

文章编号: 0253-2697(2015)10-1199-11 DOI:10.7623/syxb201510003

建南气田天然气地球化学特征及成因

李爱荣¹ 李净红² 张金功³

(1. 西安石油大学地球科学与工程学院 陕西西安 710065; 2. 武汉工程科技学院地质科学与工程学部 湖北武汉 430200;
3. 西北大学地质系 陕西西安 710069)

摘要:中扬子西部地区经历了多旋回沉积-构造演化,纵向上发育多套生储盖组合,烃源岩为碳质页岩、碳酸盐岩及煤等多种岩性,多数达到了过成熟阶段,深部震旦系—寒武系烃源岩均处于过成熟晚期,具有多阶段生烃、晚期原油裂解供气特征。在多旋回构造演化中,中扬子西部海相天然气呈现多源多期或同源多期混合聚集、多期调整及晚期次生变化的复杂成藏过程。基于对中扬子西部地质演化背景分析和前人研究成果,分析了区域有效主力烃源岩,从天然气组分含量、组分参数相关性、烷烃气碳同位素等资料剖析了建南气田各层系天然气地球化学特征,结合区域油气成藏地质及川东气区资料,厘清了建南气田海相天然气成因及气源。研究认为,建南气田海相天然气均为干气,烷烃气碳同位素呈部分倒转,发生过原油裂解供气;二叠系长兴组及下三叠统飞仙关组、嘉陵江组气藏气源来自二叠系烃源岩,基本没有志留系甚至更深层气源供给,由原油裂解气和多类型干酪根降解气混合聚集而成,原油裂解气占主体;志留系韩家店组气藏和石炭系黄龙组气藏属于同源不同阶段天然气混合成因,原油裂解气占主体,气源母质为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组碳质页岩,几乎没有受到来自震旦系—寒武系烃源岩的天然气充注。因此,中扬子西部地区海相天然气勘探潜力大,尤其以保存条件较好的鄂西渝东为主,震旦系、寒武系及志留系天然气勘探前景甚好。

关键词:中扬子西部;主力烃源岩;天然气;地球化学特征;气源

中图分类号:TE122 **文献标识码:**A

Geochemical characteristics and genesis of natural gas in Jiannan gas field, the western mid-Yangtze area

Li Airong¹ Li Jinghong² Zhang Jingong³

(1. School of Earth Science and Engineering, Xi'an Shiyou University, Shaanxi Xi'an 710065, China;

2. Department of Geology Science and Engineering, Wuhan University of Engineering Science, Hubei Wuhan 430200, China;

3. Department of Geology, Northwest University, Shaanxi Xi'an 710069, China)

Abstract: The western mid-Yangtze area has experienced multi-cycle sedimentary and tectonic evolution, where multiple sets of resource-reservoir-cap assemblages are developed. The source rocks consist of diversified lithologies, such as carbonaceous shale, carbonate rock and coal, most of which enter the over-maturity stage. The deep Sinian-Cambrian source rocks are in the late period of over-mature stage, characterized by multi-stage hydrocarbon generation and crude-oil cracking gas in the late period. In the multi-cycle tectonic evolution, marine natural gas in the western mid-Yangtze area showed a complex accumulation process of multi-source multi-stage or consanguineous multi-stage mixed aggregation, multiphase adjustment and secondary changes in the late period. Based on previous research results and analyses for geological evolution background of the study area, regional effective chief source rocks were explored, and then the geochemical characteristics of natural gas in Jiannan gasfield were analyzed according to the component content of natural gas, the correlation between component parameters, carbon isotope of alkane gas and other data. In combination with regional hydrocarbon accumulation geology and gas zones of eastern Sichuan Basin, the genesis and source of marine natural gas in Jiannan gasfield, the western mid-Yangtze area were clarified. Studies have indicated that marine natural gas in Jiannan gasfield is dry gas; alkane gas shows certain carbon isotopic reversal, and crude oil cracking has occurred for gas supply. The gas reservoirs of Permian Changxing Formation, Lower Triassic Feixianguan Formation and Jialingjiang Formation were derived from Permian source rocks. There is basically no Silurian or deeper gas-source supply. The natural gas in Jiannan gasfield is generated from mixed aggregation between crude-oil cracking gas and multi-type kerogen degradation gas, of which crude-oil cracking gas is dominant. The gas reservoirs of Silurian Hanjiadian Formation and Carboniferous Huanglong Formation are consisted of consanguineous multi-stage natural gases, of which crude-oil cracking gas is dominant. Meanwhile, the parent material for gas source is carbonaceous shale in Upper Ordovician Wufeng Formation and Lower Silurian Longmaxi Formation, rarely charged by natural gas of Sinian-Cambrian source rocks. Therefore, a huge potential exists in the exploration of marine natural gas in the western mid-Yangtze area, especially dominated by the western Hubei-eastern Chongqing area with

基金项目:中国地质调查局优选项目“非常规与常规油气成藏统一机理与分布规律研究”(No. 12120113040700)资助。

第一作者:李爱荣,女,1976年5月生,1999年获中国石油大学(北京)学士学位,2015年获西北大学博士学位,现为西安石油大学讲师,主要从事油藏描述、油气田地质与开发的教学与研究工作。Email:lar9503@163.com

通信作者:李净红,男,1985年10月生,2004年获西安石油大学学士学位,2011年获西安石油大学硕士学位,现为武汉工程科技学院讲师,主要从事石油地质学的教学与研究工作。Email:oil-and-gas@sohu.com

good preservation condition. Moreover, Sinian, Cambrian and Silurian natural gases have a favorable exploration prospect.

Key words: western mid-Yangtze region; chief source rock; natural gas; geochemical characteristics; gas source

引用:李爱荣,李净红,张金功.建南气田天然气地球化学特征及成因[J].石油学报,2015,36(9):1199-1209,1298.

Cite:Li Airong,Li Jinghong,Zhang Jingong.Geochemical characteristics and genesis of natural gas in Jiannan gas field,the western mid-Yangtze area[J].Acta Petrolei Sinica,2015,36(9):1199-1209,1298.

中扬子西部地区经历多沉积旋回、多构造旋回演化,形成了现今多旋回构造叠加的复杂局面,造成了盆地埋藏史、热演化史及烃源岩生排烃史具有多样性及阶段性等特点。区内自下而上具有多个含油气系统,各油气系统包含多个油气成藏组合,其成藏地质时间长,成藏过程复杂,因而形成了成因复杂的各种气藏。

目前,关于中扬子西部海相天然气成因研究较多,总体认为二叠系长兴组和下三叠统飞仙关组、嘉陵江组气藏气源主要来自二叠系烃源岩,石炭系黄龙组和志留系气藏主要为志留系烃源岩供给^[1-10]。但仍存在众多分歧:①二叠系及下三叠统以油型气和煤型气混合气为主,飞仙关组混有自身烃源岩的供烃^[6];②二叠系一下三叠统气藏为原油裂解气^[8];③长兴组—嘉陵江组气藏属 I₁—I₂ 类型母质烃源岩过成熟裂解混源气,部分气藏天然气表现为煤型气与油型气的混源气^[2];④二叠系一下三叠统气藏混有部分志留系天然气^[7];⑤石炭系黄龙组气藏天然气成因类型有二次裂解水溶气^[4,10]、原油裂解气^[1,2]、原油裂解气与干酪根降解气混合^[3,9]、混有上部二叠系的煤系天然气^[4],也可能来源于志留系以下天然气^[9]等认识;⑥中上扬子

区志留系天然气地球化学特征及气源研究报道甚少,前人^[1-4,10,11-16]都只是从地质结构上认为石炭系黄龙组气藏来源于志留系,志留系天然气来源也是如此。综合前人上述观点,中扬子西部海相天然气成因及气源显然存在一系列疑点:二叠系一下三叠统气藏是以原油裂解气或干酪根降解气为主还是干酪根降解气和原油裂解气混合?是否混有下部志留系天然气?飞仙关组自身烃源岩是否具备供烃条件?石炭系黄龙组气藏来源于志留系的地球化学证据是什么?天然气有机成因类型如何?志留系气藏气源问题及是否混有下部来源天然气?

