

川中广安气田天然气成因类型及气源分析

李登华¹ 李 伟¹ 汪泽成¹ 杨家静²

(1. 中国石油勘探开发研究院地质研究所, 北京 100083;

2. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610051)

摘要:川中广安气田是四川盆地 2006 年新发现的上报探明地质储量超过 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大型气田,也是目前四川盆地在三叠统须家河组发现的最大的气田。由于广安气田所在地区三叠统须家河组的生烃强度小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,不具备形成大中型气田的理想条件,因此该气田的天然气成因类型及气源成为一个亟待解决的问题。笔者通过对广安气田天然气组分和碳同位素等资料的详细分析,判定其天然气为煤成气;根据气源对比,排除了下伏和上覆须家河组的供源可能性,证实广安气田为三叠统须家河组煤系地层自生自储形成。最后,经过对天然气运移途径分析,认为近源侧向运移是形成广安大型气田的主因。

关键词:广安气田;三叠统;碳同位素;天然气成因;气源

中图分类号: P618.130.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2007)05-0829-08

广安气田位于川中低缓褶皱带东部的广安断裂背斜构造上,地处南充市以东约 30 km、广安市以北约 10 km (图 1)。该气田三叠统须家河组的勘探工作始于 1958 年,由于储层为低孔低渗—特低孔特低渗辫状河三角洲砂岩,而且具有很强的盐敏、水敏和速敏等特性^[1],因此 2005 年之前该区须家河组的勘探一直没有大的进展,仅上报了不足 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气探明地质储量。2005 年,在对新采集处理的二维地震资料精细解释的基础上,结合先进的钻井和试油工艺,以寻找岩性构造复合型圈闭的观念为指导,相继部署完钻的 30 多口探井捷报频传。2006 年底,广安气田三叠统须家河组六段上报探明天然气地质储量超过 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$,须家河组四段上报控制天然气地质储量也超过 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$,一个低丰度的大气田初露端倪(探明天然气地质储量约 $3.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$),并已成为目前四川盆地在三叠统须家河组发现的最大的气田。

1 概 况

广安构造隶属于南充构造带,是一个由多个局部高点所组成的构造群。地表(中侏罗统沙溪庙组)构造简单完整,主体呈北西西向,为一平缓的低丘状长轴背斜,两翼不对称,构造闭合面积大($>250 \text{ km}^2$),隆起幅度较高(闭合度 $>350 \text{ m}$)。

区内发育多条逆断层,大多数分布于背斜的北翼。大部分断层面上断至侏罗系下部,向下消失于中三叠系内部,走向与构造大体一致,断距为 10~240 m。

广安气田所在的川中地区构造演化较为复杂。志留纪末,加里东运动形成了乐山—龙女寺古隆起,广安地区位于其东北倾伏端;中三叠世,由于龙门山的崛起并向四川盆地推挤,致使四川盆地开始由克拉通盆地向前陆盆地转化;晚三叠世,四川盆地由海相沉积过渡为陆相沉积,广安地区为前陆斜坡背景上的低幅隆起,开始接受辫状河三角洲—浅湖相沉积;晚三叠世末—白垩纪,在燕山运动的作用下,川中的大斜坡背景逐渐形成,受华蓥山断裂走滑作用的影响,广安背斜构造初具规模;喜马拉雅期,四川盆地整体抬升,川中地区遭受强烈剥蚀,广安构造最终定形为断裂背斜^[2-3]。

川中地区三叠统须家河组为一套内陆河湖交替的陆源碎屑岩沉积,自下而上分为 6 段,其中须一、三、五段以黑色页岩、泥岩为主夹薄层泥质粉砂岩、煤层或煤线,是须家河组的主要烃源岩和盖层;须二、四、六段以灰色中粒、中—细粒岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑石英砂岩为主,是须家河组的主要储气层段^[4]。

广安气田的储层为辫状河三角洲平原与前缘亚相的中厚层砂体,孔隙以次生溶蚀孔为主(约 85%),并有少量原生

收稿日期:2007-02-12;改回日期:2007-07-02

基金项目:中国石油天然气股份有限公司科技项目“岩性地层油气藏勘探理论与实践”(040501-09)资助。

作者简介:李登华,男,1972 年生,博士,主要从事含油气系统研究工作;E-mail:dragon-vip99@163.com。

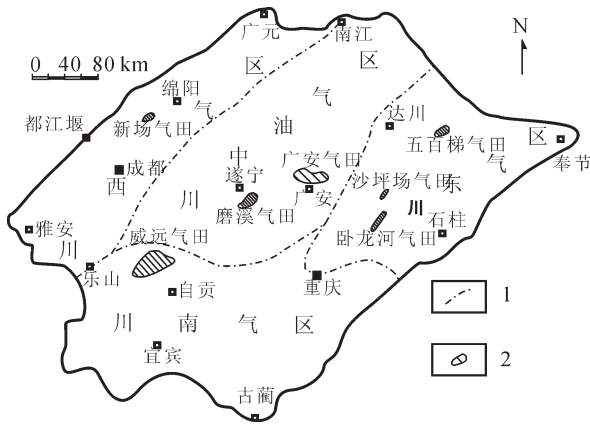


图1 广安气田位置
1—油气区分界线;2—气田

Fig.1 Location map of the Guang'an gasfield
1—Boundary of the petroliferous region;2—Gasfield

