

doi:10.3799/dqkx.2016.037

四川盆地元坝气田长兴组古油藏的 定量恢复及油源分析

李平平¹, 郭旭升², 郝芳³, 邹华耀¹, 余新亚¹, 王广伟¹

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. 中国石油化工股份有限公司勘探分公司, 四川成都 610041

3. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

摘要: 目前虽认为元坝气田长兴组天然气主要为原油裂解气, 但尚未进行该气田的古油藏的定量恢复并计算原油裂解气的资源量, 并系统分析古油藏原油的来源。长兴组储层普遍可见固体沥青, 是原油裂解的直接产物, 且原油裂解在本区构造抬升变形前就已经完成, 因此储层沥青可用于识别古油层的分布。根据储层沥青的纵向和平面分布, 确定了7个可靠的古油藏和4个可能的古油藏, 并运用容积法恢复出本区聚集的古原油为 6.14×10^8 t, 计算出相应的原油裂解气为 3807.08×10^8 m³, 远大于现今气田的天然气探明储量, 表明原油裂解气可以提供充足的气源, 进一步证明了天然气主要为原油裂解气。通过长兴组储层沥青与不同层系烃源岩干酪根的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值对比, 并结合烃源层分布和 TOC 等资料, 确定古油藏原油主要来源于有机质类型以 II 型为主的上二叠统吴家坪组烃源岩, 其次为长兴组/大隆组烃源岩。后者主要分布在广元—南江—通江地区, 该区的天然气勘探不能忽视该套烃源岩的生烃潜力与成藏贡献。

关键词: 古油藏; 油源分析; 石油地质; 元坝气田; 四川盆地。

中图分类号: P618.130

文章编号: 1000-2383(2016)03-0452-11

收稿日期: 2015-08-23

Paleo-Oil-Reservoirs Reconstruction and Oil Correlation of Changxing Formation in the Yuanba Gas Field, Sichuan Basin

Li Pingping¹, Guo Xusheng², Hao Fang³, Zou Huayao¹, Yu Xinya¹, Wang Guangwei¹

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

2. SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China

3. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: The natural gases from the Changxing Formation (P_2ch) in the Yuanba gas field are mainly derived from oil cracking, but the volume of oil-cracking-gas has not been evaluated quantitatively and the source of the paleo-oil has not been studied systematically. Solid bitumen, commonly developed in the P_2ch reservoirs, is a direct product of oil cracking which had finished before the regional uplift and structure deformation in the Yuanba gas field. As a result, the paleo-oil zone can be recognized by the solid bitumen. Basing on the lateral and vertical distribution of solid bitumen, seven reliable and four probable paleo-oil reservoirs have been found out. The paleo-oil accumulated in these reservoirs by volumetric method is about 6.14×10^8 t, and the corresponding oil-cracking-gas is about 3807.08×10^8 m³. The volume of oil-cracking-gas is much larger than the natural gas found in the Yuanba gas field, which indicates that the oil-cracking-gas can supply sufficient gases for the present gas reservoirs, and further proves that the natural gases are mainly derived from oil cracking. The $\delta^{13}\text{C}$ correlation of solid bitumen and kerogens from different source rocks, and total organic carbon (TOC) data show that the paleo-oil was derived from type-II source rock mainly in the Upper Permian Wujiaping Formation, and then in the Changxing/Dalong Formation. The latter is

基金项目: 国家科技重大专项 (No. 2011ZX05005-003-009HZ).

作者简介: 李平平 (1980—), 男, 讲师, 主要从事油气成藏机理研究. E-mail: lpp@cup.edu.cn

引用格式: 李平平, 郭旭升, 郝芳, 等. 2016. 四川盆地元坝气田长兴组古油藏的定量恢复及油源分析. 地球科学, 41(3): 452-462.

mainly developed in Guangyuan-Nanjiang-Tongjiang area, and the hydrocarbon generated by this source rock cannot be neglected during the natural gas exploration in this area.

Key words: paleo-oil reservoir; oil correlation; petroleum geology; Yuanba gas field; Sichuan basin.

0 引言

2003年以来,四川盆地的东北部(川东北)的二叠系—三叠系的礁、滩碳酸盐岩层系相继发现了普光、龙岗、元坝和兴隆场等大、中型气田(马永生等, 2005, 2010; 杜金虎等, 2010; 郭彤楼, 2011),使得针对该层系礁、滩气藏的研究成为热点. 前期研究表明,位于“开江—梁平”陆棚东侧的普光气田、渡口河气田和罗家寨气田主要为原油裂解气(谢增业等, 2004, 2005; Li *et al.*, 2005; Hao *et al.*, 2008),这几个气田位于二叠系的海湾泻湖相烃源岩(梁狄刚等, 2009)的中心区域,气源的母质类型以II型为主(朱扬明等, 2012),表明二叠系烃源岩能够生成大量的古原油,也进一步支持该区天然气为原油裂解气的认识. 相比之下,在陆棚西侧的元坝气田、龙岗气田、兴隆场气田和建南气田距离该烃源灶的距离较远,烃源岩的厚度变薄,并且二叠系烃源岩有可能由II型向III型有机质转换,因为该套烃源岩在四川盆地的西南部以III型有机质为主(梁狄刚等, 2009). 因此,尽管研究人员在元坝气田、龙岗气田和建南气田的二叠系、三叠系发现了固体储层沥青(杜金虎等, 2010; Li *et al.*, 2015a, 2015b),但是该层系的天然气的部分乙烷碳同位素重于-28‰(杜金虎等, 2010; Zhao *et al.*, 2011; Li *et al.*, 2015a),导致研

究者对这几个气田的天然气是否为原油裂解气产生了质疑. Li *et al.* (2015b)从元坝气田的长兴组天然气的化学组份和碳同位素组成,以及储层发育的大量固体沥青,认为该气田的烃类气田主要为原油二次裂解气,但是没有对古油藏进行定量恢复并计算原油裂解气的量,以回答原油裂解气是否可以提供充足气源,也没有讨论元坝地区的天然气的气源与烃源岩的类型,回答该套烃源岩是否能够生成原油的问题. 因此,本文目的在于对元坝长兴组古油藏进行定量恢复,并分析可能的原油来源,以期为邻区的天然气勘探提供参考.

1 地质背景

川东北地区位于四川盆地东北部(图1),北部为米仓山造山带,东北部为大巴山造山带,东南部为雪峰山造山带. 元坝气田位于米仓山造山带的南部,构造位置位于川北坳陷与川中低缓构造带结合部,构造变形较弱,海相地层断裂基本不发育(段金宝等, 2013).