因此,本文根据建南气区的天然气地球化学数据^[7-10,13-15],结合前人对中扬子西部及邻区大池干、相国寺、高峰场等四川盆地东部气田研究,系统分析天然气地球化学特征,厘清建南气区海相天然气源及成因,对中扬子西部地区天然气勘探定位具有重要的意义。

1 地质概况

建南气田位于中扬子西部石柱复向斜中部,西部与川东气区相邻(图1)。自雪峰运动形成统一的变质

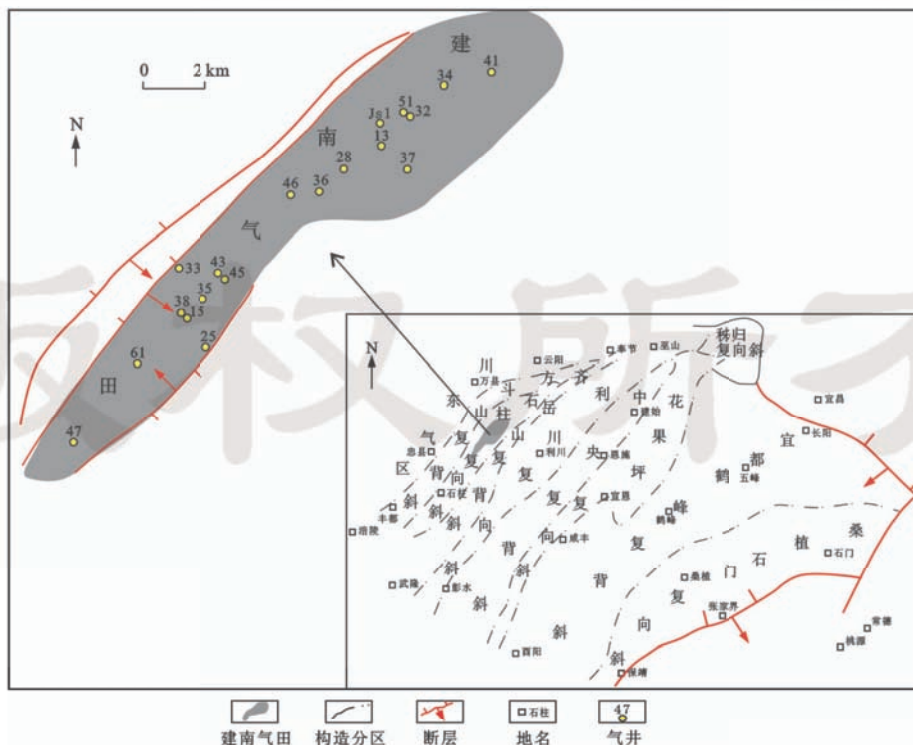


图1 中扬子西部建南气田构造位置

Fig. 1 Location of Jiannan gas field in the western mid-Yangtze region

基底之后,中扬子西部地区经晋宁运动由前震旦纪地槽型沉积转为稳定的台地型沉积,经历了由震旦纪一中三叠世漫长的以浅海碳酸盐台地为主的海相地层发育时期,至中三叠世后进入陆相前陆盆地发育阶段;先后经历了澄江—加里东期、海西—印支期、早燕山期以及晚燕山—喜马拉雅期等几次大的沉积-构造旋回^[17]。多旋回沉积-构造演化使中扬子西部地区发育多套生储盖组合。自 20 世纪 80 年代以来,在建南含气构造带不断获

得突破,相继发现了黄龙组(C₂h)、长兴组(P₂ch)、飞仙关组(T₁f)和嘉陵江组(T₁j)4 套工业气层。近年来,随着海相油气勘探不断深入,建南气区建深 1 井、建志 1 井在志留系韩家店组(S₂hj)及小河坝组(S₁x)相继获得工业气流^[11-14],龙马溪组(S₁l)也被发现具有工业性页岩气^[15,16]。经多年油气勘探证实,建南气田纵向上发育多套生储盖组合,盖层多以泥页岩、膏岩及盐岩等岩性为主,气藏内部深大断裂较少,具备良好的保存条件(图 2)。

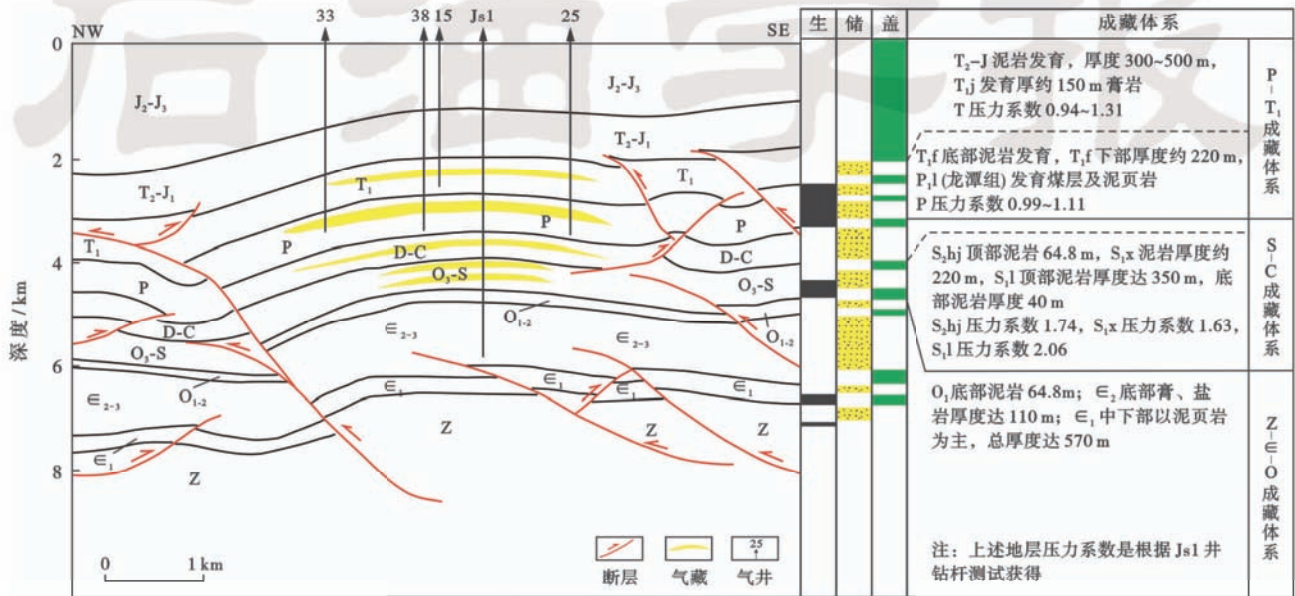


图 2 建南气田气藏剖面及封盖体系特征

Fig. 2 Gas reservoir profile and sealing system in Jiannan gas field

2 区域烃源岩特征

从中扬子西部沉积演化来看,下震旦统、下寒武统、上奥陶统一下志留统、二叠系及下三叠统均具备形成烃源岩的条件(表 1)。

新元古界上震旦统陡山沱组(Z₂ds)烃源岩主要为一套黑色、灰黑色的页岩、泥质岩及灰色的含白云质灰岩沉积,主要在湘鄂西区发育,有效烃源岩厚度 50~100 m;有机碳(TOC)含量 0.5%~2.2%,R_o 均值 3.72%;干酪根有机碳同位素(δ¹³C) < -30‰,反映其母质以低等的菌藻类为生源构成的特点,属于 I 型干酪根(表 1);供烃潜力 18.7×10⁸ m³/km²,其贡献形成的油气藏以震旦系气藏(威远气田)或古油藏(慈利南山坪古油藏)为主。

下寒武统水井沱组或牛蹄塘组(E₁sh 或 E₁n)烃源岩主要发育在早寒武世早期,该时期形成了一套区域上展布非常广泛的灰黑色页岩、碳质页岩与泥灰岩沉积,湘鄂西区恩施—咸丰—湾潭一带沉积厚度最大,达 300~600 m^[5,17],有效烃源岩厚度 200~600 m;有

机碳含量均值 2.77%,R_o 均值 3.43%;干酪根 δ¹³C < -30‰,属 I 型干酪根,干酪根生烃潜力最大,目前在该区还未发现寒武系烃源岩直接贡献的工业气藏,主要发育四川盆地中部、南部地区威远气田等。

上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组(O₃w—S₁l)烃源岩主要分布于上奥陶统五峰组顶部和下志留统龙马溪组底部,为一套富含笔石的黑色碳质页岩、黑色硅质页岩,属封闭海洋沉积,全盆地都发育,但以鄂西渝东及相邻的川东地区最好。其有机碳含量(TOC)均值为 1.67%,属 I 型干酪根,R_o 均值 2.90%,生烃潜力仅次于下寒武统烃源岩(表 1),属于中上扬子区的区域烃源岩和区域盖层。目前发现与其相关的气藏主要为建南气田建深 1 井志留系韩家店组气藏、中上扬子区志留系页岩气及石炭系黄龙组气藏。

二叠系是本区碳酸盐岩烃源岩发育的主要层系,部分层段也发育泥质烃源岩。下二叠统栖霞组为深灰、灰黑色生物碎屑灰岩、泥晶灰岩、泥质灰岩及生物灰岩,具开阔海台地相特征。茅口组为深灰色、黑灰色泥粉晶灰岩及黑灰色薄层页岩、碳质页岩,具开阔台

地—浅海盆地相特征,局部存在台内滩相。中扬子区上二叠统吴家坪组底部为潮坪—泻湖相,发育海陆交互相龙潭煤系,主要为碳质页岩和铝土质页岩,局部地区有煤线。吴家坪组之上的大隆组为盆地边缘—开阔海台地相,以硅质岩、硅质泥岩、灰岩为主。二叠系碳酸盐型烃源岩厚度较大,母质类型为I型,TOC均值为0.57%,属中等—好烃源岩;泥质烃源岩平均厚度为37.11 m,母质类型为I—II₂型,TOC均值为3.64%,属中等—好的烃源岩。有机质热演化程度相对较高,处于过成熟晚期,生烃强度为 $34.89 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$