粒间孔 (7%) 和杂基孔 (8%)。须二段砂岩孔隙度最大为 11.3%, 平均为 4.65%, 其中孔隙度大于 6% 的仅占 4% 左右; 渗透率最大 $8.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.088 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中大于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占 88%。须四段砂岩孔隙度最大为 18%, 平均为 5.84%, 其中孔隙度大于 6% 的占 40% 左右; 渗透率最大 $14.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.387 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中孔隙度大于 6% 的储层段平均渗透率 $0.452 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。须六段砂岩孔隙度最大为 15.55%, 平均为 4.8%, 主要分布在 1%~14%, 其中孔隙度大于 6% 的占 33% 左右, 主要集中在须六段下部; 渗透率最大 $33.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.185 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 主要分布在 $0.001 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中孔隙度大于 6% 的储层段平均渗透率 $0.307 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

目前广安气田的产层为须四、六段。其中须四段可分为上下两个亚段, 上亚段裂缝发育, 以水平缝和低角度缝为主, 为裂缝-孔隙型储层; 下亚段裂缝不发育, 为孔隙型储层; 气层集中在上亚段的底部。须六段也可分为上下两个亚段, 上亚段以黑色页岩和泥岩为主, 夹煤层和煤线; 下亚段砂岩百分含量超过 90%, 极少见裂缝, 储层为孔隙型; 气层主要发育在下亚段。由于受岩性和构造双重因素的控制, 须四、六段气藏都没有统一的气水界面, 气藏类型为岩性构造复合型、岩性型两种。须四段气藏以岩性型为主, 压力系数为 1.24~1.52, 气藏平均温度为 75°C; 须六段气藏以岩性构造复合型为主, 压力系数为 0.93~1.14, 气藏平均温度为 60.9°C。

2 天然气成因类型

2.1 天然气组分

组分特征是天然气成因判别和类型划分的重要依据之一。广安气田须家河组天然气有自下而上甲烷含量和干燥系

数逐渐降低、重烃含量和相对密度逐渐增加的趋势, 且所有天然气样品都不含 H_2S (表 1)。须六段天然气甲烷的平均含量为 89.33%, 重烃的平均含量为 9.27%, 干燥系数 (C_1/C_1^+) 平均为 0.9060, 相对密度平均为 0.6321; 须四段天然气甲烷的平均含量为 91.32%, 重烃的平均含量为 6.4%, 干燥系数 (C_1/C_1^+) 平均为 0.9345, 相对密度平均为 0.6083。分析认为: 须四、六段的天然气很可能来自不同的气源。

2.2 天然气碳同位素

天然气的碳同位素组成一般与源岩母质类型及成熟度密切相关, 是划分天然气成因类型的又一重要依据。

广安气田须家河组天然气具有下重上轻的特点 (表 2)。须四段 $\delta^{13}\text{C}_1$ 平均为 -40.46‰ , $\delta^{13}\text{C}_2$ 平均为 -25.06‰ , $\delta^{13}\text{C}_3$ 平均为 -22.16‰ , $\delta^{13}\text{C}_4$ 平均为 -20.81‰ ; 须六段 $\delta^{13}\text{C}_1$ 平均为 -39.55‰ , $\delta^{13}\text{C}_2$ 平均为 -26.98‰ , $\delta^{13}\text{C}_3$ 平均为 -24.47‰ , $\delta^{13}\text{C}_4$ 平均为 -23.92‰ 。天然气碳同位素资料也表明须四、六段的天然气可能来源不同。

该气田须家河组天然气烷烃气碳同位素均为正碳同位素系列, 即 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 < \delta^{13}\text{C}_4$; CO_2 含量小于 1%, $\delta^{13}\text{CO}_2 < -10\text{‰}$, 显然为有机成因气。甲烷碳同位素值 $> -44\text{‰}$, 也排除了生物气的可能性。

根据中国天然气藏实际资料, 煤成气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 $-52\text{‰} \sim -24\text{‰}$, 主要分布区间为 $-38\text{‰} \sim -32\text{‰}$; 油型气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 分布范围为 $-58\text{‰} \sim -30\text{‰}$, 主要为 $-40\text{‰} \sim -35\text{‰}$ 。广安气田须家河组天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 分布范围为 $-42.49\text{‰} \sim -37.09\text{‰}$ 。