川东北地区自震旦系至侏罗系均有发育. 晚三叠世以前,主要发育海相沉积,晚三叠世以来主要发育陆相沉积. 二叠系地层从老至新依次发育梁山组、栖霞组、茅口组、吴家坪组、长兴组/大隆组,其中大

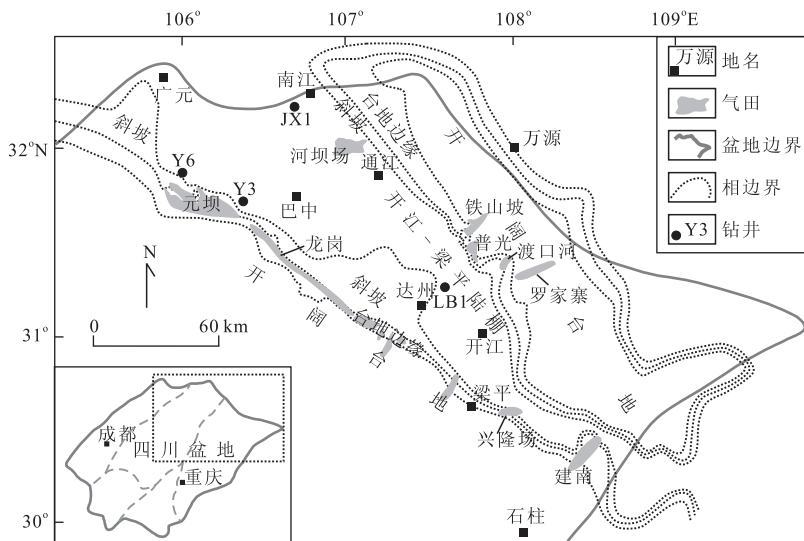


图1 川东北地区长兴组沉积相展布与主要气田的位置分布

Fig. 1 The sedimentary facies and locations of main gas fields of Changxing Formation in the northeastern Sichuan basin

隆组与长兴组属于同期异相沉积,发育在水体较深的环境;三叠系地层从老至新依次发育飞仙关组、嘉陵江组、雷口坡组和须家河组(陆相)。

长兴组沉积期,川东北地区整体为台地—斜坡—陆棚沉积,发育了北西—南东向的相对深水区,称之为“开江—梁平”陆棚(马永生等,2006)。陆棚东侧为一个孤立的台地,西侧为一个台地向四川盆地的西南部逐渐过渡为陆相沉积。在东西两侧的台地边缘均发育了生物礁、生屑滩,或者是礁—滩复合体。飞仙关组初期基本继承了长兴组沉积格局,在东西两侧的台地边缘发育了颗粒滩,飞仙关组晚期则填平补齐,演化为一个大的局限台地或蒸发台地。

元坝气田发现于 2007 年,其储集层主要为二叠系长兴组白云岩(郭彤楼,2011),次要为三叠系飞仙关组的颗粒灰岩;飞仙关组底部的致密灰岩充当了长兴组气藏的直接盖层;烃源岩可能主要为二叠系吴家坪组。此外,根据区域研究成果,下二叠梁山组、志留系和寒武系也发育潜在的烃源岩(梁狄刚等,2008)。

2 古油藏的识别与分布范围

研究表明:元坝地区的天然气的 $\ln(C_1/C_2)$ 值相对稳定,而 $\ln(C_2/C_3)$ 值迅速增加,表现为原油二次裂解气的基本特点(Prinzhofer and Huc, 1995),而明显区别于陆相腐殖型有机质的三叠系须家河组天然气;储层最大温度超过 $200\text{ }^\circ\text{C}$,也具备原油发生二次裂解的温度条件;此外,长兴组储层可见固体沥青残留,因此长兴组天然气被认为是原油二次裂解气(Li *et al.*, 2015a)。

长兴组最大埋深接近 $8\ 000\text{ m}$,模拟的最大热成熟度(R_o)接近 3.0% 。在如此高热演化程度的背景下,固体沥青成为识别古油藏的直接证据。元坝气田长兴组白云岩储层中的固体沥青普遍发育。这些固体沥青在岩心上常常为黑色,与浅色的白云岩形成鲜明对比而容易识别。固体沥青可以不均匀的充填在白云岩的孔隙中(图 2a),也可以大量充填在白云岩的基质孔隙中而使得整个岩心呈现黑色(图 2b),

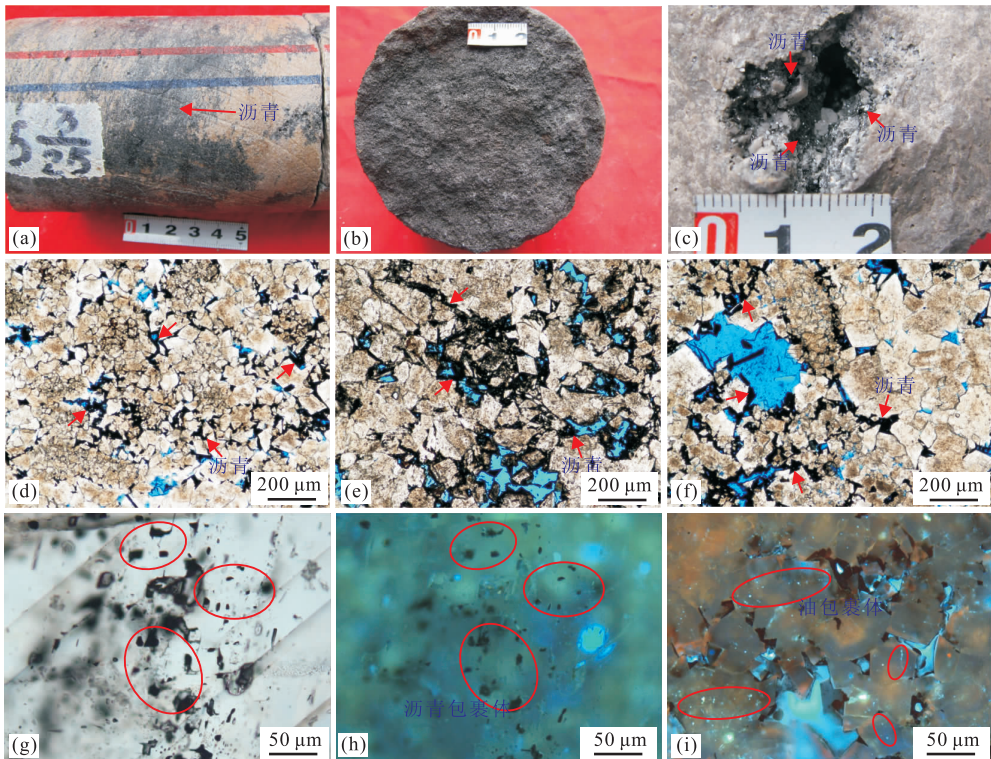


图 2 元坝气田长兴组的典型固体沥青、沥青包裹体和油包裹体

Fig. 2 The photographs of typical solid bitumen, bitumen inclusions and oil inclusions from the Changxing Formation reservoirs in the Yuanba gas field

a. Y27 井,白云岩的基质孔隙中见不均匀分布的沥青;b. Y29 井,白云岩中含有大量的固体沥青,使得整个岩心呈黑色;c. Y224 井,白云岩的孔隙中见沥青不完全充填;d. Y29 井,单偏光,岩石铸体薄片见沥青充填在白云石的晶间孔中;e. Y102 井,单偏光,铸体薄片见大量沥青充填在晶间孔中;f. Y224 井,单偏光,岩石铸体薄片见沥青充填在晶间孔及晶间扩大孔中;g~h. Y2 井,可见较多的沥青包裹体分布(g 为单偏光,h 为相同视域的荧光);i. Y2 井,荧光,白云石的裂纹中见发蓝白色荧光的油包裹体