(表1)。其贡献的气藏主要为二叠系长兴组及下三叠统飞仙关组、嘉陵江组气藏。

下三叠统烃源岩主要发育在飞仙关组一段—二段碳酸盐岩。早三叠世早期,海水自北向南侵入,经过广泛海侵,飞仙关组一段底部为深灰色、灰色页岩夹薄层灰岩,其上为灰色、深灰色灰岩夹瘤状灰岩及蠕虫状灰岩,飞仙关组二段泥质条纹较发育,反映盆地边缘—台地边缘相沉积特征。本区沉积厚度一般为220 m左右,但有效烃源岩厚度薄,有机碳含量低,属高成熟度阶段,生烃潜力差,基本不具供烃潜力(表1)。

表1 中扬子西部地区烃源岩特征

Table 1 Feature of hydrocarbon source rock in the western mid-Yangtze region

层位	岩性	有效烃源岩厚度/m	有机碳含量 TOC/%	有机质类型	干酪根碳同位素 $\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$	有机质成熟度 $R_o/\%$	生排烃高峰期	生烃强度/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2})$	分布区域	综合评价
下三叠统	碳酸盐岩	4.94~68	0.11~0.78 均值0.19	II ₁	暂无数据	0.7~2.93 均值1.73	J ₃ 末—K ₁ 生油高峰	12.21	鄂西 渝东	差
上二叠统 吴家坪组	深灰色泥岩、页岩、灰黑、黑色碳质页岩	5.15~93.5	0.39~8.51 均值3.64	I II ₁ II ₂	-34.5~-27.5	0.69~3.25 均值2.2	T ₂ —T ₃ 生油高峰, J ₂ 生气高峰	34.89	全区	好, P—T ₁ 气藏的主力烃源
下二叠统 茅口组、栖霞组	黑灰、深灰色灰岩、泥质灰岩	60.6~521.9	0.13~1.3 均值0.57	I	-33.0~-30.3					
上奥陶统 五峰组—下志留统 龙马溪组	黑色碳质页岩、泥页岩	30~100	0.20~3.43 均值1.67	I	-34.3~-30.1	1.08~3.55 均值2.90	T ₁ 生油高峰, T ₃ 生气高峰	91.11	鄂西 渝东	好, S—C气藏主力烃源
下寒武统 水井沱组	灰黑色页岩、含碳质页岩	200~600	0.5~9.0 均值2.77	I	-32.9~-30.4	3.0~4.5 均值3.43	S ₃ 生油高峰, T ₁ 生气高峰	104.71	湘鄂西	好, Z—O气藏主力烃源
下震旦统 陡山沱组	黑色、灰黑色的页岩、泥质岩	50~100	0.5~2.2 均值1.25	I	-32.8~-30.6	3.72	S ₃ 生油高峰, T ₁ 生气高峰	18.7	湘鄂西	较好, Z气藏的主力烃源

注:表中数据主要引自参考文献[8,13,17-19]。

钻探及野外露头样品实验分析资料表明,下震旦统—下三叠统5套烃源岩成熟度均在高成熟阶段及以上,寒武系和震旦系烃源岩都已经达到过成熟晚期,经历了干酪根→液态油→天然气的生烃演化过程。前人研究^[5,8]发现黄龙组、长兴组、飞仙关组及嘉陵江组含气储层中均有固体沥青,证实了现今气藏都接受了原油裂解气的贡献。中扬子西部地区乃至整个中国南方纵向上此种多套烃源岩、多类型母质、多阶段生排烃、晚期原油裂解供气的格局造就了中国南方海相天然气资源丰富,同时也使得天然气气源及气藏成因更为复杂。

3 天然气组分特征

根据建南气区志留系韩家店组、石炭系黄龙组、二叠系长兴组及三叠系飞仙关组、嘉陵江组共33个天然气组分数据分析,5个气层中均以甲烷为主,多数含量都在94%以上,长兴组甲烷含量的平均值89.5%(表2)。重烃以乙烷和丙烷为主,丁烷及以上烷烃相对较少,部分样品未检测出丁烷及以上重烃组分。

韩家店组和黄龙组天然气中重烃含量普遍较上覆层位高,乙烷含量平均值分别为1.55%、1.26%;长兴组—嘉陵江组天然气重烃含量绝大多数小于0.5%,乙烷含量平均值分别为0.28%、0.29%、0.21%。韩家店组至嘉陵江组天然气都属于干气,干燥系数0.975~0.999,随含气层位变新,干燥系数总体呈增大趋势(表2)。

非烃气体包括CO₂、N₂、H₂S等,志留系和石炭系气藏中氮气含量比上覆气藏高,其余非烃气含量都较低,志留系气藏暂未检测到H₂S(表2)。戴金星^[20]指出中国天然气中硫化氢气体含量高低或有无主要受储层岩性控制,碳酸盐岩气藏常具有较高H₂S,而砂岩气藏含量很低甚至无,目前已公开报道五科1井^[21]、焦页1井^[22]、河深1井^[23]志留系气藏中也均未发现H₂S。上覆气藏中长兴组气藏CO₂和H₂S气体含量最高,其中II₂S气体含量为1.32%~3.78%,均值为2.37%;飞仙关组气藏的H₂S气体含量为0.18%~3.71%,均值为0.97%;其余非烃气体含量较低(表2)。

4 天然气碳同位素特征

建南地区不同含气层系共计 18 个样品测试数据显示(表 3),甲烷碳同位素数值($\delta^{13}\text{C}_1$)分布域为 $-40.2\text{‰} \sim -30.0\text{‰}$,乙烷碳同位素数值($\delta^{13}\text{C}_2$)分布域为 $-44.9\text{‰} \sim -28.5\text{‰}$,丙烷碳同位素数值($\delta^{13}\text{C}_3$)分布域为 $-42.4\text{‰} \sim -27.6\text{‰}$,仅韩家店组气藏检测到丁烷碳同位素,为 $-43.0\text{‰} \sim -47.6\text{‰}$ 。除建 13 井和建 37 井石炭系气样呈正碳同位素系列外,其余气样均发生部分倒转($\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2$)^[24-28](表 3)。纵向上,天然气烷烃碳同位素从下部志留系气藏至上部下三叠统气藏,碳同位素值变化差异较大,如甲烷碳同位素值逐渐从最下部的 -40.2‰ 到最上部 -30.8‰ ,逐渐变重,范围值跨越很大。黄龙组、长兴组及飞仙关组气

藏各自层内甲烷碳同位素相近,而乙烷、丙烷碳同位素相差较大(表 3)。长兴组、飞仙关组及嘉陵江组天然气明显重于石炭系及志留系气藏,可能与不同气源供给有关。

前人^[29-32]对中国天然气成因研究表明,乙烷碳同位素能够对母源具有较好的继承性,是指示烷烃气属于煤型气或油型气的重要指标,其 $\delta^{13}\text{C}_2 < -29\text{‰}$ 为油型气,煤型气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 标准不一($\delta^{13}\text{C}_2 > -29\text{‰}$ ^[2,29], $\delta^{13}\text{C}_2 > -28\text{‰}$ ^[32])。由于建南气田绝大多数气样的烷烃碳同位素发生局部倒转, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值不能作为划分油型气的标志^[33],利用烷烃碳同位素整体结构及与天然气组分的关系综合判别天然气成因更有效。烷烃气的 $\delta^{13}\text{C}_1 - \text{C}_1 / (\text{C}_2 + \text{C}_3)$ 关系(图 3)显示建南气田志留系一下三叠统气藏均属于有机质热成因,无煤成气贡献及

表 2 建南气区天然气组分特征

Table 2 Characteristics of natural gas components of the Jiannan gas zone

井号	层位	烃类气体含量/%				非烃气体含量/%			干燥系数 C_1/C_{1+}
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4+	CO_2	H_2S	N_2	
建 31	T _{1j}	98.15	0.21	0.010	0.001	1.15	0.02	0.43	0.998
建 3	T _{1f}	96.04	0.20	0	0	2.93	0.52	0.31	0.998
建 10	T _{1f}	95.28	0.32	0.024	0.002	3.60	0.39	0.36	0.996
建 15	T _{1f}	95.27	0.38	0.019	0.002	3.27	0.79	0.26	0.996
建 27	T _{1f}	94.21	0.71	0.090	0.014	4.13	0.47	0.38	0.991
建 35	T _{1f}	96.57	0.24	0.024	0.001	2.25	0.45	0.46	0.997
建 41	T _{1f}	89.61	0.11	0.006	0	6.20	3.71	0.32	0.999
建 45	T _{1f}	95.97	0.31	0.016	0.001	2.69	0.37	0.57	0.997
建 47	T _{1f}	95.93	0.09	0	0	1.98	0.28	1.72	0.999
建 49	T _{1f}	88.29	0.16	0.044	0.013	7.99	3.21	0.28	0.998
建 51	T _{1f}	98.24	0.26	0.006	0.005	—	—	—	0.997
建 61	T _{1f}	95.09	0.20	0.078	0.003	3.29	0.76	0.58	0.997
建 68	T _{1f}	96.63	0.14	0.005	0	1.77	0.79	0.62	0.999
建 68X	T _{1f}	97.18	0.72	0.007	0.003	1.62	0.35	0.27	0.993
建平 1	T _{1f}	96.89	0.27	0.030	0.007	2.07	0.49	0.25	0.997
建 16	P _{2ch}	89.00	0.14	0.033	0	7.42	3.11	0.28	0.998
建 35	P _{2ch}	91.05	0.17	0	0	7.39	—	1.38	0.998
建 38	P _{2ch}	83.66	0.07	0	0	12.50	—	1.42	0.999
建 40	P _{2ch}	87.04	0.07	0	0	8.87	3.24	0.77	0.999
建 43	P _{2ch}	89.72	0.45	0.015	0.002	7.40	2.14	0.26	0.995
建 44-1	P _{2ch}	84.92	0.34	0.011	0.002	10.65	3.79	0.27	0.996
建 47-1	P _{2ch}	98.82	0.20	0.011	0	0.06	0	0.89	0.998
建 63-1	P _{2ch}	84.83	0.42	0.021	0.002	12.19	1.32	0.29	0.995
建平 2	P _{2ch}	94.52	0.70	0.006	0	3.73	0.65	0.39	0.993
建 13	C _{2h}	95.53	1.03	0.211	0.104	0.84	0.01	2.23	0.986
建 28	C _{2h}	94.23	1.32	0.321	0.011	0.72	0.02	3.43	0.983
建 32	C _{2h}	94.17	1.31	0.259	0.065	1.32	0	2.88	0.983
建 34	C _{2h}	94.33	1.31	0.412	0.118	1.00	0	2.88	0.981
建 37	C _{2h}	94.89	1.22	0.300	0	0.65	0.12	2.82	0.984
建 49	C _{2h}	93.69	1.38	0.230	0	0.89	0.01	3.80	0.983
建深 1	S _{2hj}	93.53	1.52	0.195	0.028	0.02	0	4.58	0.982
建深 1	S _{2hj}	93.87	1.44	0.250	0.020	0.06	0	4.37	0.982
建深 1	S _{2hj}	95.13	1.68	0.330	0.030	0.45	0	2.37	0.979