戴金星^[6]认为油型气 $\delta^{13}\text{C}_2 < -28.1\text{‰}$, $\delta^{13}\text{C}_3 < -25.5\text{‰}$; 煤成气 $\delta^{13}\text{C}_2 > -25.1\text{‰}$, $\delta^{13}\text{C}_3 > -23.2\text{‰}$ 。宋岩^[7]认为油型气 $\delta^{13}\text{C}_2 < -29\text{‰}$, 煤成气 $\delta^{13}\text{C}_2 > -26\text{‰}$, $-29\text{‰} \sim -26\text{‰}$ 是煤成气和油型气叠加或混合气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 分布区间。张士亚等^[8]和刚文哲等^[9]把中国腐泥型和腐殖型天然气的分界标志定为 $\delta^{13}\text{C}_2 = -29\text{‰}$ 。刘文汇等^[10]认为煤成气和油型气分界点为 $\delta^{13}\text{C}_2 = -28\text{‰}$ 。而广安气田须家河组天然气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 分布范围为 $-27.98\text{‰} \sim -24.19\text{‰}$ 。

综合判断认为: 广安气田须家河组天然气具有煤成气特征。

3 气源分析

川中地区上三叠统须家河组为煤系地层, 有机碳丰度高, 有机质类型主要为 III 型, 以产气为主, 实测 R_o 值为 1.02%~1.59%, 已达到高成熟演化阶段, 是公认的气源。但是前人研究认为广安地区的生气强度约 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (图 2), 不具备形成大中型气田的条件, 因此是否存在其他气源亟需落实。

迄今为止, 四川盆地主要发现了下寒武统、志留系、下二叠统、上二叠统、上三叠统和下侏罗统 6 套烃源岩^[11]。上三叠统及其以下烃源岩以成气为主, 下侏罗统烃源岩以生油为主。除上三叠统煤系地层外, 四川盆地最可能的煤成气烃源岩为上二叠统海相煤系地层。其干酪根类型以 III 型为主, 但也含部分 II₁ 型, 因此生成的天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值普遍大于

表 1 广安气田上三叠统须家河组天然气成分含量/%

Table 1 Gas components in the Upper Triassic Xujiahe Formation content of Guang'an gasfield

井号	层位	相对密度	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆ ⁺	C ₂ ⁺	C ₁ /C ₁ ⁺	H ₂ S	CO ₂	N ₂
广3	T _{3x6}	0.6248	89.55	6.21	1.41	0.25	0.22	0.11	0.05	0.22	8.46	0.91	无	0.79	1.03
广51	T _{3x6}	0.6238	90.12	6.20	1.70	0.32	0.32	0.12	0.06	0.16	8.88	0.91	无	0.34	0.59
广安1	T _{3x6}	0.6230	90.14	6.66	1.87	0.36	0.33	0.14	0.07	0.21	9.64	0.90	无	0.13	0.04
广安2	T _{3x6}	0.6470	88.02	6.62	1.95	0.39	0.40	0.16	0.11	0.53	10.15	0.90	无	0.80	0.98
广安7	T _{3x6}	0.6335	88.79	6.95	1.86	0.32	0.35	0.14	0.06	0.23	9.91	0.90	无	0.46	0.79
广安11	T _{3x6}	0.5812	95.86	2.03	0.44	0.10	0.08	0.04	0.02	0.15	2.86	0.97	无	0.16	0.95
广安14	T _{3x6}	0.6156	90.37	6.09	1.37	0.29	0.19	0.08	0.03	0.11	8.16	0.92	无	0.06	1.33
广安15	T _{3x6}	0.6508	87.57	7.40	2.68	0.48	0.56	0.20	0.17	0.39	11.88	0.88	无	0.04	0.46
广安101	T _{3x6}	0.6385	88.63	6.17	1.69	0.34	0.31	0.15	0.08	0.66	9.40	0.90	无	0.25	1.46
广安103	T _{3x6}	0.6384	87.40	7.59	2.10	0.40	0.37	0.14	0.07	0.15	10.82	0.89	无	0.64	0.72
广安105	T _{3x6}	0.6332	89.20	6.10	1.81	0.39	0.40	0.16	0.08	0.27	9.20	0.91	无	0.54	0.92
广安107	T _{3x6}	0.6234	90.27	6.55	1.58	0.29	0.27	0.10	0.06	0.32	9.17	0.91	无	0.03	0.47
广安108	T _{3x6}	0.6254	89.76	6.13	1.66	0.33	0.31	0.12	0.06	0.19	8.80	0.91	无	0.38	0.97
广安109	T _{3x6}	0.6284	89.16	6.13	1.72	0.34	0.34	0.14	0.07	0.29	9.03	0.91	无	0.57	0.71
广安110	T _{3x6}	0.6285	89.81	6.08	1.65	0.33	0.32	0.13	0.07	0.33	8.90	0.91	无	0.39	0.81
广安115	T _{3x6}	0.6196	90.71	6.17	1.43	0.26	0.23	0.08	0.05	0.26	8.48	0.91	无	0.30	0.47
兴华1	T _{3x6}	0.6637	87.38	6.47	1.99	0.43	0.46	0.25	0.16	1.14	10.90	0.89	无	0.59	1.00
须六段平均值		0.6293	89.57	6.21	1.70	0.33	0.32	0.13	0.07	0.33	9.10	0.91	无	0.38	0.81
广安3	T _{3x4}	0.5896	93.31	3.37	0.41	0.07	0.04	0.02	0.01	0.01	3.93	0.96	无	0.24	2.45
广安5	T _{3x4}	0.5958	94.07	4.04	0.67	0.14	0.10	0.05	0.02	0.26	5.28	0.95	无	0.21	0.39
广安12	T _{3x4}	0.6174	91.04	5.68	1.19	0.26	0.21	0.12	0.06	0.29	7.81	0.92	无	0.27	0.85
广安13	T _{3x4}	0.6231	87.79	5.21	1.03	0.21	0.14	0.07	0.03	0.15	6.84	0.93	无	0.05	5.28
广安16	T _{3x4}	0.6033	92.60	5.07	1.04	0.22	0.16	0.06	0.03	0.05	6.63	0.93	无	0.43	0.32
广安18	T _{3x4}	0.6172	91.35	5.43	1.19	0.25	0.19	0.08	0.04	0.33	7.51	0.92	无	0.57	0.52
广安106	T _{3x4}	0.5969	93.43	4.09	0.71	0.13	0.09	0.04	0.01	0.14	5.22	0.95	无	0.48	0.80
广安107	T _{3x4}	0.5955	93.24	4.02	0.70	0.13	0.09	0.04	0.02	0.14	5.13	0.95	无	0.26	1.23
广安112	T _{3x4}	0.6026	92.71	4.52	0.86	0.15	0.12	0.05	0.02	0.19	5.91	0.94	无	0.41	0.92
广安114	T _{3x4}	0.5870	94.72	3.84	0.55	0.08	0.06	0.02	0.01	0.07	4.63	0.95	无	0.27	0.35
须四段平均值		0.6028	92.43	4.53	0.84	0.16	0.12	0.05	0.03	0.16	5.89	0.94	无	0.32	1.31