此外,也可以在白云岩的孔洞中以团块状残留,或者贴在孔洞的边缘(图 2c). 在岩心薄片上,固体沥青在单偏光和正交光下为黑色,而在反射光下为浅灰色而区别于黄铁矿等金属矿物,固体沥青主要分布在白云石的晶间孔和晶间溶孔中(图 2d、2e、2f). 但是这些沥青在薄片上也是不均匀分布的,往往在较小的孔隙中,沥青全部充填了孔隙,而较大的孔隙中仅见沥青贴边发育,这可能与原油裂解过程导致的沥青不均匀残留有关(Li *et al.*, 2015b). 在岩石薄片上也可以观察到沥青包裹体,这些沥青包裹体在单偏光和荧光下均为黑色而容易识别(图 2g、2h). 这些沥青包裹体也是油包裹体演变而来(王存武, 2008),也可以作为原油充注的证据. 此外,即使在高热演化的背景下,在部分白云石的晶体裂纹中也可见少量的油包裹体(图 2i),进一步表明元坝气田的长兴组储层发生了古原油的聚集.

固体沥青作为原油裂解的直接证据,可以用来识别古油藏(Li *et al.*, 2008). 但是根据现今储层残留的沥青来判识古原油的分布需要一定的条件,因为现今气田的构造形态与古原油聚集气的构造形态发生了显著变化,因此必须厘清固体沥青的分布是否受到了构造变形的影响,即原油裂解是否在构造变形之前已经完成. 根据埋藏史和热史模拟结果,元坝地区在持续埋藏至 100 Ma 左右,然后开始大规模抬升,在 160 Ma 左右地层温度达到 160 °C,且在 100 Ma 左右达到接近 240 °C(Li *et al.*, 2015a). 根据前人研究,在一定地质条件下,原油大致在 160 °C 开始裂解,且在 200 °C 基本裂解完成(Li *et al.*, 2015a). 因此,元坝气田的长兴组的沥青分布可以用来表征古油藏的分布.

此外,沥青的含量超过多少可以代表古油层了? 为此,笔者对该气田的长兴组和飞仙关组的典型薄片进行了定量统计分析,建立了沥青含量与古孔隙度的关系. 其中,沥青含量由岩石薄片的定量统计得出,古孔隙度由沥青含量加上现今孔隙度得出. 如图 3,总体上,当古孔隙度小于 2.6%,沥青的含量很低,且一般小于 1.0%;而当古孔隙度大于 2.6%时,沥青的含量迅速增加且大于 1.0%,并且沥青含量也随古孔隙度的增加而增加,两者具有很好的线性关系. 通过这些特点,可以认为,2.6%是原油发生充注的孔隙度门限,沥青含量 1.0%可以作为古油层判识的基本依据.

根据上述基本依据,可以对元坝气田进行典型钻井的古油层精细识别. 图 4 展示 Y2 井和 Y123 井

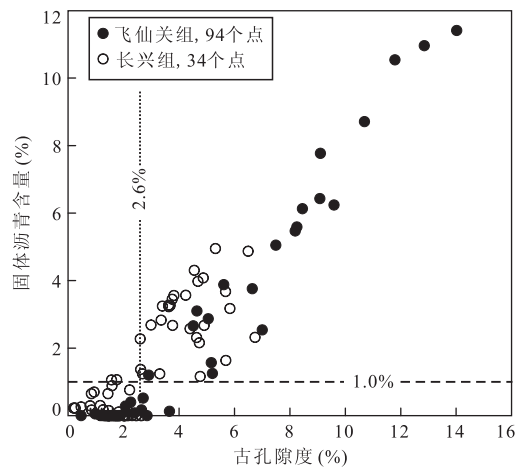


图 3 元坝气田长兴组—飞仙关组固体沥青含量与古孔隙度的关系

Fig. 3 The solid bitumen content vs. paleo-porosity of the Changxing and Feixianguan Formations reservoirs in the Yuanba gas field

的古油层识别结果. 在 Y2 井—共识别了 6 个古油层,累计厚度约 28 m,古油层的底界为 6 597.5 m,该古油层的底界之下为致密的含云生屑灰岩(孔隙度小于 2.0%),也表明该处不发育明显的古油水界面,也就是该井区的古原油充满度高. 在 Y123 井—共识别了 8 个古油层,累计厚度约 19 m,古油层的底界深度为 6 949 m 左右,在该古油层的底界之下,仍然发育孔隙度较好的白云岩储层(孔隙度大于 2.0%,在 6 975 ~ 6 985 m 处孔隙度甚至超过 10.0%),但是沥青含量普遍小于 1.0%,说明存在明显的古油水界面,即古原油的充满度低.

按照上述方法,对元坝气田的 Y224、Y27、Y29、Y273、Y28、Y123、Y16 和 Y9 井的取心段进行了系统的沥青含量分析,对其他钻井的岩心也进行了观察,确定了沥青的纵向和平面分布范围. 如图 5,一共确定了 7 个可靠的古油藏,这些古油藏均有较为详细的沥青分布数据;此外也确定了 4 个推测的(可能的)古油藏,分别是 Y103H、Y10-4、Y107 和 Y225H 井区,特别是前 3 个井的圈闭位于台地边缘相带,利于白云岩储层的发育,并形成古原油的聚集,Y225H 井区与 Y224 井区具有较好的可比性,为台缘礁后的浅滩,且 Y224 井的岩心已经证实该井区的白云岩厚度在 52.50 m,其中含沥青层段的厚度在 39.25 m. 因此,Y225H 井区也应该发育较好的储层并发生古原油的聚集.

