文章编号:0253 - 9985(2018)03 - 0419 - 10 doi:10.11743/ogg20180301

黔北地区安页 1 井下志留统松坎组天然气成因

张金川[1],雷怀玉[2],张 福[3],李 龙[3],刘子驿[1],刘 飏[1],张 鹏[1]

[1. 中国地质大学(北京) 页岩气勘查与评价国土资源部重点实验室,北京 100083; 2. 中国华电集团 清洁能源有限公司,北京 100160; 3. 贵州产投能源有限责任公司,贵州 遵义 563400]

摘要:黔北安页 1 井是四川盆地外围获得重大油气突破的页岩气井,该井下志留统松坎组具有较好的油气资源潜力。为了对该区出气地层(松坎组)天然气的成因进行深入研究,我们将该区下志留统松坎组与下志留统石牛栏组以示区分,并对松坎组展开了地球化学、气体组分和气体同位素等一系列实验。实验结果表明:该区松坎组特殊岩性组合条件下的 *TOC* 均值为 0.16%,R_o 分布在 2.75% ~2.92%,均值为 2.95%,干酪根类型以Ⅱ$_1$ 型为主;松坎组气体烃类组分主要以甲烷为主(96%以上),含少量的乙烷、丙烷及其它烃类气体。研究区松坎组天然气干燥系数明显小于五峰 - 龙马溪组页岩气干燥系数,同时研究区新滩组的 CO_2 含量明显高于上覆松坎组和下伏五峰 - 龙马溪组的 CO_2 含量。松坎组气体同位素 $\delta^{13}C_1$ 值在 -33.2‰ ~ -33.9‰,均值为 -33.5‰;$\delta^{13}C_2$ 值在 -36.5‰ ~ -37.0‰,均值为 -36.8‰;δD_{CH_4} 值在 -145.8‰ ~ -156.6‰,均值为 -150.0‰;该组干酪根碳同位素值在 -32.9‰ ~ -32.6‰,均值为 -32.75‰。结合 CO_2 示踪天然气运移理论、天然气干燥系数以及气源对比特征,说明安页 1 井松坎组地层中的天然气主要来源于本层泥页岩热裂解生成的页岩气。

关键词:天然气干燥系数;CO_2 示踪天然气运移;气源对比;安页 1 井;页岩气;松坎组;黔北地区

中图分类号:TE122.1 **文献标识码**:A

Origin of on natural gas in the Lower Silurian Songkan Formation from Well Anye 1, north Guizhou area

Zhang Jinchuan[1], Lei Huaiyu[2], Zhang Fu[3], Li Long[3], Liu Ziyi[1], Liu Yang[1], Zhang Peng[1]

[1. *Key Laboratory of Shale Gas Exploration and Evaluation (Ministry of Land and Resources), China University of Geosciences (Beijing), Beijing* 100083, *China*; 2. *Chian Huadian Green Energy Co., Ltd., Beijing* 100160, *China*; 3. *Guizhou Industrial Investment Energy Co., Ltd., Zunyi, Guizhou* 563400, *China*]

Abstract: The Well Anye (AY) 1 of north Guizhou, in the Sichuan Basin, is a shale gas well of major breakthrough in oil and gas exploration of the basin. The Lower Silurian Songkan Formation of this well has good resources of potential of oil and gas. To better understand the genesis of natural gas in the gas reservoir of the formation, we distinguished the Lower Silurian Songkan and Shiniulan Formation in the area, and made a series of experiments in geochemistry, gas composition, gas isotopes. The experimental results show that (1) under special lithologial combinations, the average content of TOC of the Songkan Formation in this area is 0.16%, the R_o value varies from 2.75% to 2.92% with the average of 2.95%, and the kerogen type is mainly Type Ⅱ; meanwhile its gas accumulation is dominated by methane (over 96%), plus a small amount of ethane, propane, and other hydrocarbon gases; (2) the natural gas drying coefficient of the Songkan Formation in the study area is much smaller than that of the Wufeng-Longmaxi Formation, and the CO_2 content of the Xintan Formation is significantly higher than that of the Songkan and Wufeng-Longmaxi Formation; (3) the $\delta^{13}C_1$ value of gas isotopes in the Songkan Formation ranges from -33.2‰ to -33.9‰, with the average of -33.5‰; $\delta^{13}C_2$ value is in the range between -36.5‰and -37.0‰, and the average is -36.8‰, while the $\delta D(CH_4)$ value is within the range between -145.8‰ and -156.6‰, averaging at -150.0‰, and the kerogen carbon isotope value in the formation is from

收稿日期:2017 - 06 - 30;**修订日期**:2018 - 02 - 06。

第一作者简介:张金川(1964—),男,教授、博士生导师,非常规油气资源评价。**E-mail**:zhangjc@ edu. cn。

基金项目:中国地质调查局地质调查项目(12120115007201, DD20160185)。

−32.9‰ to −32.6‰, with the average of −32.75‰. Combining CO_2 tracer gas migration theory, gas drying coefficient and gas source correlation characteristics, we conclude that the natural gas of the Songkan Formation strata from Well AY1 is mainly derived from the formation's mudstone shale gas after heat cracking.

Key words: gas drying coefficient, CO_2 tracer gas migration, gas source correlation, Well AY1, shale gas, Songkan Formation, north Guizhou

四川盆地是我国高产天然气盆地之一[1]。其中,下志留统龙马溪组与上奥陶统五峰组同为四川盆地内高产天然气的重要目的层,是目前取得一定勘探开发进展的主要层系[2]。对该层系中泥页岩的研究表明,泥页岩中含气已成为不争的事实[3]。进一步研究认定五峰−龙马溪组天然气是主要以吸附和游离态赋存于暗色有机质泥页岩地层中的页岩气[4]。

自四川盆地页岩气勘探开发以来,五峰−龙马溪组页岩气一直成为国内外专家研究的热点,长宁−昭通、富顺−永川、威远和礁石坝页岩气田相继被发现,单井日产高达 $3\times10^4\sim43\times10^4$ m^3[5],我国页岩气产量预计于2020年实现 $200\times10^9\sim300\times10^9$ m^3。然而,除五峰−龙马溪组高产页岩气外,毗邻于四川盆地南部的黔北地区在下志留统松坎组发现了大量天然气聚集,并获得高产工业气流,标志着该地区获得了重大油气突破。为了弄清安页1井松坎组天然气的形成条件及特征,有必要针对黔北安页1井区松坎组岩性组合特征、地球化学特征和天然气成因等影响因素进行深入研究。