表3 建南气区天然气碳同位素数据及成熟度

Table 3 Carbon isotopes and maturity of natural gas from the Jiannan gas zone

井号	层位	$\delta^{13}C(PDB)/\text{‰}$					成因类型	$R_o/\%$				
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀		Stahl ^[24]	Martin ^[25]	Faber ^[26]	戴金星 ^[27]	沈平 ^[28]
建31	T _{1j}	-32.4	-36.4				油型	3.65	3.79	3.76	4.15	3.17
建10	T _{1f3}	-31.4	-33.3				油型	4.21	4.47	4.41	4.84	3.54
建51	T _{1f3}	-30.8	-28.5	-29.5			油型	4.53	4.86	4.78	5.24	3.75
建61	T _{1f3}	-33.1	-41.4	-40.8			油型	3.34	3.42	3.41	3.77	2.95
建68x	T _{1f3}	-32.0	-37.6	-36.9			油型	3.87	4.06	4.02	4.42	3.32
建平1	T _{1f3}	-33.2	-38.0	-38.3			油型	3.29	3.37	3.36	3.71	2.92
建16	P _{2ch}	-31.7	-33.6				油型	4.06	4.28	4.23	4.65	3.44
建43	P _{2ch}	-32.0	-38.9				油型	3.89	4.07	4.03	4.43	3.32
建44-1	P _{2ch}	-33.3	-35.1	-33.3			油型	3.25	3.31	3.31	3.66	2.89
建平2	P _{2ch}	-31.7	-37.9	-37.7			油型	4.04	4.25	4.20	4.62	3.42
建平7	P _{2ch}	-32.6	-37.7				油型	3.57	3.69	3.67	4.05	3.11
建13	C _{2h}	-35.0	-32.8	-27.6			油型	2.58	2.54	2.57	2.86	2.41
建37	C _{2h}	-37.6	-32.8	-27.6			油型	1.83	1.71	1.75	1.97	1.84
建28	C _{2h}	-37.9	-41.4	-37.4			油型	1.74	1.61	1.66	1.87	1.77
建32	C _{2h}	-37.0	-41.7	-39.0			油型	1.96	1.85	1.89	2.12	1.94
建深1	S _{2hj}	-40.2	-44.6	-42.4	-47.6	-43.7	油型	1.27	1.13	1.18	1.33	1.39
建深1	S _{2hj}	-40.2	-44.9	-42.1	-46.3	-43.0	油型	1.27	1.13	1.17	1.33	1.38

注: T_{1f3}—下三叠统飞仙关组三段。表中天然气 R_o 利用 $\delta^{13}C_1 - R_o$ 关系求出。Stahl: $\delta^{13}C_1 = 17.0 \lg R_o - 42$ (油型气), $\delta^{13}C_1 = 8.6 \lg R_o - 28$ (煤型气); Martin: $\delta^{13}C_1 = 14.8 \lg R_o - 41$ (油型气), $\delta^{13}C_1 = 8.6 \lg R_o - 28$ (煤型气); Faber: $\delta^{13}C_1 = 15.4 \lg R_o - 41.3$ (油型气), $\delta^{13}C_1 = 13.4 \lg R_o - 27.7$ (煤型气); 戴金星: $\delta^{13}C_1 = 15.8 \lg R_o - 42.2$ (油型气), $\delta^{13}C_1 = 14.12 \lg R_o - 34.4$ (煤型气); 沈平: $\delta^{13}C_1 = 21.7 \lg R_o - 43.3$ (油型气), $\delta^{13}C_1 = 8.64 \lg R_o - 32.8$ (煤型气)。

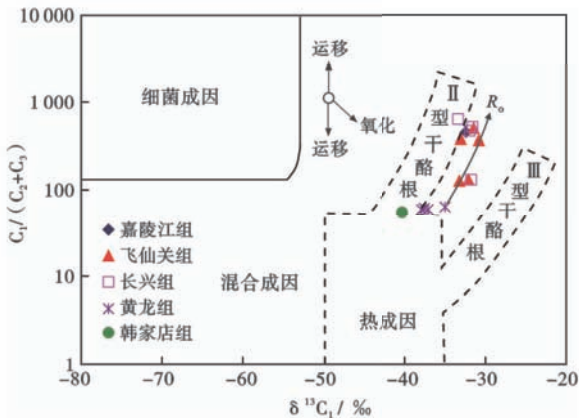


图3 建南气区天然气 $\delta^{13}C_1 - C_1/(C_2 + C_3)$ 关系(据文献[34]修改)

Fig. 3 Relationship of $\delta^{13}C_1 - C_1/(C_2 + C_3)$ for gas alkanes of the Jiannan gas zone

混合成因的天然气,二叠系—下三叠统部分天然气具 II 型干酪根供给特征。根据甲烷、乙烷及丙烷碳同位素 ($\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$) 关系分析,绝大多数同位素系列倒转的气样均落在 III 区及周围,具正碳同位素系列特征的建 13 井和建 37 井(C₂h)天然气均为油型气(图 4)。建 51 井(T_{1f3})的烷烃碳同位素系列图中存在较大差异,分别位于 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 的 IV 区和 $\delta^{13}C_3 - \delta^{13}C_1$ 的 III₁ 区,即该气样可能为煤成气和油型气混合或煤成气或油型气。

戴金星^[32]曾指出,国内煤成气 $\delta^{13}C_2$ 值最轻 -28.3‰,煤成气的 $\delta^{13}C_2$ 值基本上重于 -28‰,油型气的 $\delta^{13}C_2$

值基本上轻于 -28.5‰,介于 -28.0‰~ -28.5‰为两类气共存区,且以煤成气为主。建 51 井(T_{1f3})烷烃气中乙烷的 $\delta^{13}C_2$ 值为 -28.5‰且 $\delta^{13}C_1 - C_1/(C_2 + C_3)$ 关系与层内其他气样聚类效果良好(图 3),所以本文认为建 51 井(T_{1f3})天然气仍属于油型气。综上所述,建南气田志留系—下三叠统气藏均为油型气。

关于天然气碳同位素倒转,目前已发现有多种因素可导致^[35]。根据前人^[2,3,9,7,35,36]对川东地区天然气碳同位素倒转研究成果,结合本文数据及建南气区地质特征,认为建南气田烷烃气碳同位素倒转可能主要

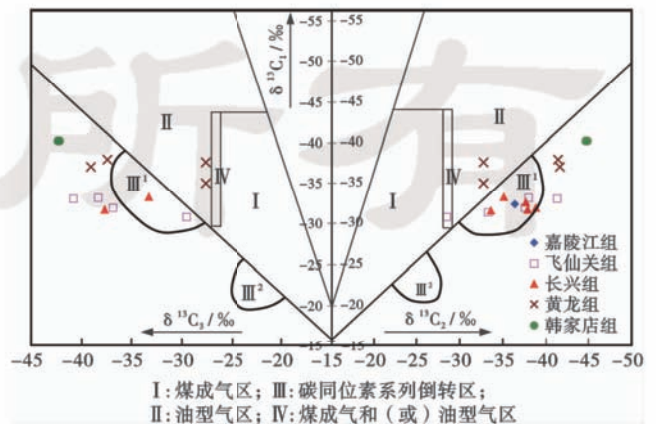


图4 建南气区烷烃碳同位素 $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ 关系(据文献[27]修改)

Fig. 4 Relationship of $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ for gas alkanes of the Jiannan gas zone