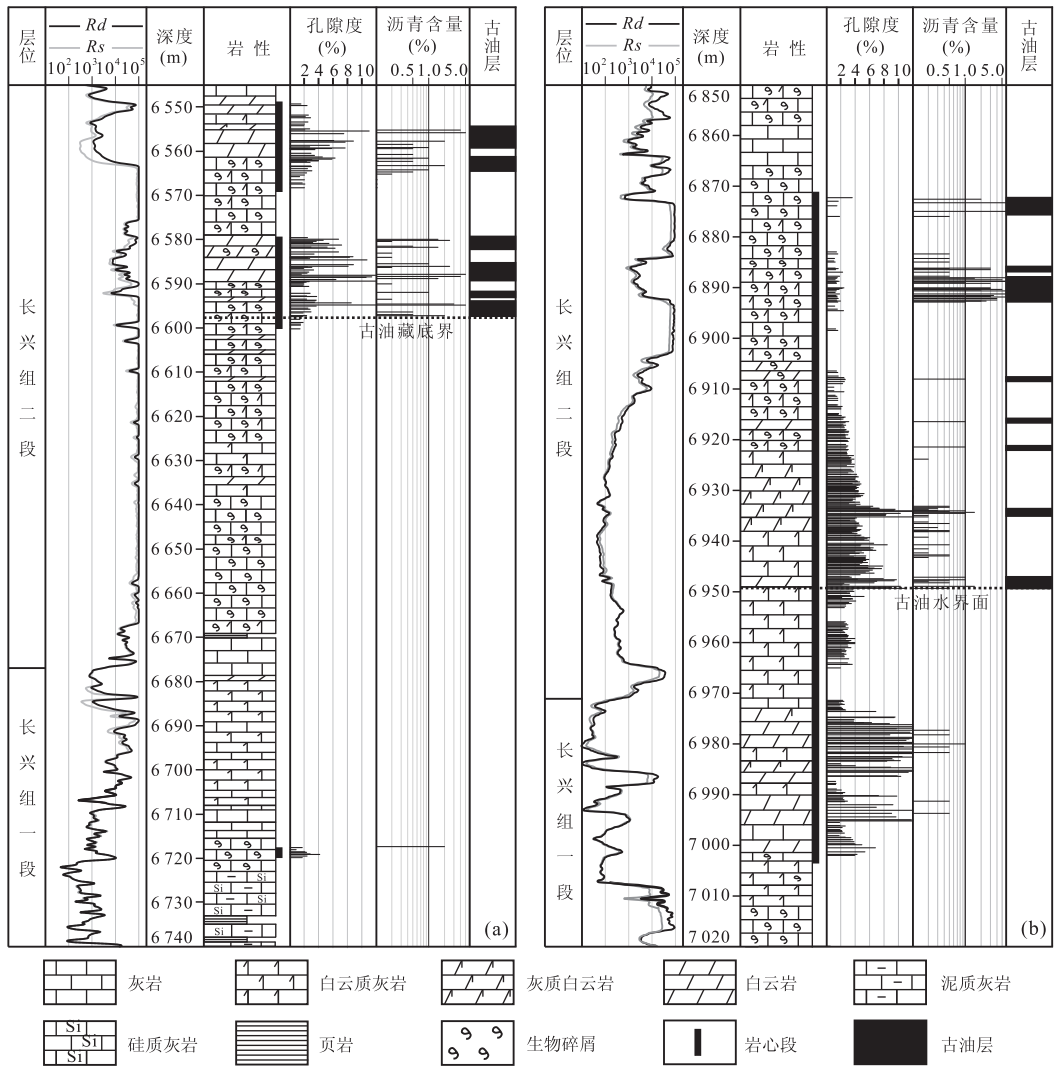


图 4 元坝气田长兴组 Y2 井(a)和 Y123 井(b)沥青与古油层分布

Fig. 4 The solid bitumen and paleo-oil zones distribution in the Y2 well and Y123 well from the Changxing Formation reservoirs in the Yuanba gas field

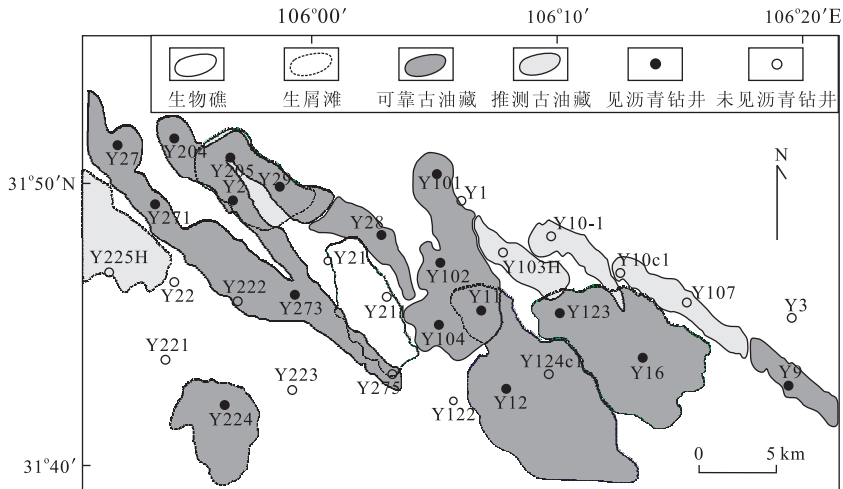


图 5 元坝气田长兴组古油藏的分布

Fig. 5 The paleo-oil reservoirs distribution of the Changxing Formation in the Yuanba gas field

表1 元坝气田古原油规模及原油裂解气量估算

Table 1 The calculated volume of paleo-oil reservoirs and oil-cracking gases of the Changxing Formation in the Yuanba gas field

落实情况	油藏	A_0 (km ²)	H (m)	S_0 (%)	Φ (%)	Q_{oil} (10 ⁸ t)	Q_{gas} (10 ⁸ m ³)
可靠的	Y9井	10.72	36.57	70	4.80	0.11	65.70
可靠的	Y123-Y16井	60.56	19.17	70	9.36	0.61	379.40
可靠的	Y101井	48.95	25.46	70	9.10	0.64	395.98
可靠的	Y12井	81.27	30.00	70	7.70	1.06	655.48
可靠的	Y27-Y204-Y273井	99.06	38.93	70	10.01	2.17	1 347.83
可靠的	Y28井	13.21	30.00	70	7.14	0.16	98.80
可靠的	Y224井	24.87	39.25	70	11.94	0.66	406.95
推测的	Y10井	15.04	20.00	70	4.80	0.08	50.41
推测的	Y10-1井	10.66	50.00	70	4.96	0.15	92.31
推测的	Y103H井	12.24	30.00	70	4.96	0.10	63.59
推测的	Y225H井	48.24	30.00	70	4.96	0.40	250.63
总计						6.14	3 807.08

3 古油藏的定量恢复与原油裂解气量估算

上文通过沥青的含量变化确定了古油藏的分布,那么这些古油藏内的原油能够产生多少原油裂解气?这些原油裂解气是否能够为现今气藏的天然气提供充足的气源?回答这两个问题需要对元坝长兴组的古油藏进行定量恢复,并计算原油裂解气的量,以便进一步证实该气田的天然气主要为原油裂解气的理论。

古油藏的定量估算采用传统的容积法,具体计算公式及参数说明如下:

$$Q_0 = A \times H \times \varphi \times S_0 \times \rho / Boi, \quad (1)$$

式中: Q_0 为原油地质储量(t); A 为含油面积(km²); H 为古油藏的油柱高度(m); φ 为古孔隙度(%); S_0 为平均含油饱和度; ρ 为原油密度(kg/m³); Boi 为平均地层原油体积系数。含油面积主要通过含沥青钻井所在的生物礁、滩圈闭的面积进行确定;油柱高度是在对含沥青钻井的古油层识别基础上确定各钻井的古油层厚度,并对同一圈闭内的各钻井的古油层厚度取平均值来确定整个油藏的油柱高度;古孔隙度通过沥青含量与现今实测孔隙度之和确定,其中沥青含量主要是通过岩石薄片的定量统计获得;平均含油饱和度、原油密度和平均地层原油体积系数均参考塔河油田碳酸盐岩油藏的数据,分别估计为70%,0.857 5 g/cm³和1.243(孙玮等,2007)。元坝地区各个古油藏的相关参数见表1,相应得出的长兴组古原油的总量为 6.14×10^8 t。

