, 秦建中¹, 腾格尔¹, 王小芳²

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 中国石油 杭州地质研究院, 杭州 310023)

摘要:四川盆地北缘上二叠统大隆组泥质、硅质岩有机质丰度高、有机质类型较好,是一套局部发育的海相优质烃源岩。大隆组在不同剖面有机质成熟度变化较大,盆地内河坝 1 井处已达过成熟阶段,而盆地边缘广元、万源地区则处于低成熟—中等成熟阶段。大隆组烃源岩各剖面累计生烃强度大多小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。川东北地区大隆组烃源岩与长兴—飞仙关组礁滩相储层有利的时空配置,可使大隆组来源的天然气更有效地在礁滩相优质储层中聚集成藏,对普光等大中型气田有较大贡献;相对于其它海相层系烃源岩,大隆组主生烃期更晚,有利于天然气后期保存。广元、万源等大隆组仍处于低—中等成熟阶段地区是否存在源自大隆组的残余油藏值得关注。

关键词:生烃潜力;烃源岩;大隆组;上二叠统;四川盆地北缘

中图分类号: TE122.1+1

文献标识码: A

EVALUATION ON DALONG FORMATION SOURCE ROCK IN THE NORTH SICHUAN BASIN

Fu Xiaodon¹, Qin Jianzhong¹, Tenger¹, Wang xiaofang²

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

2. Hangzhou Institute of Petroleum Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China)

Abstract: The argillaceous and siliceous rocks in the Dalong Formation of Upper Permian in the north Sichuan Basin are excellent marine source rocks with high organic matter abundance and good organic matter type. The maturity of Dalong Formation changes greatly, which reach over-mature stage in Well Hebal section while still in low—middle mature stage in Guangyuan and Wanyuan areas located in edge of the basin. The hydrocarbon-generation intensity of Dalong Formation source rocks is mainly lower than $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$. There is a good time—space matching relationship between the source rock in Dalong Formation and the excellent reef and shoal facies reservoirs in Changxing—Feixianuan Formations, which result in the oil and gas originated from Dalong Formation accumulated in the excellent reservoir more efficiently and make great contribution to the large and medium-sized gas fields such as Puguang. Related to the marine source rocks in other geological periods, main hydrocarbon-generation periods of Dalong Formation source rocks is later and that is beneficial to the preservation of gas reservoir. Is there any residual oil pool in Guangyuan and Wanyuan areas where Dalong Formation is still in low—middle maturity, which is worth of particular attention.

Key words: hydrocarbon potential; source rock; Dalong Formation; Upper Permian; north Sichuan Basin

大隆组(P_2d)烃源岩在上扬子地区为一套局部发育的烃源岩,由于分布范围较小,过去并没有引起相应的重视,在烃源岩评价时常将其与龙潭组(P_2l)泥质烃源岩视为一体看待。相对于四川盆地其它几套区域性烃源岩而言,大隆组具有其自身地球化学特征和油气地质意义。本文根据钻井结合露头剖面资料,从大隆组烃源岩分布,以及有机质

丰度、类型、成熟度等地球化学参数对其进行综合评价,计算其原始生烃潜力,讨论其对川东北大中型气田的可能贡献及其特殊的油气地质意义。

1 大隆组沉积环境及分布

上二叠统大隆组为长兴组(P_2ch)的同时异相沉积,关于中国南方大隆组的沉积环境尚有较大争

收稿日期: 2010-03-10; 修订日期: 2010-10-27。

作者简介: 付小东(1980—),男,工程师,主要从事石油地质、油气地球化学研究。E-mail: fuxd.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)“中国海相碳酸盐岩层系生烃条件与生烃史分析”(2005CB422102)和石油化工联合基金“地质环境及生物演化与海相优质烃源岩形成”(40839910)共同资助。

议^[1-12]。笔者从岩性组合、古生物组合以及有机地球化学特征综合分析,认为四川盆地北缘大隆组总体上应形成于深水、低能、还原的沉积环境。

二叠纪是扬子地区海相优质烃源岩主要发育时期之一,长兴期在深水区如广元—旺苍、镇巴—城口以及鄂西建始等地沉积了高有机碳、富含硅质放射虫、有孔虫等生物化石的灰黑色薄层硅质岩、硅质灰岩、黑色页岩等岩性组合的大隆组^[13]。大隆组在四川盆地北缘广元、旺苍、城口、巫山等地有地表出露;在通南巴地区河坝场、河湾场、九龙山、张家碛等地有钻井揭示^[6-7];鄂西渝东的建始、宣恩等地也可见地表出露。大隆组在各地发育厚度不一,从数米到数十米不等(表1),鄂西建始地区最厚约80 m。