由同型不同源且不同期气混合和(或)同源不同期气混合导致,本文以下将作详细分析。

5 建南气区天然气的气源及成因

5.1 志留系—石炭系气藏

建南气区志留系气藏具有超压特征^[6,13],气藏底部为五峰组—龙马溪组厚层页岩,顶部为韩家店组顶部厚层泥岩,中寒武统覃家组发育了 150 m 厚的膏盐岩层,整体封隔性好(图 2)。另外,建深 1 井和建 38 井中地层流体及围岩的 C、O、Sr 同位素及流体包裹体等地球化学证据^[37]表明建南气田下三叠统—二叠系、志留系及寒武系三者流体无交替现象,各为封存体系。因此,志留系下伏天然气和上覆部分煤系天然气充注难以实现。建南气区深部断裂并不发育,建深 1 井中与其共生的 CO₂ 气体的碳同位素 -12.2‰~-14.7‰,小于 -10‰即有机成因,无机气的混入可能性更小。气藏地质结构和地化数据综合分析表明,气藏没有受到上部二叠系烃源岩的贡献和深部气藏及无机气混入,且近 4 km 的超压气藏^[14]中细菌氧化的可能性小。因此,志留系天然气碳同位素倒转主要受早期干酪根降解气和晚期原油裂解气混合所致。根据烃源岩热演化程度与天然气 δ¹³C₁ 的关系(表 3),志留系天然气成熟度 R_o 值为 1.27%~1.39%,明显低于志留系龙马溪组烃源岩热演化程度(表 1),表明韩家店组气藏为不同热演化阶段的天然气混合聚集而成。国内外学者^[38-43]常用 Behar 的实验模型^[44]区分干酪根降解气和原油二次裂解气。ln(C₁/C₂)-ln(C₂/C₃)相关性(图 5)显示韩家店组天然气的 ln(C₁/C₂)值变化范围小,为 3.82~4.18;而 lnC₂/C₃ 值明显增大,为 1.62~2.05,具原油裂解气特征。另外,随着热演化成熟度增高,原油藏会经历原油→湿气+轻烃→干气演化过程^[45,46]。Lorant 通过模拟实验提出(δ¹³C₂-δ¹³C₃)-(C₂/C₃)相关性判识天然气成因^[47],本文选取塔中地区奥陶系—石炭系原油伴生气^[9]、川东地区石炭系天然气^[9]与建南气田志留系—石炭系天然气对比,分析表明志留系天然气主要为原油二次裂解气,并未完全达到气体二次裂解气阶段(图 6)。而烷烃气碳同位素特别轻,δ¹³C<-40‰,主要受同源不同期气混合所致。志留系龙马溪组优质倾油型烃源岩在“生油窗”中会产生湿气(伴生气),而湿气中重烃组成以乙烷含量最高且碳同位素较轻。早期形成的原油在后生过程产生裂解气的碳同位素相比干酪根裂解气分馏次数多即同位素值要轻得多^[48,49]。从表 1 可以看出,建南气田志留系气藏重烃气相比上部二叠系—下三叠统气藏高,而志留系气藏埋深及烃源岩热成熟度比上部高得

多,原油基本全部裂解为天然气,理论上天然气的干燥系数应比上部高,但与实际情况相反,说明志留系良好的超压封闭条件使得早期原油伴生气及湿气阶段的重烃气得到很好的保存,也导致志留系气藏现今的地球化学面貌。综合分析认为,建南气田志留系气藏气源为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组碳质页岩,以原油裂解气为主。

石炭系黄龙组气藏气体组分组成与志留系韩家店组气藏相近,属于干气气藏(表 2)。ln(C₁/C₂)-ln(C₂/C₃)相关性(图 5)证实该气藏存在大量原油裂解气的

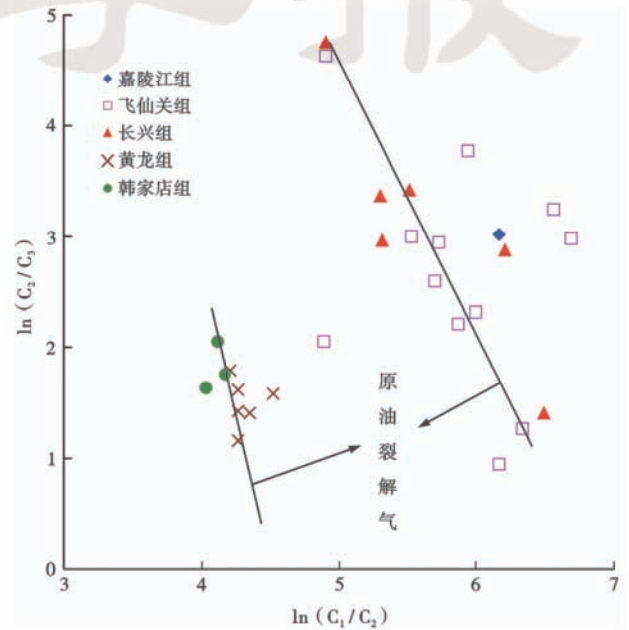


图 5 建南气区天然气 ln(C₁/C₂)-ln(C₂/C₃)相关性
Fig. 5 Relationship between ln(C₁/C₂) and ln(C₂/C₃) of the natural gas from Jiannan gas zone

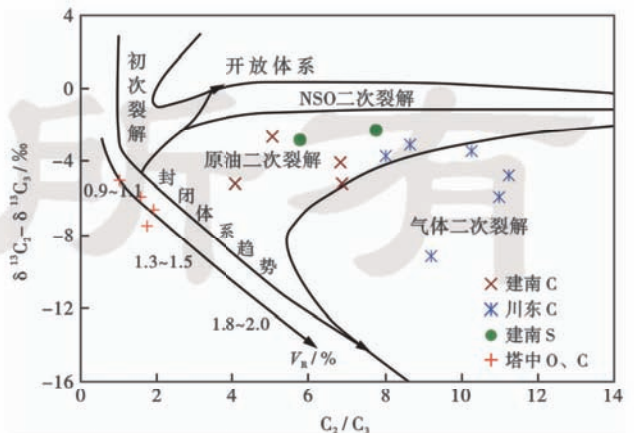


图 6 建南、川东及塔中地区天然气(δ¹³C₂-δ¹³C₃)-(C₂/C₃)相关性
(据文献[48]修改)
Fig. 6 Relationship between (δ¹³C₂-δ¹³C₃) and (C₂/C₃) of the natural gas from areas of Jiannan, eastern Sichuan and central Tarim Basin

贡献,按不同学者提出 $\delta^{13}\text{C}_1\text{-R}$ 关系得出建 28 井、建 32 井气样的母源成熟度 R_o 值多数低于 2.0%,与志留系天然气相近,也指示其存在原油裂解气贡献,与前人^[9]结论一致。建 13 井和建 37 井中气样的烷烃碳同位素较重且呈正系列,乙烷碳同位素较重,但其天然气组分与层内其他井及志留系气藏相似,与上覆二叠系一下三叠统气藏差异甚大(表 2)。烷烃气碳同位素与上覆层系均相差较大,尤其是甲烷碳同位素与上覆层系差值分布在 3‰~5‰(表 3),乙烷碳同位素与表 3 中列出的其他气样也相差较大,但与志留系龙马溪组干酪根碳同位素相近(表 1)。中扬子西部地区石炭系主要为广泛陆表浅海沉积的灰岩和白云岩,不发育具备烃源岩条件的岩层,下伏志留系的区域盖层隔断了来自震旦系及寒武系烃源岩的贡献。因此,建南气田石炭系黄龙组气藏基本没有接受上覆二叠系烃源岩的供给,与紧邻的川东气区相国寺、大池干及卧龙河等石炭系气藏的气源^[1-3,5,9]一致即为志留系烃源岩。图 6 表明建南气田石炭系气藏也未达到气体二次裂解,比川东石炭系气藏热成熟度低,具正碳同位素系列的建 13 井得出母源 R_o 值为 2.41%~2.86%,与区域志

留系烃源岩热演化成熟度相当。所以这种具较重正碳同位素系列的天然气应来自志留系烃源岩的干酪根裂解气。因此,建南气区石炭系气藏与志留系气藏同源,气源岩为上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组碳质页岩,为早期干酪根降解气和晚期原油裂解气混合气,原油裂解气为主;气藏内部的差异可能与同源不同期天然气混合不彻底有关(黄龙组为碳酸盐岩储层,非均质性较强)。

5.2 二叠系一下三叠统气藏

二叠系长兴组和下三叠统飞仙关组、嘉陵江组气藏总体为干气,以油型气为主,气体组分含量及碳同位素明显有别于志留系及石炭系气藏即不同源。长兴组甲烷含量相对较低,主要受后期次生改造影响, H_2S -烷烃气呈明显负相关, H_2S - CO_2 具正相关性[图 7(a)、图 7(b)]即气藏发生过较强 TSR 作用,消耗了部分烷烃气,产生较多的 H_2S 和 CO_2 气体。另外,气藏在晚期调整过程中甲烷逸散量也比重烃气要多。因此,长兴组气藏中烃类气体相比上覆气藏略低,而富含 H_2S 及 CO_2 气体且干燥系数大,与川东及川东北地区二叠系气藏^[50,51]类似。