王涵云和杨天宇(1986)与郭春萍(2006)分别用四川和塔里木原油在实验室条件下模拟原油裂解实

验,1 t原油完全裂解生成620 m³天然气(标准状态)。因此,在恢复了古原油的规模之后,可以根据该模型计算原油完全裂解能产生的天然气的量。根据计算结果(表1),元坝气田长兴组古油藏原油裂解气的量共计 $3 807.08 \times 10^8$ m³。

目前,元坝气田长兴组天然气的探明储量约 $2 000 \times 10^8$ m³,对比可知,古原油的裂解气量远大于现今的探明天然气储量,可见原油裂解气可以提供充足的气源,也进一步佐证了该区的天然气主要为原油裂解气的认识。根据上述计算结果,元坝地区长兴组古原油的原地裂解气的聚集效率达到了近53%,远高于常规天然气的聚集效率,这与该区的古油藏为相对孤立的礁、滩岩性油藏,原油发生原地裂解,而且晚期构造变形较弱以及断裂基本不发育有关。

4 油源分析

前已述及,元坝长兴组天然气主要为原油裂解气。那么这些原油来自于哪套烃源岩?对于元坝地区长兴组而言,储层仅残留固体沥青,这些沥青热成熟度高,对应的镜质体反射率均大于2.0%,属于焦沥青(Sassen, 1988)。在如此高热演化的背景下,储层沥青的抽提物很少,很难用抽提物的生物标志化合物常规的油源对比,并且经历高热演化的生物标志化合物参数也很难用来进行油源对比分析(梁狄刚和陈建平,2005)。因此,进行沥青和不同层系的烃源岩的碳同位素对比分析,成为川东北地区进行油源对比的有效手段(朱扬明等,2008)。

有研究表明,经热蚀变作用而来的固体沥青主

要由非烃、沥青质组分的缩聚作用形成,其 $\delta^{13}\text{C}$ 值要大于原始原油 $2\text{‰} \sim 3\text{‰}$ (Machel *et al.*, 1995), 而原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 值一般要小于烃源岩干酪根 $1\text{‰} \sim 2\text{‰}$ (Agirrezabala *et al.*, 2008), 因而这类固体沥青的碳同位素稍重于干酪根 (1‰ 左右). 而经 TSR 作用形成的固体沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值要比其他成因类型的固体沥青低 $-5\text{‰} \sim -7\text{‰}$ (Machel *et al.*, 1995). 本区飞仙关组—长兴组天然气含较丰富的 H_2S , 表明气藏中经历过 TSR 作用, 因而这些固体储层沥青中部分具有 TSR 成因. 这样, 沥青与烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 相当或稍轻. 图 6 展示了长兴组沥青和不同层系烃源岩的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布, 元坝地区长兴组的沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-28.5\text{‰} \sim -26.6\text{‰}$; 长兴组干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-27.7\text{‰} \sim -24.9\text{‰}$; 吴家坪组干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-27.8\text{‰} \sim -24.8\text{‰}$; 下二叠统干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-28.9\text{‰} \sim -25.3\text{‰}$. 因志留系和寒武系埋藏较深, 未能在元坝气田取到相关样品, 但是川东北地区的志留系干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-32.0\text{‰} \sim -28.8\text{‰}$, 寒武系干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-35.0\text{‰} \sim -31.6\text{‰}$ (朱扬明等, 2008). 按照上述沥青与烃源岩干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 的关系, 可认为沥青整体上与二叠系长兴组、吴家坪组、下二叠统烃源岩具有较好的烃源关系, 而志留系和寒武系烃源岩的干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 要比长兴组沥青的 $\delta^{13}\text{C}$ 轻得多. 因此, 长兴组原油更可能来自二叠系烃源岩. 元坝地区构造变形弱, 不发育沟通下伏寒武系和志留系烃源岩的断层, 这两套烃源岩生成的原油也

不太可能运移至二叠系长兴组储层.

此外, 烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 一般接近 (或稍重 $1\text{‰} \sim 2\text{‰}$) 于高热演化天然气的乙烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值 (朱扬明等, 2008). 按照烃源岩比乙烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 重 $1\text{‰} \sim 2\text{‰}$ 的关系, 天然气同样与上二叠统的烃源岩具有烃源关系. 但是长兴组部分天然气的乙烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 重达 $-25\text{‰} \sim -28\text{‰}$ (图 6), 而通常认为乙烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 重于 -28‰ 时为煤型气 (戴金星, 1993), 似乎与前文讨论的天然气主要为原油裂解气的结论相矛盾. 实际上, 元坝气田的长兴组天然气含有一定含量的 H_2S ($1.20\% \sim 12.16\%$), 表明发生了 TSR 作用, 而 TSR 作用可以对烃类气体的同位素产生蚀变, 随着 TSR 强度的增加, 乙烷同位素不断增重. 按照 Liu *et al.* (2013) 建立的模型, 乙烷碳同位素可能变重 $3\text{‰} \sim 5\text{‰}$. 因此, 在发生 TSR 的地区, 不能简单用现今的乙烷 $\delta^{13}\text{C}$ 来判断天然气的成因类型 (Hao *et al.*, 2008; Liu *et al.*, 2013). 考虑 TSR 对乙烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 增重作用, 该区天然气依然为油型气, 并且依然来自二叠系烃源岩, 这与上文利用沥青和烃源岩的干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 的对比得出的结论基本一致.

那么元坝地区二叠系烃源岩是否具有生油潜力了? 需要对该区的二叠系烃源岩进行有机质类型的研究. 一般用烃源岩干酪根的 H/C 和 O/C 原子比来判断烃源岩的有机质类型. 如图 7, 元坝地区的二叠系烃源岩干酪根总体表现为贫 H 富 C 的特点 (H/C 原子比低于 0.8), 且多数样品位于 H/C 和 O/C 原子比的图版之外 (虚线之外), 并且有部分数

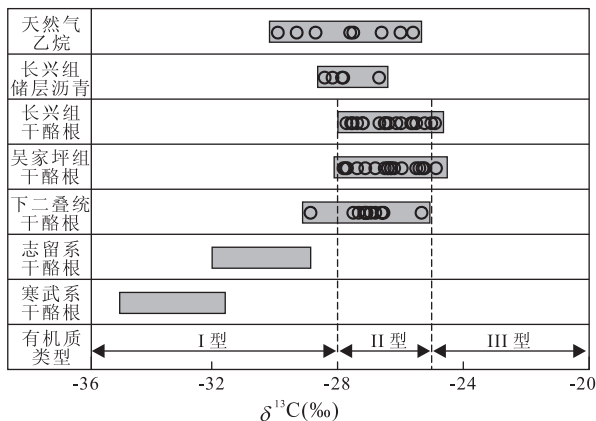


图 6 元坝气田长兴组天然气乙烷、沥青和不同层位烃源岩的干酪根碳同位素对比

Fig. 6 The $\delta^{13}\text{C}$ correlation between ethane solid bitumen from Changxing Formation, and kerogens from different source rocks in the Yuanba gas field