表 2 广安气田上三叠统须家河组天然气碳同位素

Table 2 Carbon isotope data for gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an gasfield

井号	层位	$\delta^{13}C_1/\text{‰}$	$\delta^{13}C_2/\text{‰}$	$\delta^{13}C_3/\text{‰}$	$\delta^{13}C_4/\text{‰}$	$\delta^{13}CO_2/\text{‰}$
广安1	T _{3x6}	-39.25	-27.34	-25.05	-23.85	
广安2	T _{3x6}	-38.70	-26.58	-25.24	-23.99	
广安7	T _{3x6}	-42.49	-27.98	-24.20	-23.79	-10.52
广安11	T _{3x6}	-37.09	-27.37	-22.70	-23.65	
广安12	T _{3x6}	-38.75	-25.52	-23.11	-22.90	-15.54
广安15	T _{3x6}	-42.35	-27.82	-25.90	-25.63	
广安101	T _{3x6}	-38.22	-26.22	-25.10	-23.60	-18.56
广安3	T _{3x4}	-37.68	-24.19	-22.12	-20.39	
广安5	T _{3x4}	-37.20	-24.97	-23.70	-22.17	
广安12	T _{3x4}	-42.17	-25.67	-22.47	-21.41	
广安13	T _{3x4}	-42.21	-24.52	-21.35	-19.56	
广安14	T _{3x4}	-43.02	-25.95	-21.18	-20.51	

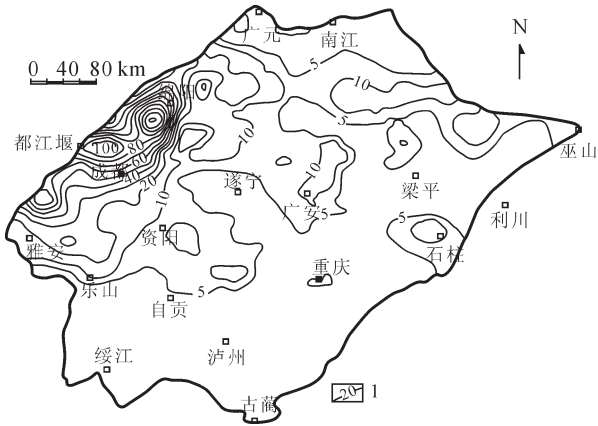


图2 四川盆地上三叠统烃源岩生气强度

1—生气强度等值线($10^8\text{m}^3/\text{km}^2$)

Fig. 2. Gas generation intensity of Upper Triassic source rocks in the Sichuan basin

1—Gas generation intensity isolines ($10^8\text{m}^3/\text{km}^2$)

-35‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值普遍小于-29‰;而且天然气成熟度较高,属于干气(表3),不具有典型的煤成气特征^[1]。此外,即使上三叠统生成的天然气通过深大断裂运移到上三叠统圈闭内,也会或多或少地携带中下三叠统高含 H_2S 的油型气,而广安气田所有天然气都不含 H_2S 。通过对四川盆地中西部地区天然气的甲乙烷碳同位素的统计,发现上三叠统的天然气性质都明显不同于其他层位的天然气(图3)。因此,广安气田的上三叠统天然气应该是自生自储型。

岩心观察和测井、录井显示,广安地区自下而上须二段裂缝最发育,须四段裂缝较发育,须六段裂缝非常少见。由于须四、六段的天然气组分和碳同位素差别显著,而川中地区须五段烃源岩厚度最大(>120 m),须三段次之(50~80 m),须一段最薄,而且在很多地区缺失。故笔者认为须六段的天然气主