近年对四川盆地大隆组的分布有了新的认识,王一刚等认为开江—梁平海槽(或称深水陆棚)飞仙关组一段(T_1f^1)底部高有机碳的硅质岩、硅质泥岩段应划归上二叠统大隆组^[6-7],从而将大隆组的分布区域扩展到海相天然气富集的川东北宣汉—达州探区。腾格尔等通过钻井和露头剖面地层对比研究认为,达州地区川岳84井上二叠统顶部与飞仙关组底部缺乏底栖生物化石、富含有机质和黄铁矿的泥灰岩夹页岩段应属于大隆组^[14],可能为大隆组与长兴组同时异相沉积的过度岩性表现。中国石化勘探南方分公司最新的沉积相研究成果显示,川东北地区晚二叠世长兴期水体较深的开江—梁平陆棚区可向东南延伸到鄂西渝东的建南气田^[15]。笔者通过建平2井岩心观察,发现长兴组底部(井深3 903~3 912 m)有数米厚的硅质岩、硅质灰岩段,总有机碳在0.6%左右,较长兴组其它灰岩段要高,这意味着建南地区可能也发育与大隆组类似地层,大隆组烃源岩实际范围有望扩大。

综上所述,四川盆地北缘大隆组主要呈2个条带状分布:一是从广元矿山梁一带,经旺苍、龙4井、河坝1井、川岳84井至梁平一带,呈一个相对狭窄的NW—SE向长条展布,其分布长约350 km,宽度100 km以上,厚度大致在10~40 m之间,向西南、东北两侧缓坡带逐渐变薄,并相变为长兴组台地边缘礁滩相;二是从镇巴至万源、城口一带,分布长约200 km,宽度30 km左右,厚度数米至数十米不等。

2 大隆组烃源岩有机地球化学特征

2.1 有机质丰度

有机质丰度是评价烃源岩的最基础的指标。在正常热演化条件下,总有机碳含量(TOC)、沥青“A”、生烃潜量(S_1+S_2)和总烃是评价烃源岩有机质丰度的常规指标。但高演化条件下,生烃潜量与沥青“A”基本失效,总有机碳含量(TOC)成为评价烃源岩生烃潜力的最主要指标。在海相烃源岩评价中,常将有机质类型较好(I—II)、TOC>2.0%(高过程熟阶段TOC>1.5%)的烃源岩划归优质烃源岩的范畴^[16]。四川盆地北缘各剖面大隆组烃源岩有机质丰度各项参数见表2。

广元长江沟剖面大隆组底部主要为灰黑色硅质灰岩,中上部主要为富含有机质的黑色含硅质泥岩。底部厚约20 m的硅质灰岩TOC多小于0.3%,主要为非烃源岩。中上部主要为硅质岩、硅质灰岩和硅质泥页岩,13个样品中TOC最高可达13.52%,平均值为5.11%(表2),其中77%的样品TOC在2.0%以上,为优质烃源岩;沥青“A”与生烃潜量(S_1+S_2)都很高。旺苍鹿渡剖面大隆组主要为硅质岩与泥岩互层,21个样品TOC平均达3.39%(表2),其中的18个样品TOC大于1.5%,

表1 中上扬子地区大隆组厚度分布

Table 1 Thickness distribution of Dalong Formation in the Middle—Upper Yangzi Region m

广元—旺苍地区		城口—镇巴地区		开江—梁平地区		湘鄂西地区 [#]			
广元长江沟	39.0	旺苍燕子峡	13.0	城口庙坝 [#]	6.1	门西2井 [*]	28.0	宣恩沙道沟	33.3
广元清风峡 [#]	33.0	河坝1井	44.0	城口双河 [#]	15.0	大天1井 [*]	17.0	宣恩川剑河	39.6
广元竹园坝 [#]	41.0	河15井 [*]	36.5	镇巴凉桥 [#]	21.0	天东28井 [*]	12.5	桑值仁村坪	38.3
广元三堆坝 [#]	32.0	射1井 [*]	34.5	镇巴观音 [#]	35.0	雷西2井 [*]	18.0	桑值南斗溪	21.5
广元葛底 [*]	39.4	河12井 [*]	32.0	镇巴陈家滩 [#]	43.3	川岳84井	29.0	慈利黄莲峪	10.0
广元朝天 [*]	19.4	河深1井 [*]	33.5	万源官渡	17.3	川付85井 [*]	26.5	建始母猪口	80.0
旺苍永宁 [#]	19.0	矿1井 [*]	33.5	万源白果	5.0	罐10井 [*]	29.0	建始兰鸿槽	41.0
旺苍双河 [*]	34.9	龙16井	58.0	西乡烧房沟 [#]	30.0			兴山大峡口	3.0
旺苍立溪岩 [#]	16.6	碛1井 [*]	22.0	巫溪咸瑞 [#]	4.7			长阳大姑垭	7.6
旺苍大两会 [#]	30.4	马1井	35.0	巴东堰塘坪 [#]	22.5			恩思天桥	52.3

注: * 引自文献[6]; # 引自1:20万区域地质调查报告。

表 2 四川盆地北缘大隆组烃源岩有机质丰度

Table 2 Organic matter abundance parameters of Dalong Formation source rocks in the north Sichuan Basin