为了弄清该区松坎组天然气的成因,通过研究烷烃气碳同位素系列及倒转问题可以作出可靠的判断[6],同时根据烷烃气碳同位素与烷烃气体组分之间的关系、甲烷碳同位素与氢同位素的关系可进一步对该区天然气的成因作出有力判断[7-9]。天然气中除了大量的烷烃气体,同时还有非烃组分的存在。虽然天然气中非烃组分含量较低,但是由于非烃气体成因类型较多、来源复杂,在随油气运移的过程中含量变化较大,所以非烃气体也可以广泛地被应用于天然气成因的判别、成熟度分析、运移示踪及气源判别等研究之中[10]。

因此,本文通过对黔北安页1井松坎组天然气同位素地球化学等实验数据、气源对比特征、CO_2 天然气运移示踪的分析以及结合天然气干燥系数,来共同分析判断研究区天然气的成因问题,以便为该区天然气的进一步勘探开发提供理论依据。

1 安页1井区地质背景

黔北正安地区安页1井位于武陵褶皱区安场向斜西翼,安场向斜位于群乐−安场−瑞豪一带,由奥陶系封闭,总体由北东紧闭向南西撒开,核部出露侏罗系−三叠系,翼部为志留系−奥陶系。向斜周缘寒武系断裂较发育,对地层展布有一定的影响,而向斜内部断裂不发育,无区域性大断层,龙马溪组断层总体不发育,地层发育较稳定(图1)。安页1井钻遇下志留统松坎组及五峰−龙马溪组两套含油气地层。目的层松坎组位于下志留统石牛栏组与新滩组之间,主要为深灰、灰色薄层钙质页岩、泥岩与泥质灰岩互层,由下往上,泥质灰岩渐增,产腕足类、笔石、三叶虫、珊瑚和生物潜屑,厚度约100 m(图2)。

该区整体在大地构造上位于上扬子板块的南缘,早志留世,经历广泛海侵,海水深而不畅,沉积滞流相黑色炭质页岩和硅质、炭质页岩,笔石丰富,随着海平面下降,该区处于浅海陆棚−滨海−开阔台地−潮坪相的环境,沉积了页岩、泥岩、粉砂岩、泥灰岩、生屑灰岩等组合建造[11];中−晚志留世,强烈的广西运动导致安页1井区整体隆升成陆,地层遭到剥蚀。到了泥盆纪与石炭纪,该区隆升,进一步接受剥蚀;进入早−中二叠世,在海侵背景下沉积了海陆过渡相−局限海碳酸盐台地环境的沉积建造;晚二叠世之后,黔中隆起与上扬子地区的构造彻底融为一体,黔中隆起对区内沉积古地理格架的控制作用彻底消失;早−中三叠世海侵开始加大,安页1井区处于碳酸盐台地环境,沉积碳酸盐建造[12];受印支运动的影响,晚三叠世早−中期该区地壳持续稳定上升,至三叠世晚期发生大规模的海退,导致上扬子地台海盆全面关闭,地壳全面隆升成路,由此结束了该区的海相沉积历史。

2015年11月,部署于黔北安场地区的直井安页1井在2 105~2 204 m志留系松坎组钻遇气测异常15层。停钻循环观察发现,全烃和甲烷气测异常值持续上升,全烃达到96.2%,甲烷高达90.1%,放喷管线点火成功,火焰最高1.5 m,可持续燃烧,循环后效异常全烃96.08%,再次点火焰高6.5 m。钻至2 122.3 m时,发生井涌,紧急关井,放喷管线点火成功,火焰高达30 m。中途测试获得高产气流,最大初始日产量 42.01×10^4 m^3,平均日产量为 9.50×10^4 m^3,预计通过酸化压裂改造后日产量可达 20×10^4 m^3。

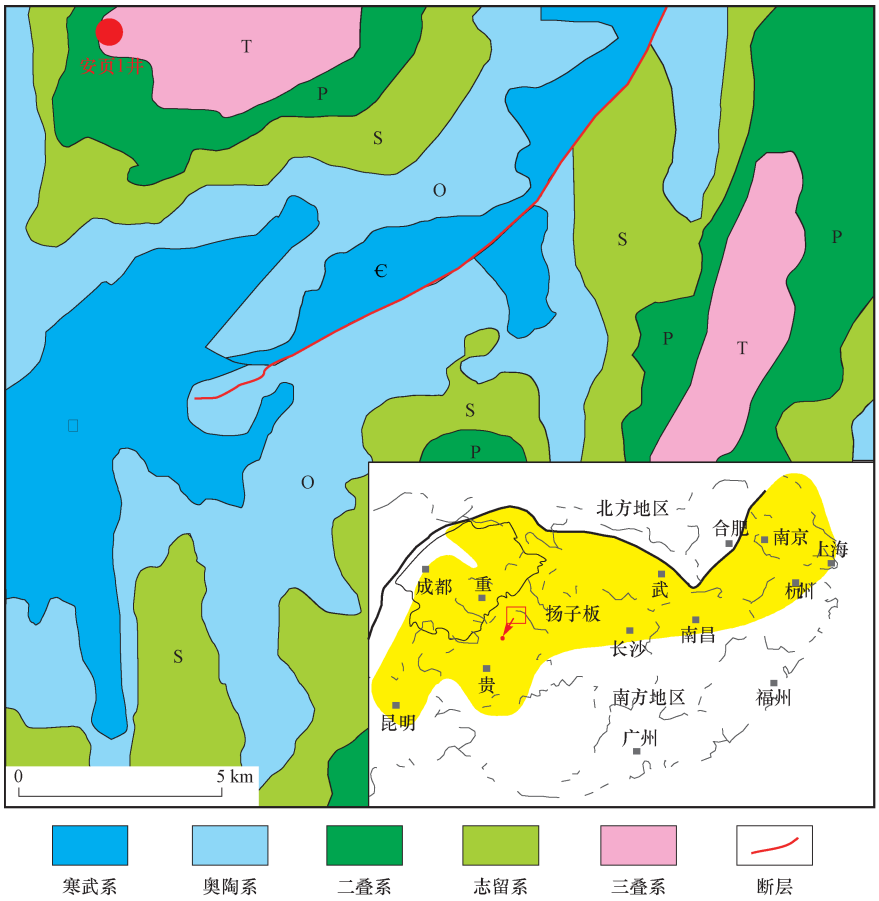

图 1　黔北正安地区目的层划分及地质背景

Fig. 1　Stratigraphic division of the target layer and its geological environment, Zheng'an area, north Guizhou

2　松坎组地球化学特征

2.1　有机质丰度

有机碳含量是页岩气聚集最重要的控制因素之一,不仅控制着泥页岩的物理化学性质,更重要的是控制着泥页岩的含气量[3]。安页 1 井松坎组泥页岩 *TOC* 含量普遍低于 0.5%,多分布在 0.1%左右,有机碳含量低,平均值为 0.16%。