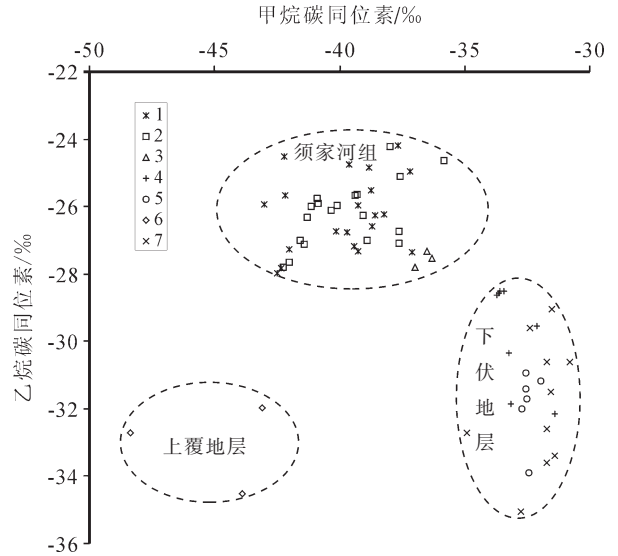


图3 广安地区上三叠统须家河组气源分析

1—广安须家河组;2—川中须家河组;3—川西须家河组;4—磨溪雷口坡组;5—威远震旦系;6—广安侏罗系;7—四川上二叠统

Fig.3 Analysis map of the gas source of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an area

1—Xujiahe Formation in Guang'an;2—Xujiahe Formation in central Sichuan;3—Xujiahe Formation in western Sichuan;4—Leikoupo Formation in Moxi;5—Sinian in Weiyuan;6—Jurassic in Guang'an;7—Upper Permian in Sichuan

要来自须五段,须四段的天然气主要来自须三段。

4 讨论

广安地区的上三叠统整体的生气强度本来就小于 $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$,而前已证实须四、六段的气源又分别为须三、五段,那么如此小的生气能力怎么会形成大气田呢^[12-13]?是前人

表3 四川盆地部分地区上二叠统长兴组天然气成分含量/%

Table 3 Data of gas components in the Upper Permian Changxing Formation in some areas of the Sichuan basin

地区	井号	层位	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆ ⁺	C ₁ /C ₁ ⁺	H ₂ S	CO ₂	N ₂
川中	高科1	P ₂ ch	93.55	0.19	0.03	0	0	0	0	0	0.9977	0	0.88	5.31
	广3	P ₂ ch	97.62	0.13	0	0	0	0	0	0	0.9987	0	0.24	1.97
	板东4	P ₂ ch	97.61	0.54	0.16	0.06	0.07	0.03	微量	0	0.9913	0	0.97	0.46
	宝1	P ₂ ch	92.46	0.18	微量	0	0	0	0	0	0.9981	0.39	6.3	0.57
	天东10	P ₂ ch	95.99	0.26	0.04	0	0	0	0	0	0.9969	0.19	2.79	0.71
川东	铁山14	P ₂ ch	97.9	0.29	微量	0	0	0	0	0	0.9970	0.08	0.77	0.92
	铁山21	P ₂ ch	98.04	0.25	0.01	0	0	0	0	0	0.9974	0.08	0.67	0.92
	铁山5	P ₂ ch	98.16	0.23	微量	0	0	0	0	0	0.9977	0.08	0.65	0.85
	卧118	P ₂ ch	97.85	0.41	0.06	0.02	0.02	0	0	0	0.9948	0	0.94	0.64

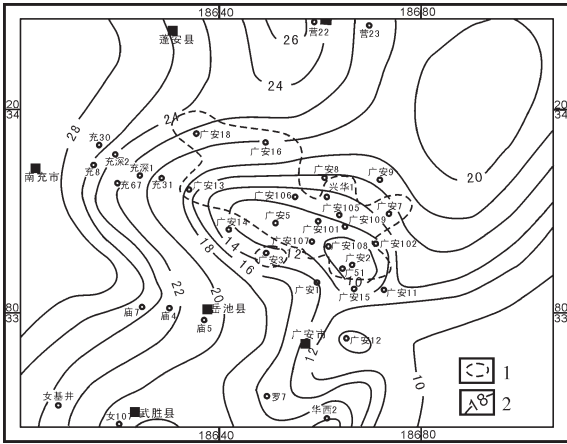


图 4 广安地区上三叠统烃源岩生气强度
(单位: $10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)

1—须四、六段含气面积;2—等值线

Fig.4 Gas generation intensity contours of Upper Triassic source rocks in the Guang'an area (unit: $10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$).