剖面位置	主要岩性	TOC/%	沥青“A”/10 ⁻⁶	S ₁ /(mg·g ⁻¹)	S ₂ /(mg·g ⁻¹)	I _H /(mg·g ⁻¹)
广元长江沟	黑色硅质泥岩	$\frac{0.63 \sim 13.52}{5.11(13)}$	$\frac{392.1 \sim 11644.5}{4582(5)}$	$\frac{0.07 \sim 1.5}{0.67(13)}$	$\frac{1.23 \sim 45.15}{16.5(13)}$	$\frac{187 \sim 365}{290.5(13)}$
河坝 1 井	黑色硅质泥岩	$\frac{0.64 \sim 4.62}{2.31(7)}$	$\frac{68.3 \sim 372.7}{241(3)}$	$\frac{0.04 \sim 0.15}{0.09(5)}$	$\frac{0.04 \sim 0.24}{0.15(5)}$	$\frac{3 \sim 13}{6.6(5)}$
旺苍鹿渡	硅质岩/黑色泥岩	$\frac{0.89 \sim 11.3}{3.39(21)}$				
万源官渡	薄层黑色硅质岩	$\frac{2.05 \sim 6.27}{3.7(3)}$	$\frac{62.6 \sim 268.7}{165.7(2)}$	$\frac{0.03 \sim 0.26}{0.15(2)}$	$\frac{0.4 \sim 2.3}{1.35(2)}$	$\frac{14 \sim 32}{23(2)}$
万源梨树	黑色页岩	$\frac{0.97 \sim 3.07}{2.0(5)}$	$\frac{464 \sim 504}{481(3)}$	$\frac{0.17 \sim 0.21}{0.19(3)}$	$\frac{0.99 \sim 1.81}{1.4(3)}$	$\frac{43 \sim 50}{45.6(3)}$
万源白果	黑色页岩	$\frac{0.16 \sim 4.75}{2.03(3)}$	$\frac{2955.9}{}$	$\frac{0.02 \sim 1.2}{0.63(3)}$	$\frac{0.09 \sim 8.77}{3.5(3)}$	$\frac{56 \sim 185}{125(3)}$

注:表中数据意义为: $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值(样品数)}}$ 。

主要为优质烃源岩。

河坝 1 井大隆组以深灰、灰黑色碳质页岩、灰质泥岩、灰黑色泥岩为主,岩石中生物化石丰富,主要有硅质放射虫、海绵等;7 个岩心、岩屑样品 TOC 平均为 2.31%,其中 5 个样品 TOC 大于 1.5%,达到优质烃源岩标准;但由于受现今成熟度的影响,沥青“A”,S₂ 与氢指数(I_H)都很低(表 2)。达州地区川岳 84 井长兴组(P₂ch)到飞仙关组(T₁f)过度层段一套近 10 m 厚的薄层状深灰色泥灰岩、微晶灰岩夹页岩 TOC 在 1.0%~5.0%之间^[14];开江—梁平地区 18 个大隆组烃源岩样品 TOC 平均值达到 3.88%,其中 8 个黑色泥岩样品的平均值达到 6.21%^[6],大多属于优质烃源岩范畴。

万源地区大隆组黑色页岩、硅质岩 TOC 也较高,在官渡、梨树和白果剖面 TOC 均值分别为 3.71%,2.0%,2.03%(表 2),单从 TOC 看,多数样品也达到优质烃源岩标准,沥青“A”与 S₂ 较高。

从上述几个剖面来看,四川盆地北缘大隆组烃源岩 TOC 普遍很高,统计的 50 个样品平均 TOC 达到 3.48%,而 TOC 大于 1.5%的样品占 78%;总体上为一套高有机质丰度的海相优质烃源岩。在下扬子地区大隆组烃源岩平均有机碳含量也可达到 3.66%^[8]。与广元地区相比,河坝 1 井以及万源地区大隆组的沥青“A”,S₂,I_H 都要低得多,这可能主要因为成熟度和有机质类型的差异所致。

2.2 有机质类型

有机质类型是评价烃源岩生烃潜力及生烃类型的重要参数之一,评价干酪根母质类型有 2 种方法,有机地球化学方法与有机岩石学方法。有机地球化学方法主要包括测定干酪根碳同位素、元素组成特征等;有机岩石学方法主要测定干酪根母质中

有机显微组分组合方式以及光性特征等。

2.2.1 碳同位素特征

干酪根碳同位素值是判识有机质类型的重要依据。黄第藩等^[15]通过统计我国一系列盆地烃源岩干酪根同位素特征认为:Ⅰ型干酪根 δ¹³C 值在 -27‰~-30‰,而 -28‰~-30‰是典型的藻类腐泥型的特征;Ⅱ型干酪根 δ¹³C 值在 -26‰~-27‰;Ⅲ型干酪根 δ¹³C 值在 -22.5‰~-26‰,一般重于 -25‰。