通过模型计算得到安页 1 井五峰 – 龙马溪组页岩气富集段 *TOC* 在 0.2% ~ 4.8%,平均为 2.96%,且 *TOC* 从上往下有增大的规律(图 3)。

然而安页 1 井松坎组是发育着泥岩与灰岩频繁互层的岩性组合,松坎组下部则以泥岩发育为主。虽然松坎组 *TOC* 含量较低,但松坎组岩性组合特殊,其成烃聚集的 *TOC* 标准也是会与泥页岩的标准有所不同。许多学者认为,碳酸盐岩烃源岩有机碳含量低,但是其烃转化率较高,作为有效烃源岩的有机碳含量下限也应该比泥岩低[13-14],且对于碳酸盐岩作为有效烃源岩的下限,不同的学者提出了不同的下限值,范围从 0.05% ~ 0.5%[15-19]。因此,针对松坎组这种特殊的岩性组合,在其形成烃类聚集的 *TOC* 下限也有待商榷。

对比安页 1 井松坎组泥岩与灰岩的 *TOC* 含量可以发现(图 4),泥岩与灰岩的 *TOC* 含量很接近,都集中在 0.1% ~ 0.2%。尽管 *TOC* 含量较低,但是松坎组整段 *TOC* 分布稳定,厚度大,泥岩微裂缝发育,少见开度大的裂缝,保存条件好,为烃类气体形成和富集提供了有利的条件。

2.2　有机质类型

对于有机质丰度高的烃源岩,能否生成大量油气,还取决于有机质的类型。页岩中干酪根的类型,可以反映出有关烃源岩的沉积环境。干酪根的类型不但对岩石的生烃能力有一定的影响作用,还影响着烃源岩对天然气的吸附聚集能力[20]。本文采用干酪根显微组分特征来确定安页 1 井松坎组泥页岩的有机质类型。

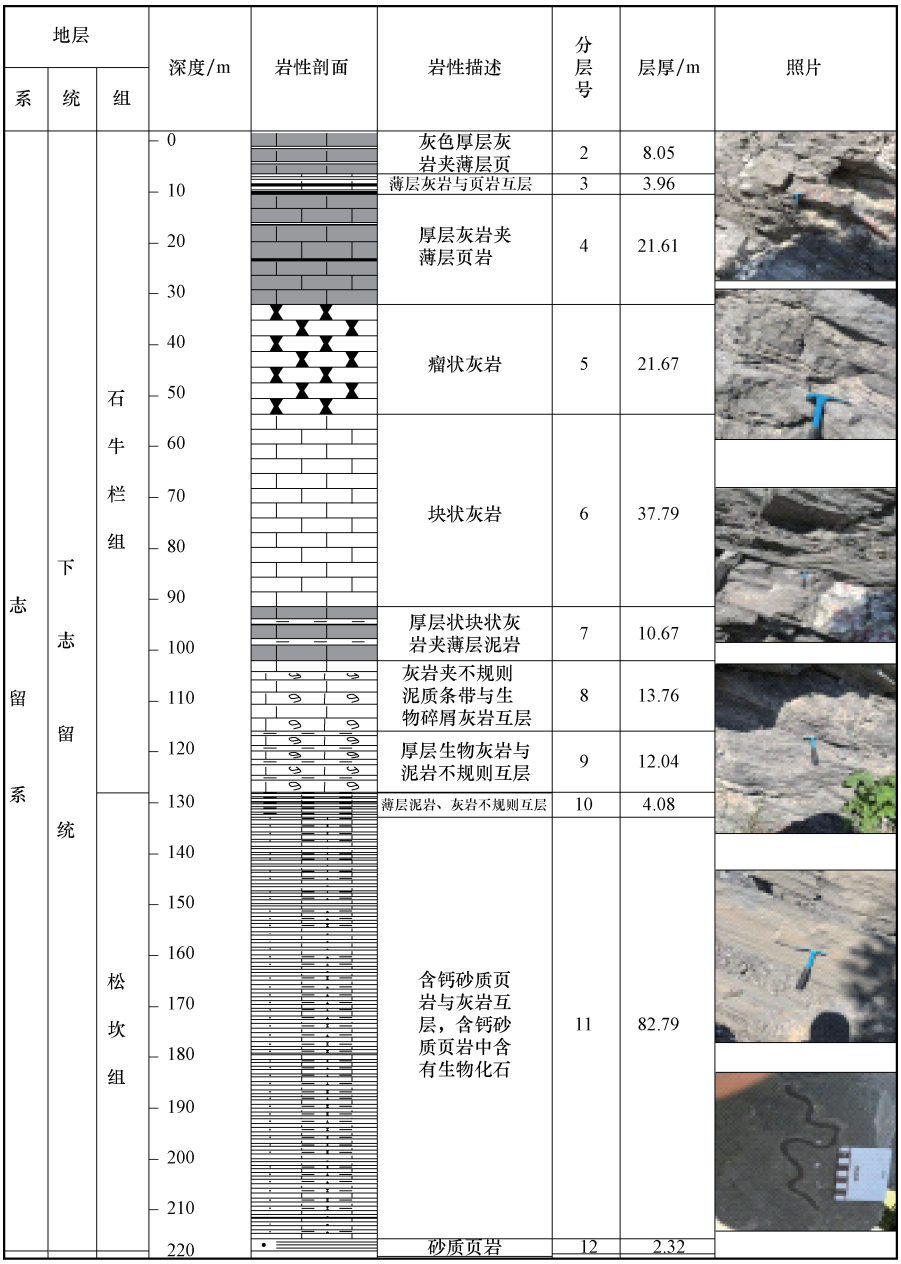

图 2 黔北安页 1 井区剖面地层综合柱状图

Fig. 2 Composite column of stratigraphic section in Well AY1, north Guizhou

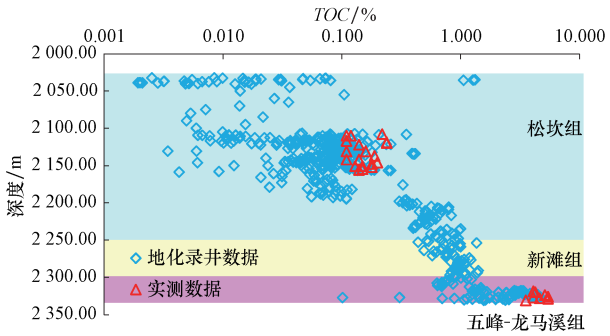

图 3 黔北安页 1 井有机碳含量随深度变化特征

Fig. 3 *TOC* vs. depth of Well AY1, north Guizhou

通过干酪根显微组分镜检结果(表 1),可知安页 1 井松坎组显微组分主要表现为腐泥组和镜质组,含少量惰质组,缺乏壳质组,其中腐泥组以分散状矿物沥青基质为主。镜检显示松坎组泥页岩的有机质类型主要表现为 II_1 型(样品 AY－2,3,4,5),此干酪根类型说明松坎组泥页岩具有良好的生烃能力。