志留系和寒武系干酪根的碳同位素分布范围据朱扬明等 (2008), 且样品为来源于川东北地区

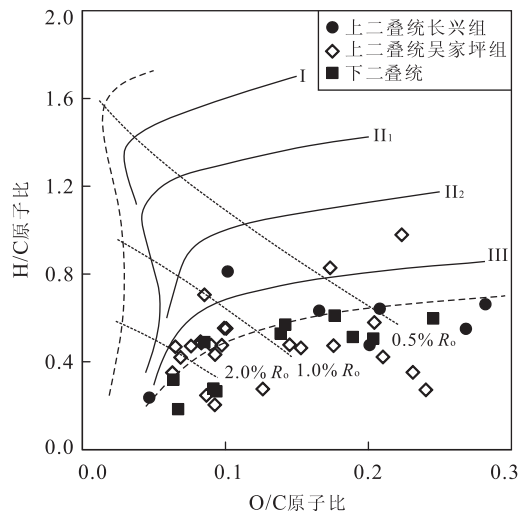


图 7 元坝气田二叠系烃源岩的 O/C 原子比与 H/C 原子比的分布

Fig. 7 The atomic O/C and H/C ratios of Permian source rocks in the Yuanba gas field

据落在Ⅲ型干酪根(腐殖型)附近,显然与上文得出的认识——“元坝气田长兴组天然气主要为原油裂解气”是不符合的;此外,利用该图版得出的对应的镜质体反射率 R_o 。大部分低于 2.0%,而实际上测得的 R_o 、基于烃源岩埋藏史和热史模拟得出的 R_o 均大于 2.0%。因此,对于元坝地区的经历了高热演化的二叠系烃源岩而言,利用干酪根的 H/C 和 O/C 原子比来判别有机质的类型是无效的,在川东其他地区也是如此(朱扬明等, 2012)。

比较可靠的方法是利用烃源岩的干酪根碳的 $\delta^{13}C$ 判断有机质类型。对于高、过成熟的烃源岩来说,干酪根的 $\delta^{13}C$ 一般会变重 1‰~2‰,故能反映原始有机质的生源构成和干酪根类型。胡见义和黄第藩(1991)提出,湖相 I 型干酪根的 $\delta^{13}C$ 值分布范围为 -27.5‰~-33.0‰, II 型为 -26.0‰~-27.5‰, III 型为 -22.5‰~-26.0‰。借鉴我国陆相烃源岩有机质类型的碳同位素划分标准,同时考虑到热演化程度和海相有机质碳同位素偏轻的组成特点,将该区海相地层 I 型与 II 型、II 型与 III 型干酪根的 $\delta^{13}C$ 界限值分别定在 -28‰、-25‰。根据该判定标准,元坝地区二叠系烃源岩的有机质类型主要 II 型,志留系和寒武系烃源岩则主要为 I 型有机质(图 6)。

二叠系烃源岩主要包括了下二叠统(梁山组和栖霞组)、上二叠统吴家坪组和上二叠统长兴组/大

隆组。那么这些烃源岩的生烃贡献是否相同了?为此,笔者进行了川东北地区几口典型钻井的二叠系总有机碳含量(TOC)分析。如图 8,上二叠统长兴组/大隆组烃源岩(TOC>0.5%)仅在 Y3 井、Y6 井和 JX1 井发育,元坝地区厚度在 20~60 m,而在 LB1 井区基本不发育;上二叠统吴家坪组烃源岩在整个川东北地区均有发育,TOC 也相对于长兴组/大隆组烃源岩要高,一般在 0.5%~5.0%,厚度在 50~120 m;下二叠统烃源岩在 LB1 井局部发育但是 TOC 一般小于 2.0%,厚度也比较薄,元坝地区的 Y3 和 Y6 井的下二叠统烃源岩的 TOC 一般小于 1.0%,且厚度一般小于 20 m。综合 TOC 和烃源岩的厚度,元坝地区的主力烃源岩应该是吴家坪组。此外,长兴组/大隆组烃源岩在元坝地区也比较发育,是本区的次要烃源岩,而下二叠统烃源岩的贡献相对于上二叠统烃源岩要小得多。

对于上二叠统吴家坪组(龙潭组)烃源岩的平面分布,已经开展了详细的研究(朱扬明等, 2012),而对于长兴组/大隆组烃源岩的平面分布,尚未开展充分的研究工作。本次在典型钻井剖面的系统分析的基础上,结合沉积相展布特征,确定了该套烃源岩的平面展布(图 9)。根据钻井沉积相分析,元坝地区的该套烃源岩主要发育在斜坡和陆棚相(比如 Y3 井和 Y6 井),而在台地边缘相带的长兴组基本不发育烃源岩;而位于普光气田西南部的 LB1 井长兴组基

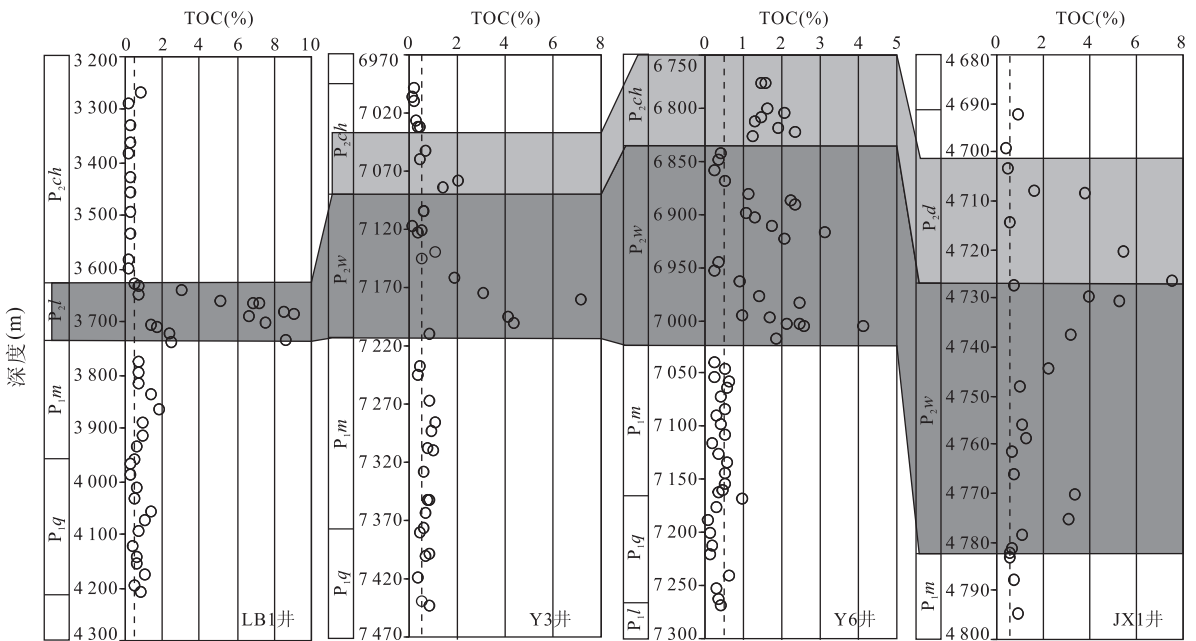


图 8 川东北地区 LB1-Y3-Y6-JX1 井的二叠系总有机碳含量(TOC)剖面(钻井位置见图 1)