大隆组烃源岩干酪根碳同位素主要分布在 -25.6‰~-27.9‰之间,多数低于 -26.0‰,平均 -26.5‰。沥青“A”碳同位素分布在 -26.89‰~-29.43‰,平均为 -28.4‰;饱和烃、芳烃、非烃、沥青质碳同位素分别为 -26.91‰~-29.04‰,-27.27‰~-29.26‰,-27.55‰~-29.3‰,-28.02‰~-30.98‰(表 3)。其中河坝 1 井干酪根碳同位素最轻(-27.9‰),考虑到其现今热演化程度,有机质类型应为Ⅰ—Ⅱ₁型;广元长江沟剖面干酪根碳同位素次之(-26.0‰~-27.1‰),平均氢指数达到 312 mg/g,有机质类型应为Ⅱ₁;万源地区碳同位素基本在 -25.6‰~-26.4‰之间,有机质类型相对较差,应该为Ⅱ₂—Ⅲ型(表 3)。

2.2.2 干酪根元素特征

国外大量研究表明,对于低成熟海相沉积烃源岩中有机质而言,其干酪根的氢碳原子比(H/C)一般在 1.2~1.35 之间^[17]。而四川盆地北缘各剖面大隆组干酪根氢碳原子比多在 0.9 以下,河坝 1 井最低仅 0.29;氧碳比(O/C)分布在 0.06~0.21 之间;硫元素含量丰富,含量在 5.27%~13.64%之间,平均 8.1%(表 4),大隆组烃源岩干酪根总体上表现为贫氢、富硫的特征。河坝 1 井大隆组干酪根贫氢

表 3 四川盆地北缘大隆组烃源岩干酪根及族组分碳同位素

Table 3 Carbon isotope of kerogen and group composition from Dalong Formation source rocks in the north Sichuan Basin

剖面	$\delta^{13}C_{PDB}/\text{‰}$					
	干酪根	沥青“A”	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质
广元长江沟	$-26.0 \sim -27.1$ $-26.6(4)$	$-27.1 \sim -29.4$ $-28.4(4)$	$-28.5 \sim -29.2$ $-28.8(4)$	$-28.5 \sim -29.3$ $-29.0(4)$	$-27.3 \sim -29.3$ $-28.3(4)$	$-26.9 \sim -28.9$ $-28.1(4)$
河坝 1 井	-27.9	-29.98	-27.67	-28.71	-29.73	-30.98
万源官渡	-26.3					
万源梨树	$-25.6 \sim -26.4$ $-26.1(3)$					
万源白果	-26.5	-27.0	-26.9	-27.3	-27.5	-28.2

注:表中数据意义为: $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}(\text{样品数})}$ 。

表 4 四川盆地北缘大隆组烃源岩干酪根元素组成特征

Table 4 Elements composition of kerogen from Dalong Formation source rocks in the north Sichuan Basin

剖面	C/%	H/%	O/%	S/%	H/C	O/C
广元长江沟	73.7~80.2	4.5~5.2	5.8~7.7	5.3~7.6	0.67~0.84	0.06~0.07
河坝 1 井	70.46	1.70	5.96	13.64	0.29	0.06
万源官渡	69.7~71.1	3.1~3.2	9.1~19.5	5.3~10.2	0.53~0.54	0.1~0.21
万源梨树	64.1~73.8	3.3~3.6	10.2~11.4	6.6~10.8	0.58~0.63	0.1~0.13
万源白果	73.06	4.10	7.87	8.46	0.67	0.08

表 5 四川盆地北缘大隆组烃源岩有机质显微组分特征

Table 5 Maceral constituent features of organic matter of Dalong Formation source rocks in the north Sichuan Basin

剖面	岩性	腐泥组/%	壳质组/%	镜质组/%	惰性组/%	次生组分/%
河坝 1 井	黑色硅质岩	78.5~85.5	—	—	1.5~4	10.5~17.5
广元长江沟	黑色硅质岩	4.5~88.5	—	0.5	4~4.5	9.5~91.5
万源官渡	薄层黑色硅质岩	65.5~73.5	—	—	6.0	20.5~34.5
万源梨树	黑色页岩	12.5~83.5	—	14.5~36.5	2~16.5	14.5~43.5
万源白果	黑色页岩	—	5.5	43.5	51.0	—

可能主要由于成熟度高所至,万源地区则可能主要是因为其本身有机质类型相对较差。

2.2.3 有机显微组分特征

四川盆地北缘各剖面大隆组有机显微组分特征见表 5。河坝 1 井有机显微组分以腐泥组和次生组为主,不含壳质组和镜质组,含极少量惰性组,显示出 I—II₁ 干酪根特征;腐泥组含量在 78.5%~85.5%,主要为藻类体,无荧光显示且已微粒化,扫描电镜下可见大量类似硫细菌结构的含碳颗粒;次生组分含量在 10.5%~17.5%,以固体沥青为主。广元长江沟、万源官渡剖面大隆组以腐泥组和次生组为主,含少量惰性组,基本不含镜质组与壳质组,显示其有机质类型较好,成烃生物主要为宏观藻类,并可见各种真菌菌丝。万源梨树、白果剖面大隆组都含有较高比例的镜质组,腐泥组和次生组分含量低,混有大量的陆源组分和可能沉积之前就被氧化的惰质组分,表明其有机类型较差。各剖面