1—Gas-bearing area the Fourth and Sixth members of the Xujiahe Formation; 2—Contour

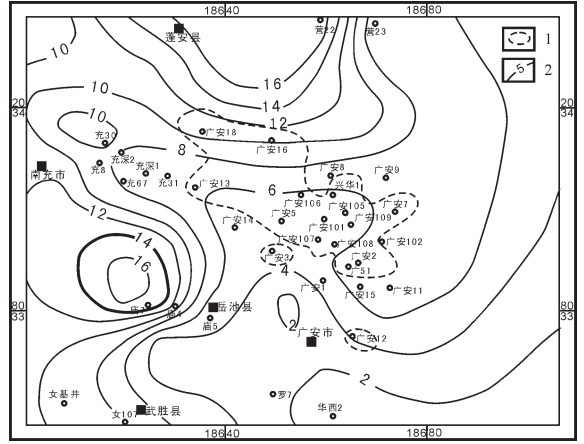


图 5 广安地区上三叠统煤层厚度
(单位: m)

1—须四、六段含气面积;2—等值线

Fig.5 Thickness contours of Upper Triassic coals in the Guang'an area (unit: m)

1—Gas-bearing area the Fourth and Sixth members of the Xujiahe Formation; 2—Contour

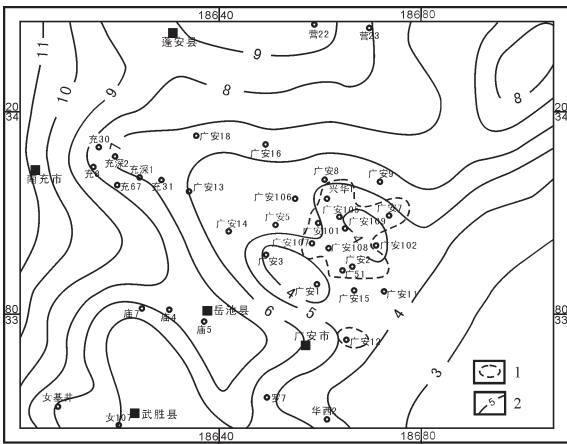


图 6 广安地区上三叠统须五段泥岩生气强度等值线
(单位: $10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)

1—须六段含气面积;2—等值线

Fig.6 Gas generation intensity contours of mudstone in the Fifth Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an area (unit: $10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)

1—Gas-bearing area of the Sixth Member of the Xujiahe Formation; 2—Contour

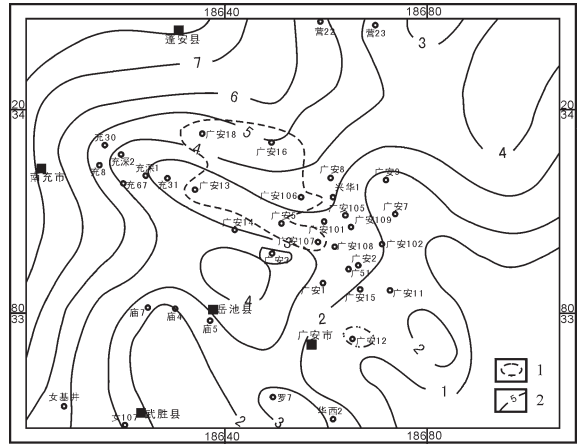


图 7 广安地区上三叠统须三段泥岩生气强度等值线
(单位: $10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)

1—须四段含气面积;2—等值线

Fig.7 Gas generation intensity contours of mudstone in the Third Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an area (unit: $10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$) .

1— Gas-bearing area of the Fourth Member of the Xujiahe Formation; 2—Contour

计算的生气强度偏小,还是川西凹陷生成的天然气远距离横向运移的结果,亦或是川中还有别的次级生气洼陷呢?

通过对广安地区须一、三、五段暗色泥岩和煤层的统计,发现广安地区上三叠统累计的生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$

(图 4), 该区上三叠统煤层主要集中在广安气田的北侧和西侧(图 5), 须三、五段泥岩的生气中心也分别在其西侧和北侧(图 6~7)。干燥系数和甲烷碳同位素分布(图 8~11)反映须四段的气源来自西侧, 须六段的气源来自北部, 与须三、五段的

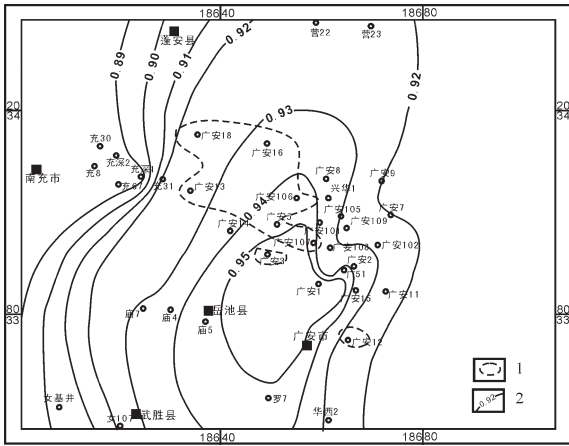


图8 广安地区上三叠统须四段 C₁/C₁₊等值线
1—须四段含气面积;2—等值线

Fig.8 C₁/C₁₊ contours of the Fourth Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an area
1—Gas-bearing area of the Fourth Member of the Xujiahe Formation;2—Contour