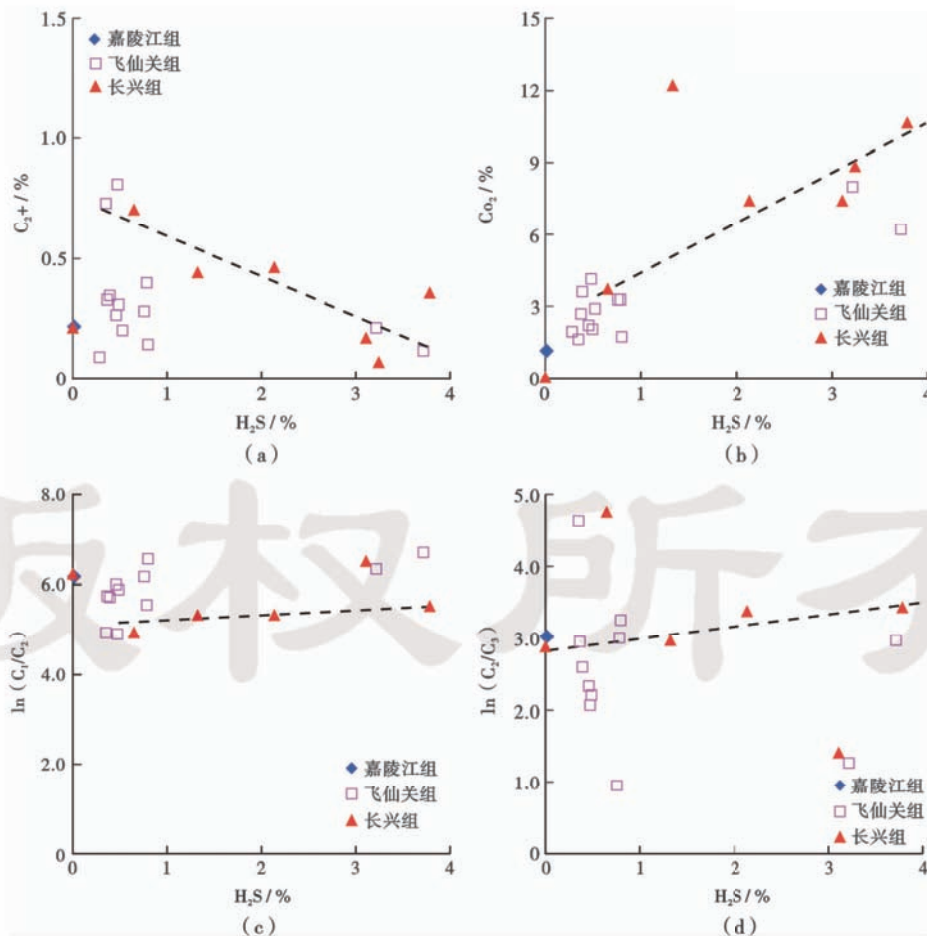


图 7 建南气区天然气中 H_2S 与烷烃气参数 ($\text{C}_2\text{-C}_5$) 及 CO_2 的相关性

Fig. 7 Relationship between H_2S and paraffinic hydrocarbons ($\text{C}_2\text{-C}_5$), CO_2 of the natural gas from Jiannan gas zone

飞仙关组气藏存在较弱的次生改造, H_2S -烷烃气和 H_2S - CO_2 的相关性差[图 7(a)、图 7(b)], 其 H_2S 含量也比长兴组低(表 2)。长兴组天然气的 $\ln(C_2/C_3)$ - H_2S 含量正相关, $\ln(C_1/C_2)$ 变化幅度较小[图 7(c)、图 7(d)], 表明 TSR 过程中消耗重烃速率高于甲烷; 研究表明, 由于甲烷浓度远高于重烃气, TSR 过程中对甲烷消耗速率也比较快^[52]。因此, 利用 $\ln(C_1/C_2)$ - $\ln(C_2/C_3)$ 判别干酪根裂解气和原油裂解气时需要观察 TSR 对其影响程度。飞仙关组气藏的 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 参数与 H_2S 含量基本无相关性[图 7(c)、图 7(d)]。因此, 根据 $\ln(C_1/C_2)$ - $\ln(C_2/C_3)$ 相关性(图 4)分析, 飞仙关组天然气主要体现原油裂解气特征, 储层中发现存在残留固体沥青^[8]即原油裂解产物。长兴组气藏是飞仙关组气藏和嘉陵江组气藏的源头, 所以长兴组—嘉陵江组气藏天然气主要为原油裂解气。TSR 作用过程中会优先消耗¹²C^[53,54], 形成¹²CO₂, 使得烷烃气中更加富集¹³C, 导致利用 $\delta^{13}C_1-R$ 。关系计算出二叠系—下三叠统气藏的母源 R 。值普遍达到 3.0%~4.6%(表 3), 明显高于二叠系烃源岩和志留系烃源岩热演化程度(表 1)。所以, 长兴组—飞仙关组气藏烷烃碳同位素普遍发生部分同位素倒转, 且甲烷碳同位素较重应与 TSR 作用、干酪根降解气与原油裂解气混合的综合影响密切相关。上述分析足以说明建南二叠系和下三叠统气藏与下伏含气层系不同源。结合区域生储盖地质结构特征(图 2), 二叠系及以上层系仅二叠系具备供烃能力, 其烃源岩类型多(碳酸盐岩、泥岩及煤系)、品质较好及热演化成熟度高, 供烃能力较大。 H_2S 和 CO_2 气体自长兴组随层位变新而逐渐减少, TSR 作用随层位变新而逐渐减弱, 表明飞仙关组和嘉陵江组气藏中 H_2S 和 CO_2 主要来自长兴组天然气垂向运移的贡献即长兴组—嘉陵江组气藏均来自二叠系烃源岩供给。这些特点是导致长兴组、飞仙关组及嘉陵江组气藏具同位素较重及天然气组分有别于下伏气藏的主要原因。

6 结 论

(1) 建南气田志留系和石炭系气藏属于干气气藏, 干燥系数(C_1/C_{1+})平均值为 0.983, 重烃气及氮气含量较高; 二叠系和三叠系气藏也属于干气气藏, 干燥系数比前两者更高, 平均值为 0.996, 较富含 CO_2 、 H_2S 气体。

(2) 志留系和石炭系气藏天然气母源都为志留系龙马溪组, 以原油裂解气和干酪根降解气混合为主, 原油裂解气为主; 石炭系具正碳同位素系列且较重的天然气应属于干酪根裂解气。二叠系和三叠系气藏天然气

母源为二叠系烃源岩, 以原油裂解气为主, 混有部分干酪根降解气, 且长兴组气藏遭受 TSR 作用改造程度较飞仙关组强。

(3) 二叠系—下三叠统气藏烷烃气碳同位素较重及碳同位素系列部分倒转是由二叠系不同类型的烃源岩供烃、不同成熟阶段的天然气混合及气藏内部 TSR 作用共同影响所致。而志留系和石炭系天然气同位素系列倒转是由同源不同期的天然气混合导致的。黄龙组—飞仙关组气藏内部乙烷、丙烷等重烃气碳同位素存在较大差异的现象有待进一步研究(可能需从储层沥青、流体包裹体成分及储层内部结构等地质资料综合研究)。

(4) 中扬子西部地区上奥陶统五峰组—志留系龙马溪组全区分布稳定, 既是优质烃源岩, 也是优质盖层, 志留系韩家店组和石炭系黄龙组气藏未受到下部天然气源混合, 表明中扬子西部震旦系—寒武系气藏保存条件优越。另外, 二叠系及下三叠统气藏并未接受志留系烃源岩的贡献, 且上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组优质烃源岩较强的生烃潜力预示着志留系和石炭系天然气勘探前景良好, 尤其是志留系页岩气。

参 考 文 献

- [1] 王顺玉, 戴鸿鸣, 王海清, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩大型气田天然气地球化学特征与气源[J]. 天然气地球科学, 2000, 11(2): 10-17. Wang Shunyu, Dai Hongming, Wang Haiqing, et al. Natural gas geochemistry characters and origin of large gas field in marine carbonates of the Sichuan basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2000, 11(2): 10-17.
- [2] 刘光祥, 陶静源, 潘文蕾, 等. 川东北及川东区天然气成因类型探讨[J]. 石油实验地质, 2002, 24(6): 512-516. Liu Guangxiang, Tao Jingyuan, Pan Wenlei, et al. Genetic types of the natural gas in the northeast and the east of Sichuan basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(6): 512-516.
- [3] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地学前缘(中国地质大学(北京); 北京大学), 2006, 13(2): 234-248. Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, et al. The characteristics of natural gas in Sichuan basin and its sources[J]. Earth Science Frontiers (China University of Geosciences, Beijing; Peking University), 2006, 13(2): 234-248.
- [4] 王韶华, 万云强, 林娟华. 建南气田海相天然气藏成因类型探讨[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2008, 30(4): 37-72. Wang Shaohua, Wan Yunqiang, Lin Juanhua. Genetic type of natural gas of marine facies in Jiannan gas field[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J. JPI), 2008, 30(4): 37-42.
- [5] 刘全有, 金之钧, 王毅, 等. 四川盆地海相系天然气成因类型与 TSR 改造沥青证据[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 759-762. Liu Quanyou, Jin Zhijun, Wang Yi, et al. The generation types of natural gas in marine formations in Sichuan basin and the evidences for TSR altering bitumen[J]. Natural Gas Geoscience,