有机显微组分结果与干酪根碳同位素显示的有机质类型基本一致,河坝 1 井大隆组有机质类型最好(I—II₁),广元长江沟次之(II₁),万源地区最差(II₂—III)。虽然四川盆地北缘大隆组烃源岩有机质类型在不同剖面有一定差异,但总体来说类型较好,以偏腐泥型为主。

2.3 有机质成熟度

干酪根的镜质体反射率(R_o)是目前用来确定有机质成熟度最为有效的指标。然而在海相地层中,由于镜质体的缺乏,烃源岩中的原生固体沥青反射率也常作为反映其成熟度的有效指标,而自生伊利石结晶度、 T_{max} 等可作为辅助判识指标。大隆组烃源岩成熟度在各剖面有较大差异,河坝 1 井现今沥青反射率(R_b)在 4.45%~4.58%之间,已达过成熟中期阶段;万源官渡剖面大隆组 R_b 在 1.39%~2.23%之间,总体上应处于高成熟阶段;万源梨树剖面大隆组烃源岩镜质体反射率(R_o)

1.74%~1.78%，达到高成熟阶段；万源白果剖面 R_o 为 1.34%，处于成熟晚期阶段。

广元地区是上扬子海相层系少有的低演化剖面，泥盆系和二叠系海相泥岩和碳酸盐岩实测 R_o 为 0.52%~0.84%，吴家坪组 (P_{2w}) 煤样的 R_o 仅为 0.57%^[8]。长江沟剖面大隆组泥岩中原生沥青反射率 R_b 在 0.69%，其等效镜质体反射率约为 0.79%，在显微照片下成烃生物仍然发淡黄色荧光；烃源岩中可溶有机质含量高，氯仿沥青“A”含量最高可达 $11\ 644.5 \times 10^{-6}$ ；反映成熟度的生标参数 $Ts/(Ts+Tm)$ 为 0.2，远小于川东北地区 P_2ch 固体沥青的值 (0.47~0.58)^[14]，这些都表明广元长江沟大隆组烃源岩还处于低成熟阶段。

3 大隆组烃源岩生烃潜力

烃源岩是油气成藏的物质基础，而高有机质丰度、良好有机质类型的优质烃源岩层则是形成大型油气田的必要条件之一，其规模及时空展布很大程度上控制着油气田的规模及分布。成熟度反映了有机质向油气转化的程度，当烃源岩达到生烃门限后才会热力作用下大量生烃，因而现今成熟度一定程度上决定烃源岩地质历史上的累积生烃量大小，现今成熟度未达到生烃门限值的烃源岩生烃潜力对区域供烃不具实际意义。根据各剖面大隆组烃源岩的有机质丰度和成熟度特征，勾画了四川盆地及周缘大隆组的成熟度和优质烃源岩段 ($TOC > 1.5\%$) 分布 (图 1)。大隆组优质烃源岩厚度在 0~30 m 之间，主要分布在广旺海槽，开江—梁平深水陆

棚以及城口—鄂西海槽。盆地内的达州、通江等地大隆组烃源岩都已达到过成熟阶段 ($R_o > 2.0\%$)，往盆地边缘成熟度逐渐降低，龙门山—米仓山—大巴山等造山带前缘的广元、城口等地大隆组烃源岩多处于低熟或成熟阶段 ($R_o < 1.3\%$)。

不同母质类型烃源岩生烃后残余有机碳相对于其原有机碳会有不同程度的降低，在进行其原始生烃潜力及资源评价时应按一定系数恢复其原始有机碳丰度。海相高一过成熟 I 型有机质恢复系数约 1.68，II₁ 型富烃源岩有机碳恢复到低成熟阶段其恢复系数 1.48^[18]，本文在计算生烃潜力时对高过成熟的 I—II 烃源岩统一取 1.5。广元长江沟剖面大隆组烃源岩生烃潜量平均达 17.21 mg/g，沥青“A”和氢指数都很高，表明大隆组烃源岩具有较强的生烃能力。由于广元长江沟大隆组烃源岩现今仍处于低成熟阶段 ($R_b = 0.69\%$)，其模拟实验生烃潜力参数可用于现今处于高过成熟阶段的烃源岩原始生烃潜力评价和资源潜力计算。广元长江沟大隆组一个黑色泥岩样品 ($TOC = 12.4\%$, $S_1 + S_2 = 46$ mg/g, $I_H = 365$ mg/g) 生烃模拟实验最高，产烃率可达到 410 kg/t。