2.3 有机质成熟度

有机质在不同的热演化阶段其生烃气量也不尽相同,干酪根的成熟度不仅可以决定页岩的生烃能力,还能影响有机质表面的气体吸附量[21],同时还可以用

表 1　黔北安页 1 井松坎组有机质显微组分镜检结果

Table 1　Microscopic inspection on organic macerals in the Songkan Formation, Well AY1, north Guizhou

样品号	腐泥组含量/%			壳质组含量/%								镜质组含量/%			惰质组含量/%	类型	
	浮游藻类体	腐泥组无定形体	小计	角质体	木栓质体	树脂体	孢粉体	腐殖无定形体	菌孢体	底栖藻无定形体	小计	富氢镜质体	正常镜质体	小计	丝质体	类型指数	类型
AY-2	—	82	82	—	—	—	—	—	—	—	0	—	17	17	1	68.3	Ⅱ_1
AY-3	—	83	83	—	—	—	—	—	—	—	0	—	16	16	1	70.0	Ⅱ_1
AY-4	—	88	88	—	—	—	—	—	—	—	0	—	10	10	2	78.5	Ⅱ_1
AY-5	—	84	84	—	—	—	—	—	—	—	0	—	15	15	1	71.8	Ⅱ_1

于高变质地区寻找裂缝性页岩气储层[22],也是页岩储层系统有机成因气研究的指标。

安页 1 井下志留统五峰-龙马溪组黑色页岩成熟度在 2.79%~3.32%,平均为 3.11%,均处于过成熟阶段。松坎组地层总体演化程度较高,成熟度在 2.75%~2.92%,平均为 2.95%,未见成熟度小于 2%的样品,R_o 均超过 2.0%(图 5)。

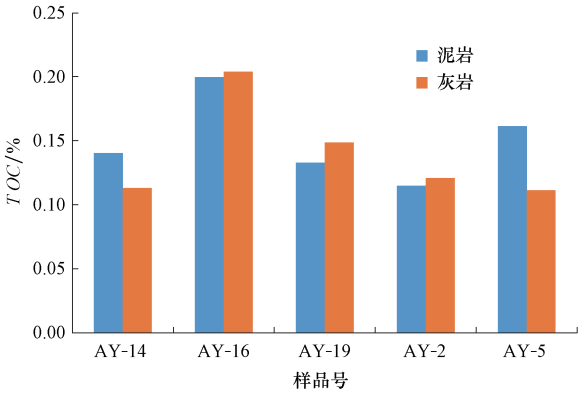

图 4　黔北安页 1 井松坎组泥岩与灰岩 *TOC* 对比

Fig. 4　Comparison of mudstone and limestone *TOC* in the Songkan Formation from Well AY1, north Guizhou

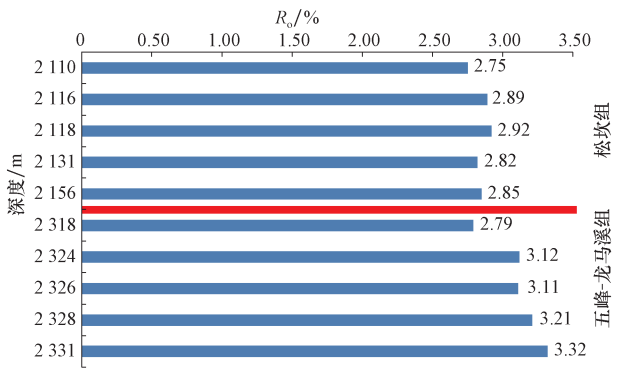

图 5　黔北安页 1 井有机质成熟度随深度变化特征

Fig. 5　Organic matter maturity vs. depth of Well AY1, north Guizhou

质量相同或相近的烃源岩,一般来说 R_o 越高表明生气的可能越大,裂缝发育的可能性越大(游离态的页岩气相对含量越大),页岩气的产量越大。对于松坎组钙质泥岩与灰岩互层的特殊岩性组合来说,在低有机碳含量的背景下,较高的成熟度有利于源岩的生排烃,能从一定程度上弥补低有机碳含量生烃潜力的不足。此外,许多学者提出,对于高、过成熟的碳酸盐岩烃源岩,在评估其生烃潜力时其原始有机碳含量需要恢复,而且需采用较高的恢复系数[15-19]。因此,热成熟度控制有机质的生烃能力,不但直接影响页岩气的生气量,而且影响生烃后天然气的赋存状态、运移程度、聚集场所。适当的热成熟度匹配适宜的有机质丰度使生气作用处于最佳状态,若泥页岩具有足够的厚度和裂缝孔隙度,这些地区可能是勘探和开采页岩气的有利远景区。

目前美国页岩气勘探实践表明,美国页岩气产区的页岩成熟度普遍大于 1.3%[23-24],在阿巴拉起亚盆地的西弗吉尼亚州南部最高可达 4.0%,且只有在成熟度较高的区域才有页岩气的产出[25],因此,页岩的高成熟度(R_o > 2%)不是制约页岩气聚集的主要因素,相反,说明在高成熟度下也能发育页岩气聚集。

3　松坎组含气性特征

3.1　含气特征

根据安页 1 井钻遇地层松坎组油气显示(图 6)可知,在约 2 105.6 m 处,气测显示异常强烈,全烃值由 0.35%升高至 85.40%,甲烷含量由 0.25%升高至 80.50%,随后一段深度范围内全烃值和甲烷含量值持续上升,全烃值最高可达 96.20%,甲烷含量最高可达 90.10%;深度约 2 122.3 m 处,全烃值又由0.61%升高至 63.75%,甲烷含量 59.73%,在松坎组底部气测显

示异常强烈的位置明显增多,深度约 2 196 m 处,全烃值升高至 79.58 %,甲烷含量 74.43%;深度约 2 201 m 处全烃异常值升至 64.40 %,甲烷含量59.74%。且钻井中途测试并获得高产气流,最大初始日产量 42.01 × 10^4 m^3,平均产量 9.50 × 10^4 m^3。

对安页 1 井现场解吸含气量的统计分析(表 2)发现,松坎组整体解吸气量较低,大部分样品的解吸气量小于 0.5 m^3/t。由于松坎组局部深度段气测异常极高且中途测试获得高产气流,综合松坎组现场解吸情况,说明松坎组地层以游离气为主,吸附气较少。