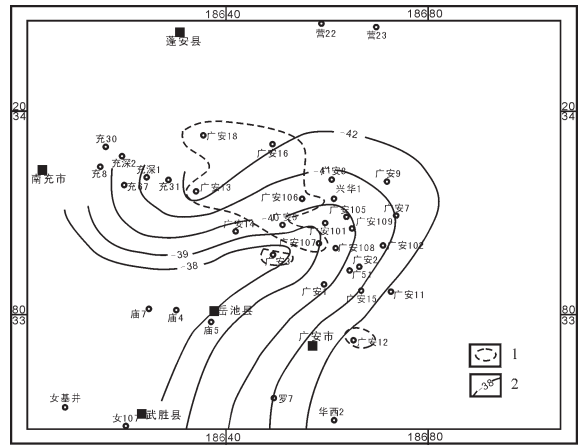


图9 广安地区上三叠统须四段甲烷碳同位素等值线
(单位:‰)
1—须四段含气面积;2—等值线

Fig.9 Methane carbon isotope contours of the Fourth Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an area
(unit: ‰)
1—Gas-bearing area of the Fourth Member of the Xujiahe Formation;2—Contour

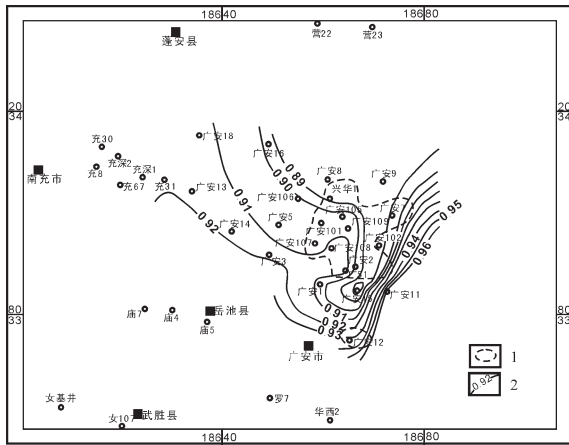


图10 广安地区上三叠统须六段 C₁/C₁₊等值线
1—须六段含气面积;2—等值线

Fig.10 C₁/C₁₊ contours of the Sixth Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an area
1—Gas-bearing area of the Sixth Member of the Xujiahe Formation;2—Contour

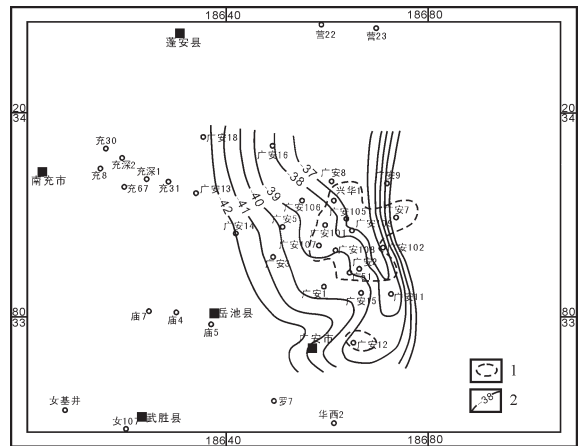


图11 广安地区上三叠统须六段甲烷碳同位素等值线
(单位:‰)
1—须六段含气面积;2—等值线

Fig.11 Methane carbon isotope contours of the Sixth Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Guang'an area (unit: ‰)
1—Gas-bearing area of the Sixth Member of the Xujiahe Formation;2—Contour

生气中心对应较好。天然气近源侧向运移的可能性极大。

川西凹陷上三叠统虽然生气强度大,但埋深较大,距离广安过于遥远,而且川中地区整体为倾角很小的斜坡,断裂不甚发育,断层走向与川西凹陷近于正交,上三叠统的储层也很致密,非常不利于天然气的远距离横向运移^[4]。

虽然广安地区须三、五段烃源岩各自的生气强度都小于 20×10⁸m³/km²,但由于广安气田紧邻次级生气洼陷,储层物性相对较好,又有良好的构造背景,因此也能形成大中型气田。

5 结论

- (1) 广安气田的天然气为煤成气。
- (2) 四川盆地中西部上三叠统天然气与其他层系的天然

气具有明显区别,以自生自储型为主,其他气源供给的可能性极小。

(3) 广安气田须六段天然气主要来自须五段烃源岩,须四段天然气主要来自须三段烃源岩。

(4) 川中地区虽然整体为缓坡背景,但上三叠统也存在多个生气次注。

(5) 即使生气强度小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,但只要紧邻生气注陷,储层物性相对较好,又有良好的构造背景,也能形成大中型气田。

致谢:在研究过程中,戴金星院士给予了热情指导,特致以真诚的感谢。

参考文献(References):