Fig. 8 The total organic carbon (TOC) sections of Permian source rocks in LB1-Y3-Y6-JX1 wells in the northeast Sichuan basin

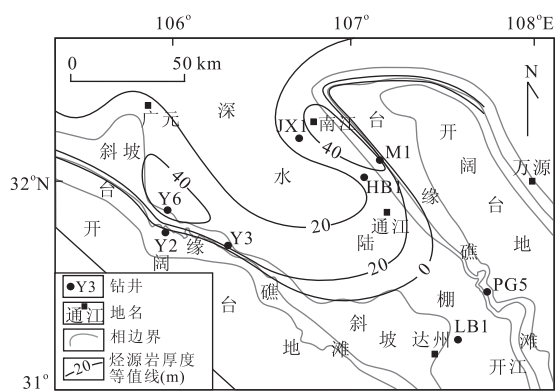


图 9 川东北地区上二叠统大隆组烃源岩的厚度展布

Fig. 9 The source rocks distribution of Upper Permian Dalong Formation in the northeast Sichuan basin

本不发育烃源岩,因此,我们推测大隆组烃源岩主要发育在通江—南江—广元一带,厚度主要在 20~40 m 范围内,且主要发育在台缘斜坡至陆棚相,至于在广元—南江以北是否发育该套烃源岩,还需要更多钻井和露头资料的证实.元坝地区该套烃源岩的发现,也提示该区的天然气勘探必须重视该套烃源岩的分布与生烃潜力,而不仅仅重视上二叠统吴家坪组烃源岩.

5 结论

(1)元坝气田长兴组储集层发育大量固体沥青,是古油藏原油裂解的直接产物,且原油裂解在大规模构造抬升和变形前就已经完成,因此可用现今的沥青分布来表征古油藏的分布,且沥青含量大于 1.0% 可以作为识别古油层的基本依据.

(2)根据固体沥青的纵向和平面分布,确定了元坝地区发育 7 个可靠的油藏和 4 个可能的古油藏.运用容积法计算得出了该区聚集的古原油约 6.14×10^8 t,产生的原油裂解气约 $3\ 807.08 \times 10^8$ m³,远大于现今的天然气探明储量,表明原油裂解气可以提供充足的气源.

(3)通过储层固体沥青和不同层系烃源岩的干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 对比,确定了长兴组古油藏原油主要来源于二叠系烃源岩,并通过干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ 确定了二叠系烃源岩的有机质类型以 II 型为主.典型钻井的 TOC 分析表明元坝地区的二叠系烃源岩主要为上二叠统吴家坪组烃源岩,其次为长兴组/大隆组烃源岩.

(4)长兴组/大隆组烃源岩主要发育在台缘斜坡和陆棚相带,平面上主要分布在广元—南江—通江

一带,TOC 在 0.5%~2.5%,厚度主要在 20~40 m,该区的天然气勘探不能忽视该套烃源岩的分布与生烃潜力.

References

- Agirrezabala, L. M., Dorronsoro, C., Permanyer, A., 2008. Geochemical Correlation of Pyrobitumen Fills with Host Mid-Cretaceous Black Flysch Group (Basque-Cantabrian Basin, Western Pyrenees). *Organic Geochemistry*, 39(8): 1185–1188. doi:10.1016/j.orggeochem.2008.03.012
- Dai, J. X., 1993. Carbon and Hydrogen Isotopes Characteristics and Distinguishing of Natural Gases. *Natural Gas Geoscience*, 4: 1–40 (in Chinese).
- Du, J. H., Xu, C. C., Wang, Z. C., et al., 2010. Natural Gas Exploration of Permian-Triassic Reef & Oolite in Sichuan Basin. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Duan, J. B., Li, P. P., Chen, D., et al., 2013. Formation and Evolution of the Reef Facies Lithologic Gas Reservoir of Changxing Formation in Yuanba Gas Field, Sichuan Basin. *Lithologic Reservoirs*, 25(3): 43–47, 91 (in Chinese with English abstract).
- Guo, C. P., 2006. Characteristic of Oil Cracking Experiment and the Study of Hydrocarbon Dynamics (Master dissertation). Daqing Petroleum Institute, Daqing (in Chinese with English abstract).
- Guo, T. L., 2011. Basic Characteristics of Deep Reef-Bank Reservoirs and Major Controlling Factors of Gas Pools in the Yuanba Gas Field. *Natural Gas Industry*, 31(10): 12–16+114 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Guo, T. L., Zhu, Y. M., et al., 2008. Evidence for Multiple Stages of Oil Cracking and Thermochemical Sulfate Reduction in the Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China. *AAPG Bulletin*, 92(5): 611–637. doi:10.1306/01210807090
- Hu, J. Y., Huang, D. F., 1991. Theoretical Basis of Terrestrial Petroleum Geology of China. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Li, J., Xie, Z. Y., Dai, J. X., et al., 2005. Geochemistry and Origin of Sour Gas Accumulations in the Northeastern Sichuan Basin, SW China. *Organic Geochemistry*, 36(12): 1703–1716. doi:10.1016/j.orggeochem.2005.08.006
- Li, P. P., Hao, F., Guo, X. S., et al., 2015a. Processes Involved in the Origin and Accumulation of Hydrocarbon Gases in the Yuanba Gas Field, Sichuan Basin, Southwest China. *Marine and Petroleum Geology*, 59: 150–165. doi:10.1016/j.marpetgeo.2014.08.003