3.2 气体同位素特征

识别天然气的成因类型,对于确定烷烃气的主要源岩具有重要的意义[26]。天然气成因类型的判断指标有很多种,最常见的主要有稳定碳同位素值判断法及各种轻烃判断指标。本文对安页 1 井松坎组 6 个天然气气体样品进行了气体组分、甲烷和乙烷碳同位素以及甲烷氢同位素的分析。气体组分和同位素的结果

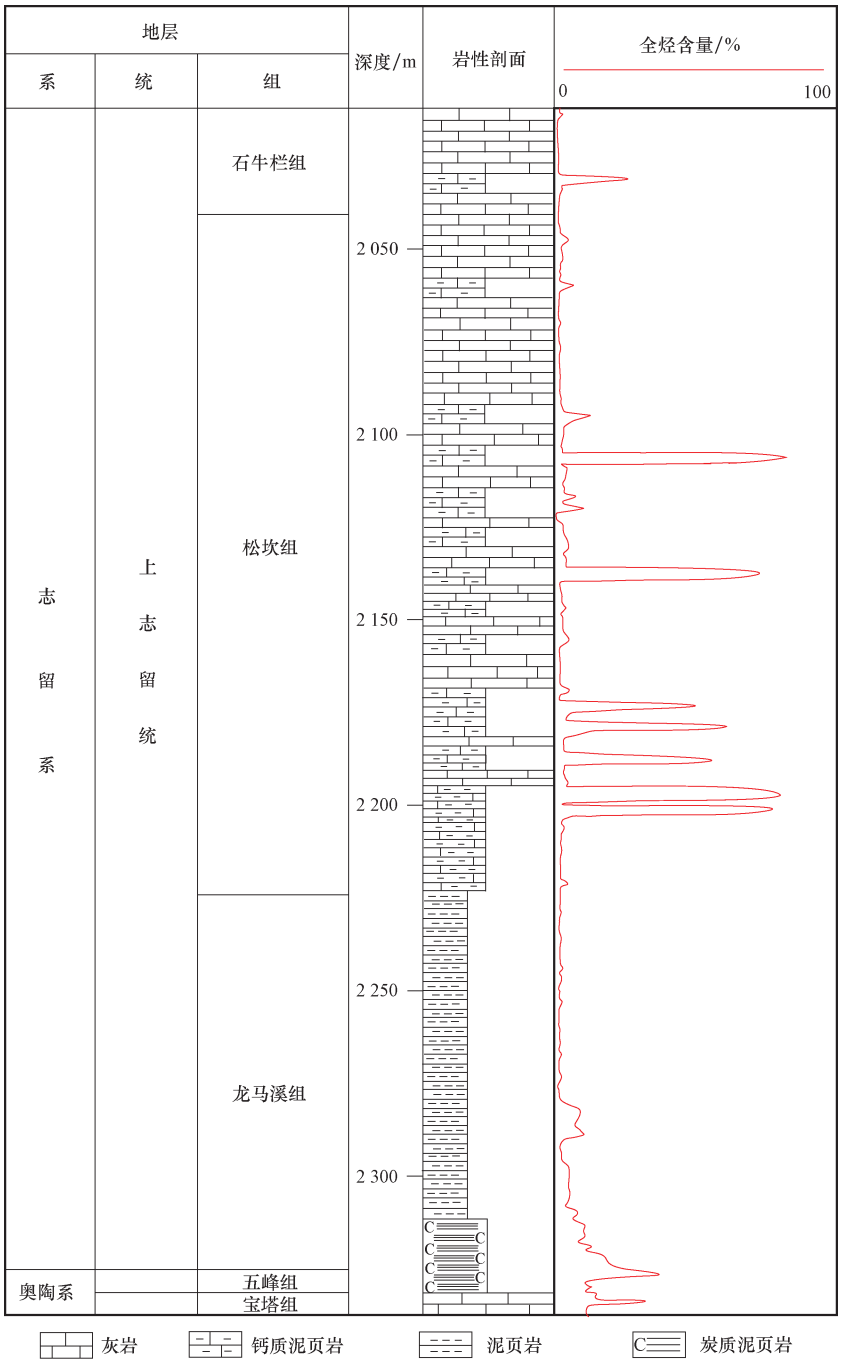

图 6 黔北安页 1 井松坎组综合录井图

Fig. 6 Composite logging diagram of the Songkan Formation from Well AY1, north Guizhou

表 2　黔北安页 1 井岩心现场解吸数据

Table 2　Data of on-site core desorption from Well AY1, north Guizhou

罐号	深度/m	层位	岩心质量/g	解吸气量/($m^3 \cdot t^{-1}$)
B1 -3	2 107.99	松坎组	3 580	0.556
B1 -2	2 110.27	松坎组	3 528	0.113
B1 -1	2 113.56	松坎组	3 438	0.104
B2 -1	2 119.55	松坎组	3 653.5	0.111
B2 -2	2 121.98	松坎组	3 427.5	0.154
B3 -3	2 123.66	松坎组	2 932	0.153
3 -3(A3)	2 129.05	松坎组	3 497	0.074
3 -2(A2)	2 133.45	松坎组	3 746	0.069
3 -1(A1)	2 139.46	松坎组	3 597	0.184
B4 -1	2 153.33	松坎组	2 909.5	0.162

(表 3)显示,烃类组分主要以甲烷为主(96%以上),含少量的乙烷和丙烷,非烃组分包括微量的氮气、氢气、氮气以及二氧化碳,不含硫化氢。$\delta^{13}C_1$ 值在 -33.2‰ ~ -33.9‰,均值为 -33.5‰;$\delta^{13}C_2$ 值在 -36.5‰ ~ -37.0‰,均值为 -36.8‰;δD_{CH_4} 值在 -145.8‰ ~ -156.6‰,均值为 -150.0‰。

4　松坎组天然气成因

根据安页 1 井综合录井色谱分析记录数据,建立天然气干燥系数(C_1/C_{1-5})值随深度的关系(图 7),显示该井天然气干燥系数主要集中在 0.96 ~ 0.99,说明安页 1 井天然气主要由甲烷构成,且热成熟度高。由于松坎组天然气中重烃成分较五峰 - 龙马溪组多,干燥系数相对较小,而烃类运移遵循轻组分更先容易运移的原则,说明松坎组中的天然气与下伏五峰 - 龙马溪组的页岩气还是具有一定区别。若松坎组中天然气来自于下伏五峰 - 龙马溪组页岩气,则松坎组天然气应表现出轻烃成分较五峰 - 龙马溪组多的特点,由建立的天然气干燥系数值随深度的关系可知显然不是这种情况。