按上述参数计算，在广元长江沟剖面大隆组烃源岩如演化到过成熟阶段，其潜在生烃强度约 13.1×10^8 m³/km²，但由于该剖面现仍处于低成熟阶段，其累计生烃强度仅约 3.3×10^8 m³/km²。其它剖面现今基本处于高过成熟阶段，累积生烃转化率高，河坝 1 井大隆组烃源岩累积生烃强度约 14.8×10^8 m³/km²，川岳 84 井 (开江—梁平地区) 为 13.8×10^8 m³/km²；旺苍地区约为 12.7×10^8 m³/km²；万源地区累积生烃强度则相对要小，平均在 4.4×10^8 m³/km² 左右。大隆组在四川盆地北缘分布面积约 4.7×10^4 km² (图 1)，烃源岩平均厚度 27.5 m，残余有机碳平均含量 3.48%，按现今成熟度计算，该区内大隆组烃源岩累计总生烃气量约 55×10^{12} m³。

我国多数大中型气田所在处烃源岩生烃强度都大于 20×10^8 m³/km²^[19-20]，优质烃源岩的存在是形成大中型气田的物质基础。部分研究成果表明川东北地区普光等大中型气田主力气源岩为上二叠统优质烃源岩^[21-22]，但源自大隆组和龙潭组的天然气在现今气藏中很难有效的区分。在川东北地区龙潭组烃源岩分布范围广且厚度较大，在宣汉—达县地区龙潭组仅优质烃源岩 ($TOC > 1.5\%$) 的厚度在 50~60 m^[23]，外加近百米厚的中等和差烃源岩，龙潭组烃源岩的总生烃潜力较大隆组要大得多。因而大隆组烃源岩不太可能是长兴—飞仙关组礁滩

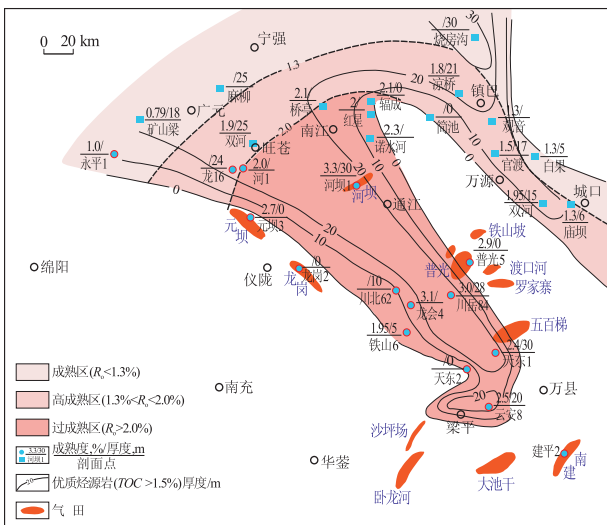


图 1 四川盆地北缘大隆组优质烃源岩厚度及成熟度分布
Fig. 1 Distribution of thickness and maturity of Dalong Formation excellent source rocks in the north Sichuan Basin

相气藏的主力气源岩,但可与龙潭组优质烃源岩“合作”,为川东北地区大中型气田提供充足的物质基础。

4 大隆组烃源岩油气地质意义

相对于四川盆地下寒武统牛蹄塘组(C_1n)或筲竹寺组(C_1q)、下志留统龙马溪组(S_1l)以及上二叠统龙潭组几套区域性烃源岩而言,大隆组烃源岩虽然分布范围有限,但却有着较特殊的油气地质意义。大隆组烃源岩为长兴组的同时异相的深水沉积,在四川盆地及周缘沿2个相对狭窄的NW—SE向长条拗陷区展布,向南、北两侧缓坡带逐渐变薄,相变为长兴组台地边缘礁滩相^[14]。其南、北缘分别与现今龙岗、元坝,普光、罗家寨等大中型气田相邻;河坝气田则处于大隆组优质烃源岩厚度中心附近(图1),因而与长兴—飞仙关组礁滩相优质储层具有良好的空间匹配关系。

川东北地区开江古隆起对该区的油气藏具有明显的控制作用,中三叠世末开江古隆起基本形成,之后在燕山期继续发展^[24-25],到中侏罗世时(上沙庙期),飞仙关组顶界在不同构造部位高差已达1100余m^[26]。现今的铁山坡—渡口河—罗家寨气田一带当时正处于古隆起的高部位,长兴—飞仙关组礁滩相优质储层在这一带形成早期的岩性构造复合圈闭,成为上二叠统烃源岩生成油气的有利运移指向区。而此时宣汉—达县、通江—南江等地大隆组烃源岩大多正处生油高峰期^[24],因而大隆组烃源岩大量生烃期与长兴—飞仙关组优质储层的形成时期具有很好的耦合关系,有利于其生成的油气进入礁滩相优质储层中聚集参与形成早期油气藏,对普光等气田的贡献不容忽视。此外,相对于其它几套区域性分布的海相烃源岩而言,大隆组烃源岩时代最晚,生烃作用结束得晚,更有利于天然气的后期保存。