- 2009, 20(5): 759-762.
- [6] 徐国盛, 曹竣峰, 朱建敏, 等. 鄂西渝东地区典型构造流体封存箱划分及油气藏的形成与演化[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2009, 36(6): 621-630.
Xu Guosheng, Cao Junfeng, Zhu Jianmin, et al. Division of fluid compartments and the formation and evolution of oil and gas accumulation in the typical structures of Western Hubei-Eastern Chongqing area, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2009, 36(6): 621-630.
- [7] 张建勇, 刘文汇, 腾格尔, 等. 建南气田长兴组—飞仙关组天然气特征及气源分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 1004-1013.
Zhang Jianyong, Liu Wenhui, Tengge, et al. Characteristics of natural gas in P₂ch-T1f layers in Jiannan gas field and gas source correlation[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 1004-1013.
- [8] 舒志国. 鄂西—渝东地区飞三段天然气成因与成藏阶段[J]. 现代地质, 2013, 27(1): 165-171.
Shu Zhiguo. Natural gas origin and accumulation stages of the Third Member of Feixianguan formation in Western Hubei and Eastern Chongqing area[J]. Geoscience, 2013, 27(1): 165-171.
- [9] 戴金星, 倪云燕, 黄土鹏. 四川盆地黄龙组烷烃气碳同位素倒转成因的探讨[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 710-717.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Huang Shipeng. Discussion on the carbon isotopic reversal of alkane gases from the Huanglong Formation in the Sichuan Basin, China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 710-717.
- [10] 蒋有录, 张一伟, 冉隆辉, 等. 川东地区志留系—石炭系含气系统天然气运移聚集机理[J]. 石油学报, 2001, 22(1): 25-30.
Jiang Youlu, Zhang Yiwei, Ran Longhui, et al. Migration and accumulation mechanism of natural gas in the Silurian-Carboniferous petroleum system of east part in Sichuan basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(1): 25-30.
- [11] 肖开华, 李双建, 汪新伟, 等. 中、上扬子区志留系油气成藏特点与勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(5): 589-596.
Xiao Kaihua, Li Shuangjian, Wang Xinwei, et al. Hydrocarbon accumulation features and exploration direction in the Silurian of the Middle-Upper Yangtze Platform[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 589-596.
- [12] 郭战峰, 陈绵琨, 付宜兴, 等. 鄂西渝东地区震旦、寒武系天然气成藏条件[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(4): 39-42.
Guo Zhanfeng, Chen Miankun, Fu Yixing, et al. Natural gas reservoiring conditions of Sinian and Cambrian in from Western Hubei to Eastern Chongqing areas[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(4): 39-42.
- [13] 胡晓凤, 丁青. 鄂西渝东志留系流体封存箱的演化与天然气成藏[J]. 海相油气地质, 2011, 16(3): 38-44.
Hu Xiaofeng, Ding Qing. Evolution of Silurian fluid compartments and gas accumulation in Western Hubei-Eastern Chongqing area[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2011, 16(3): 38-44.
- [14] 荣延善, 沈金才. 鄂西渝东 Jz1 井志留系致密砂岩气层解释[J]. 江汉石油职工大学学报, 2013, 26(1): 18-20.
Rong Yanshan, Shen Jincai. Interpretation of tight sandstone gas reservoirs of Silurian system of well-Jz1 in Western Hubei and Eastern Chongqing[J]. Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers, 2013, 26(1): 18-20.
- [15] 李艳霞, 林娟华, 龙幼康, 等. 中扬子地区下古生界海相泥—页岩含气勘探远景[J]. 地质通报, 2011, 30(2-3): 349-356.
Li Yanxia, Lin Juanhua, Long Youkang, et al. Exploration prospect of gas-bearing marine mudstone-shale in Lower Palaeozoic in the Central Yangtze area, China[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2-3): 349-356.
- [16] 马文辛, 刘树根, 黄文明, 等. 鄂西渝东志留系储层特征及非常规气勘探前景[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2012, 34(6): 27-37.
Ma Wenxin, Liu Shugen, Huang Wenming, et al. Reservoir rocks characters of Silurian and its unconventional gas prospecting in Western Hubei-Eastern Chongqing[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2012, 34(6): 27-37.
- [17] 李艳霞, 李净红. 中扬子区上震旦统一志留系页岩气勘探远景[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(6): 659-763.
Li Yanxia, Li Jinghong. Exploration prospects of shale gas of Upper Sinian-Silurian in Mid-Yangtze region[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(6): 659-763.
- [18] 陈绵琨. 鄂西—渝东地区天然气勘探潜力分析[J]. 江汉石油学院学报, 2003, 25(1): 27-29.
Chen Miankun. Exploration potential of natural gas in Western Hubei-Eastern Chongqing area[J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2003, 25(1): 27-29.
- [19] 卢庆治, 马永生, 郭彤楼, 等. 鄂西—渝东地区热史恢复及烃源岩成烃史[J]. 地质科学, 2007, 42(1): 189-198.
Lu Qingzhi, Ma Yongsheng, Guo Tonglou, et al. Thermal history and hydrocarbon generation history in Western Hubei-Eastern Chongqing area[J]. Chinese Journal of Geology, 2007, 42(1): 189-198.
- [20] 戴金星, 倪云燕, 邹才能, 等. 四川盆地须家河组煤系烷烃气碳同位素特征及气源对比意义[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(5): 519-529.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Zou Caineng, et al. Carbon isotope features of alkane gases in the coal measures of the Xujiache Formation in the Sichuan Basin and their significance to gas-source correlation[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(5): 519-529.
- [21] 刘成林, 李景明, 蒋裕强, 等. 川东小河坝砂岩天然气成藏地球化学研究[J]. 西南石油大学学报, 2002, 24(1): 46-49.
Liu Chenglin, Li Jingming, Jiang Yuqiang, et al. Geochemistry research on natural gas reservoir formation of Xiaohaba FM of Lower in the Eastern Sichuan basin[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(1): 46-49.
- [22] 冯爱国, 张建平, 石元会, 等. 中扬子地区涪陵区块海相页岩气层特征[J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 15-19.
Feng Aiguo, Zhang Jianping, Shi Yuanhui, et al. Characteristics of marine shale gas play in Fuling block in the Middle Yangtze area[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(6): 15-19.
- [23] 黄东, 戴鑫, 戴资, 等. 川西北部河湾场气田天然气地球化学特征及其气源探讨[J]. 天然气工业, 2011, 31(3): 37-40.
Huang Dong, Dai Xin, Dai Yun, et al. Geochemical behaviors and gas origins in the Hewanchang gas field, northern part of the