普遍认为沿天然气运移方向 CO_2 含量会逐渐降低,即 CO_2 示踪天然气原理[10],通过建立安页 1 井 CO_2 含量随深度的变化,显示安页 1 井松坎组中天然气不符合由五峰 - 龙马溪组烃源岩生气后经运移聚集形成的特点(图 8),因为松坎组与五峰 - 龙马溪组之间的新滩组所测得的 CO_2 含量明显要高于五峰 - 龙马溪组的 CO_2 含量,若松坎组中天然气来自于下伏五峰 - 龙马溪组页岩气,则位于松坎组与五峰 - 龙马溪组之间的新滩组中的 CO_2 含量应该低于五峰 - 龙马溪组的 CO_2 含量。由此进一步说明松坎组中天然气与下伏五峰 - 龙马溪组页岩气的差异性。

表 3　黔北安页 1 井松坎组主要天然气组成和同位素特征

Table 3　Main components and isotopic characteristics of natural gas in the Songkan Formation from Well AY1, north Guizhou

样号	地层	气体组分含量/%							$\delta^{13}C$(VPDB)/‰		δD(VSMOW)/‰
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	N_2	H_2	He	CH_4	C_2H_6	CH_4
1	S_1s	96.289	2.07	0.139	0.795	0.633	0.026	0.038	-33.6	-36.8	-149.0
2	S_1s	95.375	2.04	0.126	0.864	1.504	0.036	0.043	-33.6	-36.9	-156.6
3	S_1s	96.432	2.08	0.143	0.709	0.568	0.021	0.032	-33.2	-37.0	-145.8
4	S_1s	96.276	2.06	0.132	0.798	0.654	0.029	0.039	-33.5	-36.8	-150.3
5	S_1s	95.244	2.04	0.124	0.864	1.504	0.036	0.043	-33.9	-36.5	-153.1
6	S_1s	95.682	2.06	0.127	0.823	1.221	0.031	0.042	-33.4	-36.8	-146.2

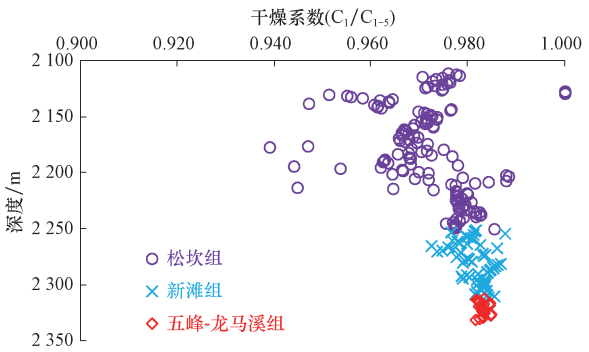

图 7　黔北安页 1 井干燥系数与深度的关系

Fig. 7　Relationship between drying coefficient and depth in Well AY1, north Guizhou

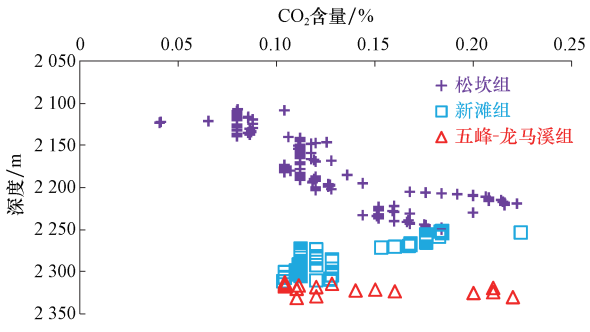

图 8　黔北安页 1 井二氧化碳含量随深度变化特征

Fig. 8　Carbon dioxide content vs. depth in Well AY1, north Guizhou

安页 1 井松坎组天然气气体组分和气体同位素数据都显示松坎组天然气为热成因气(图 9)。图 10a 中出现的数据点超出了热成因气的范围,是因为烃源岩的高成熟度引起的气体具有较高的干燥系数和较重的甲烷碳同位素值造成[8-9]。然而热成因气可以再分为油型气和煤型气,许多研究发现,乙烷的碳同位素值可

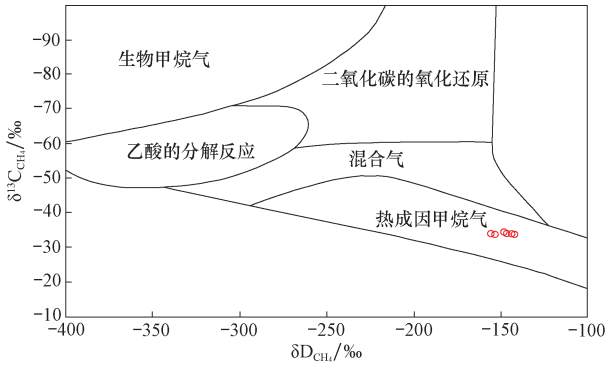

图 9 黔北安页 1 井松坎组天然气 $\delta^{13}C_{CH_4}$ 与 δD_{CH_4} 交汇图

Fig. 9 Cross plot of $\delta^{13}C_{CH_4}$ and δD_{CH_4} for the natural gas of the Songkan Formation, Well AY1, north Guizhou

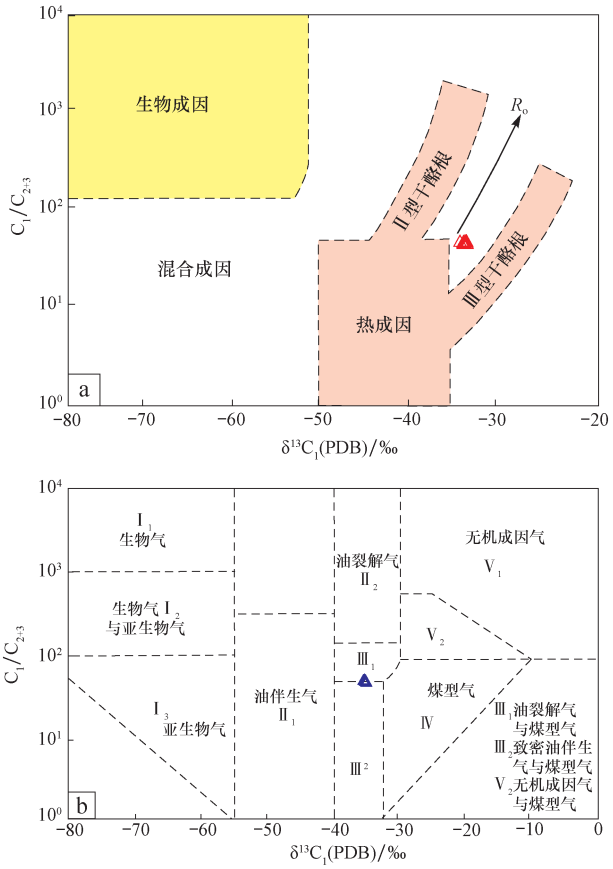

图 10 黔北安页 1 井松坎组天然气成因类型分类

Fig. 10 Genetic classification of the natural gas of the Songkan Formation, Well AY1, north Guizhou