- [1] 李学康,刘伟,陈明忠,等.川中川南过渡带须家河组砂岩储层水锁水敏盐敏评价[J].钻采工艺,2005,28(5):60-61.
Li Xuekang, Liu Wei, Chen Mingzhong, et al. Damage evaluation on water-lock, water-sensitivity and salt-sensitivity in sandy formation of Xujiahe Group in middle and south of Sichuan [J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(5):60-61(in Chinese with English abstract).
- [2] 汪泽成,赵文智,张林,等.四川盆地构造层序与天然气勘探[M].北京:地质出版社,2002:32-37.
Wang Zecheng, Zhao Wenzhi, Zhang Lin, et al. Tectono-Stratigraphy and Gas Exploration in Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2002:32-37(in Chinese).
- [3] 刘德良,宋岩,薛爱民,等.四川盆地构造与天然气聚集区带综合研究[M].北京:石油工业出版社,2000,91-94.
Liu Deliang, Song Yan, Xue Aimin, et al. Comprehensive Study of Tectonics and Gas Accumulation Zone of Sichuan Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000:91-94(in Chinese).
- [4] 李耀华,师晓蓉,杨西南.川中-川西地区上三叠统储集条件研究[J].天然气勘探与开发,2003,26(3):1-6.
Li Yaohua, Shi Xiaorong, Yang Xi'an. Reservoir conditions study of Upper Triassic in middle and south of Sichuan [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2003, 26 (3):1-6 (in Chinese with English abstract).
- [5] 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(in Chinese with English abstract).
- [6] 戴金星.各类天然气的成因鉴别[J].中国海上油气(地质),1992,6(1):11-19.
Dai Jinxing. Original identification of various natural gases [J]. China Offshore Oil and Gas(Geology), 1992,6(1):11-19(in Chinese with English abstract).
- [7] 张士亚,周瑾.我国天然气的成因分类[C]//石油与天然气地质文集.北京:地质出版社,1994:23-45.
Zhang Shiya, Zhou Jin. Original classification of natural gas, China [C]//Selected Paper on Oil and Gas Geology. Beijing: Geological Publishing House, 1994:73-81(in Chinese).
- [8] 刚文哲,高岗,郝石生.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. Carbon isotope of ethane applied in the analyses of genetic types of natural gas [J]. Experimental Petroleum Geology, 1997, 19 (2):164-167 (in Chinese with English abstract).
- [9] 刘文汇,徐永昌.天然气成因类型及判别标志 [J].沉积学报,1996,14(1):110-116.
Liu Wenhui, Xu Yongchang. Genetic indicators of natural gas [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1996, 14 (1):110-116(in Chinese with English abstract).
- [10] 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,2006,13(2):234-238.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, et al. The characteristics of natural gas in Sichuan basin and its sources [J]. Earth Science Frontiers, 2006, 13 (2):234-238 (in Chinese with English abstract).
- [11] 黄籍中,宋家荣,刘国瑜,等.一种不具煤系气标志的煤系气——四川盆地南部上二叠统天然气成因分析[J].新疆石油地质,1991,12(2):107-117.
Huang Jizhong, Song Jiarong, et al. Wang Kunyi. A coal gas without coal indicators [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1991, 12 (2):107-117(in Chinese with English abstract).
- [12] 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.
Dai Jinxing, Song Yan, Zhang Houfu. Major control factors of forming Chinese large and medium sized gasfield [J]. Science in China(Series D), 1996, 26(6):481-487(in Chinese).
- [13] 宋岩,戴金星,李先奇,等.中国大中型气田主要地球化学和地质特征[J].石油学报,1998,19(1):1-5.
Song Yan, Dai Jinxing, Li Xianqi, et al. Main geochemical and geological characteristics of Chinese large and medium sized gasfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19 (1):1-5 (in Chinese with English abstract).
- [14] 李明诚.石油与天然气运移 [M].北京:石油工业出版社,2001:115-120,277-281.
Li Mingcheng. Migration of Petroleum and Gas [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001:115-120, 277-281(in Chinese).

Genetic type and source of gas in the Guang'an gasfield, central Sichuan

LI Deng-hua¹, LI Wei², WANG Ze-cheng², YANG Jia-jing²

(1. Institute of Geology, Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED), PetroChina, Beijing 100083, China;

2. RIPED, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 610051, Sichuan, China)

Abstract: The Guang'an gasfield is a large one newly discovered in the Sichuan basin in 2006 and has identified reserves of more than $500 \times 10^8 \text{ m}^3$. It is also the largest gasfield ever discovered in the Upper Triassic strata in the Sichuan basin up to now. Because the gas generation intensity of Upper Triassic hydrocarbon source rocks in the study area is less than $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, theoretically, no ideal conditions for the formation of a large or medium-sized gasfield are available in the area, and consequently the genetic type and source of natural gas in the gasfield are a problem that needs urgent solution. An intensive analysis of the components and carbon isotope data of the gas shows that the gas is coal gas. According to a correlation of gas sources, the possibility that the overlying and underlying source rocks provide gas is ruled out. In other words, the formation of the Guang'an gasfield is due to self-generation and self-accumulation of gas in the coal measures of the Upper Triassic Xujiahe Formation. Finally, an analysis of the gas migration pathway reveals that the proximal lateral migration is the main cause for the formation of the large Guang'an gasfield.

Key words: Guang'an gasfield; Upper Triassic; carbon isotope; genesis of natural gas; gas source

About the first author: LI Deng-hua, male, born in 1972, doctor, mainly engages in the study of petroleum-bearing systems.; E-mail: dragon-vip99@163.com.