盆地边缘广元长江沟、万源白果等大隆组处于低成熟—成熟阶段的剖面,直接覆盖于大隆组烃源岩之上的飞仙关组灰岩和白云岩晶洞、裂缝中可见大量油苗产出,部分油—源对比工作显示这些油苗可能来源于大隆组烃源岩^[27]。广元长江沟剖面大隆组烃源岩氯仿沥青“A”很高,有机岩石学照片下还可见到发荧光的沥青存在,这表明大隆组烃源岩在地质历史上曾有过生排油作用。大隆组烃源岩有机质类型较好,在低演化阶段以生油为主;在盆地边缘广元和万源等大隆组烃源岩处于低熟—成熟阶段的地区,是上扬子地区海相层系少数可能存

在残余油藏的区带。

5 结论

1)四川盆地北缘大隆组烃源岩有较高的有机质丰度(平均TOC为3.48%),较好的有机质类型(以I和II型为主),是一套海相优质烃源岩,其厚度在数米到30m之间。大隆组优质烃源岩现今成熟度在空间分布上变化大,盆地内河坝1井剖面已达过成熟阶段,而盆地边缘的广元长江沟、万源梨树等剖面则处与成熟—高成熟阶段。

2)四川盆地北缘各剖面大隆组烃源岩累积生烃强度多小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,虽不是普光等气田的主力气源岩,但由于其与长兴—飞仙关组礁滩相优质储层良好的时空匹配关系,来自大隆组烃源岩的天然气相对于其他烃源岩层系来源的天然气能更有效地在优质储层中聚集成藏,对川东北普光等大中型气田的形成应有较大贡献。

3)四川盆地北缘大隆组烃源岩有机质类型在各剖面有一定差异,但总体来说有机质类型较好,在低成熟—成熟阶段以生油为主,并且在地质历史上经历过生排油过程,大隆组烃源岩处于低熟—成熟阶段的广元和万源等地区,是否存在源自大隆组的残余油藏值得关注。

致谢:感谢中国石化勘探南方分公司提供河坝1井宝贵的岩心、岩屑样品。

参考文献:

- [1] 姚华舟,张仁杰. 长江三峡地区晚二叠世晚期—早三叠世早期沉积特征[J]. 华南地质与矿产,1996(4):63-68.
- [2] 金谷岩. 陕南西乡晚二叠世大隆组及其沉积环境[J]. 地层学杂志,1987,11(4):278-285.
- [3] 赵时久,张开明,陈家怀,等. 中南地区二叠纪岩相古地理及沉积矿产远景预测[M]//岩相古地理文集(7). 北京:地质出版社,1992:51-92.
- [4] 晋慧娟,李菊英. 广西合山马滩地区晚二叠世沉积环境的研究[J]. 地质科学,1987(1):61-69.
- [5] 段鸿福,丁梅华,张克信,等. 扬子区及其周缘东吴—印支期生态地层学[J]. 北京:科学出版社,1995:38-68.
- [6] 王一刚,文应初,洪海涛,等. 四川盆地开江—梁平海槽内发现大隆组[J]. 天然气工业,2006,26(9):31-35.
- [7] 王一刚,文应初,洪海涛,等. 四川盆地及邻区上二叠统一三叠统海槽的深水沉积特征[J]. 石油与天然气地质,2006,27(5):702-714.
- [8] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一):南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质,2008,13(2):1-16.
- [9] 周祖仁. 二叠纪石林的两种生态类型[J]. 中国科学(B辑),1985(7):648-657.