以很好的区分热成因气中的油型气和煤型气。有学者研究认为 $\delta^{13}C_{C_2H_6} > -29‰$ 为煤型气而 $\delta^{13}C_{C_2H_6} < -29‰$ 为油型气[27]。Dai 等进一步提出 $\delta^{13}C_{C_2H_6} > -27.5‰$ 为煤型气而 $\delta^{13}C_{C_2H_6} < -29‰$ 为油型气。安页 1 井松坎组天然气乙烷碳同位素均小于 -29‰,显示出具有典型的油裂解气特征(图 10b)。

所测安页 1 井松坎组天然气普遍存在 $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$ 的现象(表 3),显示出该研究区烷烃气碳同位素出现明显的倒转现象[28]。根据“S”型曲线图[1],显示安页 1 井松坎组天然气烷烃气碳同位素数据点位于第二个转折点之后(图 11),反映出该研究区松坎组中天然气是经过二次裂解所产生的的烷烃气[29],同时体现出安页 1 井松坎组烃源岩具有较高的成熟度[30]。

随着页岩热演化程度的增大,页岩气中乙烷碳同位素组成会发生反转现象。在高-过成熟度阶段,页岩气中混合了干酪根裂解气和油或湿气的裂解气,油或湿气的裂解会产生同位素值较轻的乙烷,由于乙烷在该阶段含量很低,即使有少量轻碳同位素组成的乙烷混入也可能会造成 $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$ 倒转[31]。因此本文通过对比安页 1 井松坎组天然气中甲烷碳同位素与该组泥页岩干酪根碳同位素特征来判断气源,同时发现两者显示出具有很好的亲缘关系(表 4)。其有机母质达到过成熟时,碳同位素分馏范围很小,生成的甲烷的碳同位素组成就会接近原始有机母质的碳同位素组成[32]。

综上分析,可知安页 1 井松坎组中的天然气主要为该层位泥页岩有机母质自生热裂解所产生的页岩气。

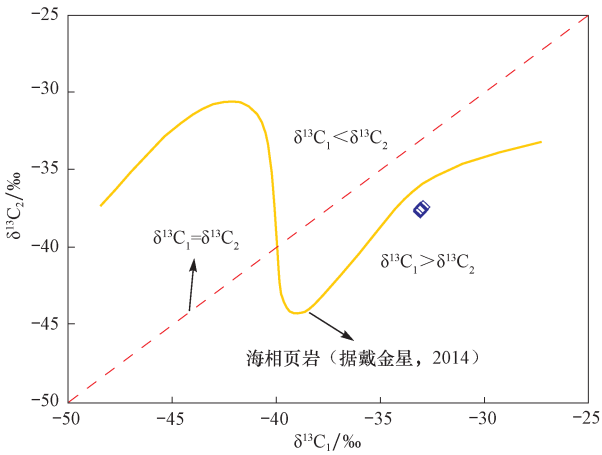

图 11 黔北安页 1 井松坎组天然气 $\delta^{13}C_1$ 与 $\delta^{13}C_2$ 关系

Fig. 11 Relationship between $\delta^{13}C_1$ and $\delta^{13}C_2$ for the natural gas of the Songkan Formation, Well AY1, north Guizhou

表 4　黔北安页 1 井松坎组天然气与干酪根碳同位素值对比

Table 4　Comparison of the isotope values between kerogen carbon and natural gas of the Songkan Formation, Well AY1, north Guizhou

$\delta^{13}C_{CH_4}$/‰	-33.6	-33.6	-33.2	-33.5
$\delta^{13}C_{CH_4}$干酪根/‰	-32.8	-32.7	-32.6	-32.9

5　结论

1）安页 1 井松坎组泥岩总厚度大,有机质在整个地层中均有分布,能满足页岩气形成的地质条件,其岩石组合类型为灰泥互层型。

2）安页 1 井松坎组泥页岩为海相泥页岩,有机质类型以 II_1 型为主,生烃能力较强,且该地区成熟度都较高,R_o 均超过 2.0%。

3）综合安页 1 井松坎组天然气干燥系数特征与 CO_2 示踪天然气运移理论,表现出松坎组中的天然气与下伏五峰 - 龙马溪组中的页岩气具有一定差别,并非下伏五峰 - 龙马溪组中的页岩气直接运移聚集于此。

4）根据甲烷碳同位素与氢同位素的关系判断出安页 1 井松坎组天然气为热成因气;而通过建立烷烃气碳同位素与烷烃气体组分之间的关系进而说明松坎组天然气为典型的油裂解气,同时烷烃气碳同位素出现明显的倒转现象反映出该天然气是经过二次裂解后的烷烃气。

5）通过对比安页 1 井松坎组天然气中甲烷碳同位素与该组泥页岩干酪根碳同位素特征,发现两者显示出具有很好的亲缘关系。综上,说明松坎组中的天然气主要为该层位泥页岩有机母质热裂解所产生的页岩气。

参　考　文　献

[1] Jinxing Dai, Caineng Zou, Shimeng Liao, et al. Geochemistry of the extremely high thermal maturity Longmaxi shale gas, southern Sichuan Basin[J]. Organic Geochemistry, 2014, 74: 3 - 12.

[2] 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 Eevelopment, 2010, 37(6): 641 - 653.

[3] 聂海宽,张金川. 页岩气聚集条件及含气量计算—以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. 地质学报,2012,86(2):349 - 361.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Shale Gas Accumulation Conditions and gas content calculation: a case study of Sichuan Basin and its periphery in the Lower Paleozoic[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(2): 349 - 361.

[4] 张金川,汪宗余,聂海宽,等. 页岩气及其勘探研究意义[J]. 现代地质,2008,22(4):640 - 646.
Zhang Jinchuan, Wang Zongyu, Nie Haikuan, et al. Shale gas and its significance for exploration[J]. Geoscience, 2008, 22(4): 640 - 646.

[5] Caineng Zou, Zhi Yang, Jingxing Dai, et al. The characteristics and significance of conventional and unconventional SinianeSilurian gas systems in the Sichuan Basin, central China[J]. Marine & Petroleum Geology, 2015, 64: 386 - 402.

[6] 戴金星,夏新宇,秦胜飞,等. 中国有机烷烃气碳同位素系列倒转的成因[J]. 石油与天然气地质,2003,24(1):1 - 11.
Dai Jinxing, Xia Xinyu, Qin Shengfei, et al. Causation of partly reversed orders of $\delta^{13}C$ in biogenic alkane gas in China[J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 1 - 11.