- Western Sichuan basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(3): 37-40.
- [24] Stahl W J, Carey Jr. B D. Source-rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware basins, west Texas[J]. *Chemical Geology*, 1975, 16(4): 257-267.
- [25] Schoell M. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1980, 44(5): 649-661.
- [26] Faber E. Zur isotopengeochemie gas formiger kohlenwasserstoffe [J]. *Erdol Erdgas & Kohle*, 1987, 103: 210-218.
- [27] 戴金星, 戚厚发. 我国煤成烃气的 $\delta^{13}\text{C-Ro}$ 关系[J]. *科学通报*, 1989, 34(9): 690-692.
- Dai Jinxing, Qi Houfa. Relationship of $\delta^{13}\text{C-Ro}$ for Coal gas in China[J]. *Chinese Sciences Bulletin*, 1989, 34(9): 690-692.
- [28] 沈平, 申岐祥, 王先彬, 等. 气态烃同位素组成特征及煤型气判识[J]. *中国科学 B 辑: 化学*, 1987, 17(6): 647-656.
- Shen Ping, Shen Qixiang, Wang Xianbin, et al. Isotopic compositions of gaseous hydrocarbons and identification of coal type gas [J]. *Scientia Sinica Chimica*, 1987, 17(6): 647-656.
- [29] 刚文哲, 高岗, 郝石生, 等. 论乙烷碳同位素在天然气成因类型研究中的应用[J]. *石油实验地质*, 1997, 19(2): 164-167.
- Gang Wenzhe, Gao Gang, Hao Shisheng, et al. Carbon isotope of ethane applied in the analyses of genetic types of natural gas[J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1997, 19(2): 164-167.
- [30] 帅燕华, 邹艳荣, 彭平安, 等. 乙烷稳定碳同位素动力学模拟及地质应用[J]. *地球化学*, 2006, 35(2): 151-156.
- Shuai Yanhua, Zou Yanrong, Peng Ping'an, et al. Kinetic modeling of stable carbon isotope ratios of ethane from coal in confined system and its significance in geological application[J]. *Geochimica*, 2006, 35(2): 151-156.
- [31] 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.
- [32] 戴金星, 于聪, 黄土鹏, 等. 中国大气田的地质和地球化学若干特征[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(1): 1-13.
- Dai Jinxing, Yu Cong, Huang Shipeng, et al. Geological and geochemical characteristics of large gas fields in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 1-13.
- [33] 戴金星, 廖凤蓉, 倪云燕. 四川盆地元坝和通南巴地区须家河组致密砂岩气藏气源探讨——兼答印峰等[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(2): 250-256.
- Dai Jinxing, Liao Fengrong, Ni Yunyan. Discussions on the gas source of the Triassic Xujiahe Formation tight sandstone gas reservoirs in Yuanba and Tongnanba, Sichuan Basin. An answer to Yinfeng et al. [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(2): 250-256.
- [34] Whiticar M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane[J]. *Chemical Geology*, 1999, 161(1-3): 291-314.
- [35] 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): 1-6.
- Dai Jinxing, Xia Xinyu, Qin Shengfei, et al. Causation of partly reversed orders of $\delta^{13}\text{C}$ in biogenic alkane gas in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2003, 24(1): 1-6.
- [36] 陈践发, 唐友军, 徐立恒, 等. 川东北地区石炭系与二叠系—三叠系天然气地球化学特征对比研究[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(6): 741-747.
- Chen Jianfa, Tang Youjun, Xu Liheng, et al. Comparison of geochemical characteristics of carboniferous and Permian-Triassic natural gas in Northeast Sichuan[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(6): 741-747.
- [37] 杨建. 石柱复向斜带流体运移及对白云岩储层的改造研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2011: 15-37.
- Yang Jian. Research on fluid migration and transformation of dolomite reservoirs in Shizhu synclinore zone[D]. Chengdu: Chengdu University, 2011: 15-37.
- [38] Prinzhofen A A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. *Chemical Geology*, 1995, 126(3-4): 281-290.
- [39] 赵孟军, 卢双舫. 原油二次裂解气—天然气重要的生成途径[J]. *地质评论*, 2000, 46(6): 646-650.
- Zhao Mengjun, Lu Shuangfang. Natural gas from secondary cracking of crude oil—an important pattern of gas generation [J]. *Geological Review*, 2000, 46(6): 646-650.
- [40] 尹长河, 王廷栋, 王顺玉, 等. 威远、资阳震旦系干酪根与油裂解气的鉴别[J]. *沉积学报*, 2001, 19(1): 156-159.
- Yin Changhe, Wang Tingdong, Wang Shunyu, et al. Differences between kerogen and oil-cracked gases in Sinian reservoirs of Weiyuan and Ziyang area[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2001, 19(1): 156-159.
- [41] 郭建军, 陈践发, 朱雷, 等. 塔里木盆地塔中天然气的地球化学特征及其成因[J]. *石油实验地质*, 2007, 29(6): 577-582.
- Guo Jianjun, Chen Jianfa, Zhu Lei, et al. Geochemical characteristics and genesis of the natural gas in the Tazhong Uplift, the Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2007, 29(6): 577-582.
- [42] 王强, 徐立恒, 陈践发. 川东北地区大中型气藏天然气特征及气源[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(6): 867-872.
- Wang Qiang, Xu Liheng, Chen Jianfa. Characteristics and origin of natural gas in large- and medium-sized gas reservoirs in northeast Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(6): 867-872.
- [43] 魏国齐, 谢增业, 白贵林, 等. 四川盆地震旦系—下古生界天然气地球化学特征及成因判识[J]. *天然气工业*, 2014, 34(3): 44-49.
- Wei Guoqi, Xie Zengye, Bai Guilin, et al. Organic geochemical characteristics and origin of natural gas in the Sinian-Lower Paleozoic reservoirs, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(3): 44-49.
- [44] Behar F, Kressmann S, Rudkiewicz J L, et al. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking[J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 19(1-3): 173-189.
- [45] 郭利果, 田辉, 靳永斌, 等. 原油裂解成气反应机理、介质影响因素与判识评价[J]. *地球化学*, 2008, 37(5): 499-511.
- Guo Liguoguo, Tian Hui, Jin Yongbin, et al. Reaction mechanism, medium influencing factors and identification and evaluation of oil-cracking gas[J]. *Geochimica*, 2008, 37(5): 499-511.

- 岩油藏剩余油分布[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 328-333.
- Zhao Bangliu, Shi Yumei, Yao Fengchang, et al. Prediction of the remaining oil distribution using multi-component seismic full waveform elastic inversion[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(2): 328-333.
- [20] Han D H, Nur A, Morgan D. Effect of porosity and clay content on wave velocities in sandstone[J]. *Geophysics*, 1986, 51(11): 2093-2107.
- [21] Eberhart-Phillips D, Han D H, Zoback M D. Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity and clay content in sandstone[J]. *Geophysics*, 1989, 54(1): 82-89.
- [22] 樊洪海. 地层孔隙压力预测检测新方法研究[D]. 北京: 石油大学, 2001.
- Fan Honghai. Study on calculation and prediction methods of formation pore pressure [D]. Beijing: University of Petroleum, 2001.
- [23] 王德人. 非线性方程组解法与最优化方法[M]. 北京: 人民教育出版社, 1979: 236-261.
- Wang Deren. Solution of nonlinear equations and optimization method[M]. Beijing: People's Education Press, 1979: 236-261.
- [24] 曾义金, 樊洪海, 张传进, 等. 一种检测地层压力新方法研究—岩石力学参数法[J]. 岩土力学, 2005, 26(12): 1977-1980.
- Zeng Yijin, Fan Honghai, Zhang Chuanjin, et al. A new method for detecting geo-pressure: rock mechanical parameter method [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2005, 26(12): 1977-1980.
- [25] 赵海峰, 陈勉. 基于实钻资料的井壁稳定实时预测理论[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 324-328.
- Zhao Haifeng, Chen Mian. Real-time prediction of borehole stability based on actual drilling data[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(2): 324-328.
- [26] 陈勉, 金衍, 张广清. 石油工程岩石力学[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 99-161.
- Chen Mian, Jin Yan, Zhang Guangqing. Rock mechanics in petroleum engineering[M]. Beijing: Science Press, 2008: 99-161.
- [27] 陈勉, 赵海峰, 金衍, 等. 非连续介质力学模型预测煤层井眼稳定性[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 145-150.
- Chen Mian, Zhao Haifeng, Jin Yan, et al. A discontinuous medium mechanical model for the sidewall stability prediction of coal beds[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 145-150.
- [28] 卢运虎, 陈勉, 袁建波, 等. 各向异性地层中斜井井壁失稳机理[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 563-568.
- Lu Yunhu, Chen Mian, Yuan Jianbo, et al. Borehole instability mechanism of a deviated well in anisotropic formations[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 563-568.

(收稿日期 2015-05-06 改回日期 2015-08-22 编辑 宋宁)

(上接第 1209 页)

- [46] 吴小奇, 刘全有, 陶小晚, 等. 塔里木盆地哈拉哈塘凹陷天然气地球化学特征[J]. 地球化学, 2014, 43(5): 477-488.
- Wu Xiaoqi, Liu Quanyou, Tao Xiaowan, et al. Geochemical characteristics of natural gas from Halahatang Sag in the Tarim Basin [J]. *Geochimica*, 2014, 43(5): 477-488.
- [47] Lorant F, Prinzhofer A, Behar F, et al. Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases[J]. *Chemical Geology*, 1998, 147(3-4): 249-264.
- [48] 田辉, 肖贤明, 李贤庆, 等. 海相干酪根与原油裂解气甲烷生成及碳同位素分馏的差异研究[J]. 地球化学, 2007, 36(1): 71-77.
- Tian Hui, Xiao Xianming, Li Xianqing, et al. Comparison of gas generation and carbon isotope fractionation of methane from marine kerogen- and crude oil-cracking gases[J]. *Geochimica*, 2007, 36(1): 71-77.
- [49] Hill R J, Tang Yongchun, Kaplan I R. Insights into oil cracking based on laboratory experiments [J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34(12): 1651-1672.
- [50] 马永生. 普光气田天然气地球化学特征及气源探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1): 1-7.
- Ma Yongsheng. Geochemical characteristics and origin of natural gases from Puguang gas field on eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(1): 1-7.
- [51] 刘景东, 刘光祥, 王良书, 等. 川东北元坝—通南巴地区二叠系—三叠系天然气地球化学特征及成因[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 417-428.
- Liu Jingdong, Liu Guangxiang, Wang Liangshu, et al. Geochemical characteristics and origin of Permian and Triassic natural gas in Yuanba-Tongnanba area, northeastern Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(3): 417-428.
- [52] 黄思静, 黄可可, 佟宏鹏, 等. 四川盆地东北部三叠纪飞仙关组天然气中 CO₂ 的成因[J]. 中国科学: 地球科学, 2010, 40(5): 583-591.
- Huang Sijing, Huang Keke, Tong Hongpeng, et al. Origin of CO₂ in natural gas from the Triassic Feixianguan Formation of Northeast Sichuan Basin [J]. *Science China Earth Sciences*, 2010, 53: 642-648.
- [53] 李志生, 李谨, 王东良, 等. 四川盆地含硫化氢气田天然气地球化学特征[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊一): 84-91.
- Li Zhisheng, Li Jin, Wang Dongliang, et al. Geochemical characteristics of natural gas in H₂S-bearing gas fields in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(Supplement 1): 84-91.
- [54] 何坤, 张水昌, 米敬奎, 等. 不同硫酸盐引发的热化学还原作用对原油裂解气生成的影响[J]. 石油学报, 2013, 34(4): 720-726.
- He Kun, Zhang Shuichang, Mi Jingkui, et al. Effects of thermochemical reduction initiated by different sulfates on the generation of oil cracking gas[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(4): 720-726.

(收稿日期 2015-03-09 改回日期 2015-07-29 编辑 宋宁)