- [7] 张建良,钟建华,李亚辉,等. 柴达木盆地东部石炭系石油地质条件及油气勘探前景[J]. 石油实验地质,2008,30(2):144-150.
- [8] 秦建中,金聚畅,刘宝泉. 海相不同类型烃源岩有机质丰度热演化规律[J]. 石油与天然气地质,2005,26(2):177-184.
- [9] 廖永胜. 高一过成熟气源岩评价的若干问题[J]. 石油勘探与开发,2005,32(4):147-152.
- [10] 黄志龙,钟宁宇,赵喆. 碳酸盐岩有效排烃动力条件与临界有机质丰度关系[J]. 石油勘探与开发,2005,32(6):25-28.
- [11] 周总瑛. 烃源岩演化中有机碳质量与含量变化定量分析[J]. 石油勘探与开发,2009,36(4):463-468.
- [12] 黄第藩,李晋超,张大江. 干酪根类型及其分类参数的有效性、局限性和相关性[J]. 沉积学报,1984,2(3):29-31.
- [13] 翟常博,郜建军,黄海平,等. 大巴山南侧城口油苗点油源分析[J]. 石油实验地质,2009,31(2):192-196.
- [14] 苏艾国. 干酪根碳同位素在成熟和风化过程中变化规律初探[J]. 矿物岩石地球化学通报,1999,18(2):79-84.
- [15] TEICHMULLER M, WOLF M. Application of fluorescence microscopy in coal petrology and oil exploration[J]. Journal of Microscopy, 1977,109: 49-73.
- [16] 杜佰伟,陈明. 羌塘盆地上侏罗统索瓦组烃源岩分布特征及远景分析[J]. 石油实验地质,2008,30(2):174-178.
- [17] 薛军民,高胜利,高鹏. 鄂尔多斯盆地神木地区上古生界煤储层特征及含气潜力[J]. 石油实验地质,2008,30(1):37-41.
- [18] BUCHARDT B, LEWAN M D. Reflectance of vitrinite-like macerals as a thermal maturity index for Cambrian-Ordovician Alum Shale, southern Scandinavia[J]. AAPG Bulletin, 1990,74(4):394-406.
- [19] 程顶胜,郝石生. 高过成熟烃源岩成熟度指标[J]. 石油勘探与开发,1995,22(1):25-27.
- [20] 肖贤明,吴治君,刘德汉,等. 早古生代海相烃源岩成熟度的有机岩石学评价方法[J]. 沉积学报,1995,13(2):112-119.
- [21] 曾凡刚,程克明,吴朝东. 应用海相镜质组反射率研究华北地区下古生界成熟度[J]. 地质地球化学,1998,26(3):21-24.
- [22] 王飞宇,何萍,程顶胜,等. 镜状体反射率可作为下古生界高过成熟烃源岩成熟度标尺[J]. 天然气工业,1996,16(4):14-18.
- [23] 胡宗全,朱建辉,周新科,等. 渤海湾盆地中南部上古生界生烃史与天然气勘探前景[J]. 石油与天然气地质,2008,29(3):312-319.
- [24] 叶加仁,赵鹏大,陆明德. 鄂尔多斯盆地古生界油气地质动力学研究[J]. 中国科学(D辑),2000,30(1):40-46.
- [25] QUIGLEY T M, MACKENZIE A S. The temperatures of oil and gas formation in the sub-surface[J]. Nature,1988,333:549-552.
- [26] 王云鹏,赵长毅,王兆云,等. 利用生烃动力学方法确定海相有机质的主生气期及其初步应用[J]. 石油勘探与开发,2005,32(4):153-158.

(编辑 韩 或)

- [10] 方宗杰. 评“论南海扇”:兼评大隆组地层的深水成因论[J]. 古生物学报,1989,28(6):711-723.
- [11] 徐安武,曾波夫,胡宁. 湖北建始牯牛坪二叠系岩石特征及沉积环境分析[M]//冯增昭编. 中下扬子地区二叠纪岩相古地理. 北京:地质出版社,1991:130-138.
- [12] 牛志军,段其发,徐安武,等. 论鄂西建始地区大隆组沉积环境[J]. 华南地质与矿产,1999(1):18-22.
- [13] 王宓君,包茨,李懋钧,等. 中国石油地质志(卷十):四川油气区[M]. 北京:石油工业出版社,1989.
- [14] 腾格尔,秦建中,付小东,等. 川西北地区海相油气成藏物质基础:优质烃源岩[J]. 石油实验地质,2008,30(5):478-483.
- [15] 中国石化勘探南方分公司. 中国石化勘探南方分公司2009年勘探成果与2010年勘探部署建议[R]. 成都:中国石化勘探南方分公司,2009.
- [16] 黄第藩,李晋超,张大江. 干酪根类型及其分类参数的有效性、局限性和相关性[J]. 沉积学报,1984,2(3):29-31.
- [17] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum Formation and Occurrence[M]. Berlin: Springer-Verlag, 1984.
- [18] 秦建中,郑伦举,腾格尔,等. 海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究[J]. 地球科学:中国地质大学学报,2007,32(6):853-860.
- [19] 戴金星,宋岩,张厚福. 中国大中型气田形成的主要控制因素[J]. 中国科学 D 辑,1996,26(6):481-487.
- [20] 戴金星,夏新宇,洪峰,等. 中国煤成大型气田形成的主要控制因素[J]. 科学通报,1999,44(22):2455-2464.
- [21] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报,2007,28(2):1-14.
- [22] 张水昌,朱光有,陈建平. 四川盆地川东北部飞仙关组高含硫化氢大型气田群气源探讨[J]. 科学通报,2007,52(增刊):82-93.
- [23] 秦建中,付小东,腾格尔. 川东北宣汉一达县地区三叠—志留系海相优质烃源岩评价[J]. 石油实验地质,2008,30(4):367-374.
- [24] 韩克猷. 川东开江古隆起大中型气田的形成及勘探目标[J]. 天然气工业,1995,15(4):1-4.
- [25] 李晓清,汪泽成,张兴为. 四川盆地古隆起特征及对天然气的控制作用[J]. 石油与天然气地质,2001,22(4):347-351.
- [26] 曾云贤,刘微,李西宁. 川东北地区飞仙关组构造演化与油气成藏研究[J]. 天然气工业,2005,25(增刊):21-23.
- [27] 饶丹,秦建中,腾格尔,等. 川西北广元地区海相层系油苗和沥青来源分析[J]. 石油实验地质,2008,30(6):596-605.

(编辑 徐文明)