- Li, P. P., Hao, F., Zhang, B. Q., et al., 2015b. Heterogeneous Distribution of Pyrobitumen Attributable to Oil Cracking and its Effect on Carbonate Reservoirs; Feixianguan Formation in the Jiannan Gas Field, China. *AAPG Bulletin*, 99 (4): 763 – 789. doi: 10.1306/11051414018
- Li, P. P., Zou, H. Y., Zhang, Y. C., et al., 2008. Paleo-Oil-Water Contact and Present-Day Gas-Water Contact; Implication for Evolution History of the Puguang Gas Field, Sichuan Basin, China. *Journal of Earth Science*, 19: 715–725.
- Liang, D. G., Chen, J. P., 2005. Oil-Source Correlations for High and over Matured Marine Source Rocks in South China. *Petroleum Exploration and Development*, 32 (2): 8–14 (in Chinese with English abstract).
- Liang, D. G., Guo, T. L., Bian, L. Z., et al., 2009. 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. *Marine Origin Petroleum Geology*, 14 (2): 1–19 (in Chinese with English abstract).
- Liang, D. G., Guo, T. L., Chen, J. P., et al., 2008. Some Progresses on Studies of Hydrocarbon Generation and Accumulation in Marine Sedimentary Regions, Southern China (Part 1): Distribution of Four Suits of Regional Marine Source Rocks. *Marine Origin Petroleum Geology*, 13 (2): 1–16 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Q. Y., Worden, R. H., Jin, Z. J., et al., 2013. TSR Versus Non-TSR Processes and their Impact on Gas Geochemistry and Carbon Stable Isotopes in Carboniferous, Permian and Lower Triassic Marine Carbonate Gas Reservoirs in the Eastern Sichuan Basin, China. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 100: 96–115. doi: 10.1016/j.gca.2012.09.039
- Ma, Y. S., Cai, X. Y., Zhao, P. R., et al., 2010. Distribution and Further Exploration of the Large-Medium Sized Gas Fields in Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 31 (3): 347–354 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y. S., Mou, C. L., Tan, Q. Y., et al., 2006. A Discussion on Kaijiang-Liangping Ocean Trough. *Oil & Gas Geology*, 27 (3): 326–331 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y. S., Cai, X. Y., Li, G. X., 2005. Basic Characteristics and Concentration of the Puguang Gas Field in the Sichuan Basin. *Acta Geologica Sinica*, 79 (6): 858–865 (in Chinese with English abstract).
- Machel, H. G., Krouse, H. R., Sassen, R., 1995. Products and Distinguishing Criteria of Bacterial and Thermochemical Sulfate Reduction. *Applied Geochemistry*, 10 (4): 373–389. doi: 10.1016/0883-2927(95)00008-8
- Prinzhofer, A. A., Huc, A. Y., 1995. Genetic and Post-Genetic Molecular and Isotopic Fractionations in Natural Gases. *Chemical Geology*, 126 (3–4): 281–290. doi: 10.1016/0009-2541(95)00123-9
- Sassen, R., 1988. Geochemical and Carbon Isotopic Studies of Crude Oil Destruction, Bitumen Precipitation, and Sulfate Reduction in the Deep Smackover Formation. *Organic Geochemistry*, 12 (4): 351–361. doi: 10.1016/0146-6380(88)90009-5
- Sun, W., Liu, S. G., Ma, Y. S., et al., 2007. Determination and Quantitative Simulation of Gas Pool Formation Process of Sinian Cracked Gas in Weiyuan-Ziyang Area, Sichuan Basin. *Acta Geologica Sinica*, 81 (8): 1153–1159 (in Chinese with English abstract).
- Wang, C. W., 2008. Study on the Overpressure Development, Evolvement and Origin Mechanism in the Carbonate Reservoir of the Northeast Area, Sichuan Basin (Dissertation). China University of Geosciences, Wuhan (in Chinese with English abstract).
- Xie, Z. Y., Tian, S. C., Wei, G. Q., et al., 2005. The Study on Bitumen and Foregone Pool of Feixianguanoolitic in Northeast Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 16 (3): 283–288 (in Chinese with English abstract).
- Xie, Z. Y., Wei, G. Q., Li, J., et al., 2004. Feixianguan Formation Oolitic Beach Reservoir Bitumens and Gas Reservoiring Process in Northeast Sichuan. *Natural Gas Industry*, 24 (12): 17–19, 182–183 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, W. Z., Xu, C. C., Wang, T. S., et al., 2011. Comparative Study of Gas Accumulations in the Permian Changxing Reefs and Triassic Feixianguan Oolitic Reservoirs between Longgang and LuoJiazhai-Puguang in the Sichuan Basin. *Chinese Science Bulletin*, 56 (31): 3310–3320. doi: 10.1007/s11434-011-4668-8
- Zhu, Y. M., Gu, S. X., Li, Y., et al., 2012. Biological Organic Source and Depositional Environment of Over-Mature Source Rocks of Longtan Formation in Sichuan Basin. *Geochimica*, 41 (1): 35–44 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, Y. M., Wang, J. B., Hao, F., et al., 2008. Geochemical Characteristics and Origin of Natural Gases from Xuanhan Area, Eastern Sichuan. *Chinese Journal of Geology*, 43 (3): 518–532 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

戴金星, 1993. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别. 天

- 然气地球科学,4(Z1): 1-40.
- 杜金虎,徐春春,汪泽成,等,2010. 四川盆地二叠-三叠系礁滩天然气勘探. 北京:石油工业出版社.
- 段金宝,李平平,陈丹,等,2013. 元坝气田长兴组礁滩相岩性气藏形成与演化. 岩性油气藏,25(3): 43-47,91.
- 郭春萍,2006. 油裂解成气实验产率特征及成烃动力学研究(硕士学位论文). 大庆:大庆石油学院.
- 郭彤楼,2011. 元坝深层礁滩气田基本特征与成藏主控因素. 天然气工业,31(10): 12-16+114.
- 胡见义,黄第藩,1991. 中国陆相石油地质理论基础. 北京:石油工业出版社,189.
- 梁狄刚,陈建平,2005. 中国南方高、过成熟区海相油源对比问题. 石油勘探与开发,32(2): 8-14.
- 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等,2008. 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. 海相油气地质,13(2): 1-16.
- 梁狄刚,郭彤楼,边立曾,等,2009. 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. 海相油气地质,14(2): 1-19.
- 马永生,蔡勋育,李国雄,2005. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律. 地质学报,79(6): 858-865.
- 马永生,牟传龙,谭钦银,等,2006. 关于开江-梁平海槽的认识. 石油与天然气地质,27(3): 326-331.
- 马永生,蔡勋育,赵培荣,等,2010. 四川盆地大中型天然气田分布特征与勘探方向. 石油学报,31(3): 347-354.
- 孙玮,刘树根,马永生,等,2007. 四川盆地威远-资阳地区震旦系油裂解气判定及成藏过程定量模拟. 地质学报,81(8): 1153-1159.
- 王存武,2008. 川东北地区碳酸盐岩层系超压发育演化与成因机制(博士学位论文). 武汉:中国地质大学.
- 谢增业,魏国齐,李剑,等,2004. 川东北飞仙关组鲕滩储层沥青与天然气成藏过程. 天然气工业,24(12): 17-19,182-183.
- 谢增业,田世澄,魏国齐,等,2005. 川东北飞仙关组储层沥青与古油藏研究. 天然气地球科学,16(3): 283-288.
- 朱扬明,王积宝,郝芳,等,2008. 川东宣汉地区天然气地球化学特征及成因. 地质科学,43(3): 518-532.
- 朱扬明,顾圣啸,李颖,等,2012. 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. 地球化学,41(1): 35-44.