[7] Whiticar M J. Carbon and hydrogen isotope systematic of microbial formation and oxidation of methane. Chem[J]. Geology, 1999, 161: 291 - 314.

[8] Yang Liu, Jinchuan Zhang, Jun Ren, et al. Stable isotope geocheminstry of the nitrogen-rich gas from lower Cambrian shale in the Yangtze Gorges area, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 77: 693 - 703.

[9] Yang Liu, Jinchuan Zhang, Xuan Tang. Predicting the proportion of free and adsorbed gas by isotopic geochemical data: A case study from lower Permian shale in the Southern North China basin(SNCB)[J]. International Journal of Coal Geology, 2016, 156: 25 - 35.

[10] 王鹏,沈忠民,刘四兵,等. 川西坳陷天然气非烃气地球化学特征及应用[J]. 天然气地球科学,2014,25(3):394 - 401.
Wang Peng, Shen Zhongmin, Liu Sibing, et al. Geochemical Characteristics of nonhydrocarbon in Natural Gas in West Sichuan Depression and Its Implications[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(3): 394 - 401.

[11] 王正和,谭钦银,何利,等. 川东南 - 黔北志留系石牛栏组沉积与层序地层[J]. 石油与天然气地质,2013,34(4):499 - 507.
Wang Zhenghe, Tan Qinyin, He Li, et al. Deposition and sequence stratigraphy of the Silurian Shiniulan southeastern Sichuan-northern Guizhou province[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 499 - 507.

[12] 何利,谭钦银,王瑞华,等. 川东南早志留世石牛栏期沉积相、沉积模式及其演化[J]. 矿物岩石,2013,33(4):96 - 106.
He Li, Tan Qinyin, Wang Ruihua. Sedimentary facies, sedimentary model and evolution of the shiniulan formation of early silurian in the southeast sichuan[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2013, 33(4): 96 - 106.

[13] 钟宁宁,卢双舫,黄志龙,等. 烃源岩 TOC 值变化与其生排烃效率关系的探讨[J]. 沉积学报,2004a,22(增刊):73 - 78.
Zhong Ningning, Lu Shuangfang, Huang Zhilong, et al. An approach to the evolution of TOC value for source rock and its relation to efficiencies of hydrocarbon generation and expulsion[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004a, 22(Suppl.): 73 - 78.

[14] 钟宁宁,卢双舫,黄志龙,等. 烃源岩生烃演化过程 TOC 值的演

变及控制因素[J]. 中国科学,2004b,34(增刊Ⅰ):120-126.
Zhong Ningning, Lu Shuangfang, Huang Zhilong, et al. The evolution and controlling factors of the TOC value of hydrocarbon generation [J]. Science China, 2004b, 34(Suppl. Ⅰ): 120-126.

[15] 周中毅,贾蓉芬. 碳酸盐岩生油岩的有机地球化学、岩石学特征[J]. 地球化学,1974,(4):278-298.
Zhou Zhongyi, Jia Rongfen. Organic geochemical and petrological characteristics of carbonate rocks as a source rock for petroleum[J]. Geochimica, 1974, (4): 278-298.

[16] 傅家谟,刘德汉. 碳酸盐岩有机质演化特征与油气评价[J]. 石油学报,1982,(1):1-8.
Fu Jiamo, Liu Dehan. Some Characteristics of the evolution of organic matter in carbonate formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 1982, (1): 1-8.

[17] 秦建中,刘宝泉,国建英,等. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准[J]. 石油地质实验,2004,26(3):281-286.
Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Guo Jianying, et al. Discussion on the ecaluation standards of carbonate source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(3): 281-286.

[18] 马永生. 中国海相油气勘探[M]. 北京:地质出版社,2006,1-530.
Ma Yongsheng. Marine oil and gas exploration in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2006, 1-530.

[19] 彭平安,刘大永,秦艳,等. 海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限问题[J]. 地球化学,2008,37(4):415-422.
Peng Pingan, Liu Dayong, Qin Yan, et al. Low limits of organic carbon content in carbonate as oil and gas source rocks[J]. Geochimica, 2008, 37(4): 415-422.

[20] Robert G. Loucks, Robert M. Reed, Stephen C. Ruppel, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79: 848-861.

[21] 龙鹏宇,张金川,李玉喜,等. 重庆及周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测[J]. 地学前缘,2012,19(2):221-233.
Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, et al. Reservoir-forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 221-233.

[22] 蒲泊伶,包书景,王毅,等. 页岩气成藏条件分析—以美国页岩气盆地为例[J]. 石油地质与工程,2008,22(3):33-36.
Pu Boling, Bao Shujing, Wang Yi, et al. Analysis of shale gas reservoir forming condition-A case study of shale gas basins in the United States[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(3): 33-36.

[23] Martineau D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399-403.

[24] Richard M Pollastro, Daniel M Jarvie, Ronald J. Hill, et al. Geologic framework of theMississippian BarnettShale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bendarch - FortWorth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 405-436.

[25] Milici R C, Swezey C S. Assessment of Appalachian Basin Oil and Gas Resources: devonian shale-middle and upper paleozoic total petroleum System[J]. U. S. Geological Survey, Open-File Report Series, 2006, 2006-1237.

[26] 宋岩,徐永昌. 天然气成因类型及其鉴别[J]. 石油勘探与开发,2005,32(4):24-29.
Song Yan, Xu Yongchang. Origin and identification of natural gases [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 24-29.

[27] Gang W, Gao G, Hao S, et al. Carbon isotope of ethane applied in the analyses of genetic types of natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 19: 164-167(in Chinese with English abstract).

[28] Dai Jinxing. Identification and distinction of various alkane gases [J]. Science in China(Series B), 1992, 35(10): 1246-1257.

[29] Hao F, Zou H. Cause of shale gas geochemical anomalies and mechanisms for gas enrichment and depletion in high-maturity shales[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 44: 1-12.

[30] 戴金星. 天然气中烷烃气碳同位素研究的意义[J]. 天然气工业,2011,31(12):1-6.
Dai Jinxing. Significance of the study on carbon isotopes of alkane gases[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 1-6.

[31] Jinxing Dai, Caineng Zou, Dazhong Dong, et al. Geochemical characteristics of marine and terrestrial shale gas in China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 76: 444-463.

[32] Zhang T, Krooss B M. Experimential investigation on the carbon isotopic fractionation of methane during gas migration by diffusion through sedimentary rocks at elevated temperature and pressure[J]. Geochimical et Cosmochimica, 2001, 65: 2723-2742.

(编辑 董 立)