

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.159>



琼东南盆地深水东区Y8-1含气构造 天然气来源及侧向运聚模式

张迎朝, 甘 军, 徐新德, 梁 刚, 李 兴

中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057

摘 要: 综合钻井天然气地球化学、地震资料, 分析了琼东南盆地深水东区Y8-1构造天然气成因、来源及侧向运聚模式。天然气轻烃C₆、C₇组成分析表明, Y8-1构造天然气既有别于松东凹陷北坡的油型气, 也不同于深水L17-2气田的煤型气。根据天然气乙烷、丙烷碳同位素特征, 判断Y8-1构造天然气具有煤型气和油型气混合成因特征。选择盆地东部典型煤型气、油型气作为端元, 计算得到Y8-1构造天然气中煤型气占53.3%、油型气占46.7%, 分别来源于松南—宝岛凹陷下渐新统崖城组陆源海相烃源岩、始新统湖相烃源岩, 两套烃源岩均具备生成成熟—高成熟天然气的地质条件。松南—宝岛凹陷中烃源岩生成的天然气沿断裂、构造脊、砂岩层侧向长距离运移, 在Y8-1崖城组、花岗岩基岩圈闭中聚集成藏。

关键词: 天然气成因; 轻烃; 碳; 混源气; 深水东区; 琼东南盆地。

中图分类号: P624

文章编号: 1000-2383(2019)08-2609-10

收稿日期: 2019-02-03

The Source and Natural Gas Lateral Migration Accumulation Model of Y8-1 Gas Bearing Structure, East Deep Water in the Qiongdongnan Basin.

Zhang Yingzhao, Gan Jun, Xu Xinde, Liang Gang, Li Xing

Zhanjiang Branch of China National Offshore Oil Corporation Ltd., Zhanjiang 524057, China

Abstract: Based on the geochemical analyses of natural gases and seismic exploration data, the genesis, sources and lateral migration accumulation of Y8-1 bearing structure were comprehensively analyzed in the East deep water of the Qiongdongnan Basin. The analyses of C₆, C₇ light hydrocarbons show that the natural gas of the Y8-1 bearing structure is different from oil-type gas in the northern slope of Songdong sag, and coal-type gas of L17-2 gas field in the deepwater as well. According to the ethane and the propane carbon isotope, the natural gas in the Y8-1 bearing structure has the mixing characteristics of coal-type gas and oil-type gas. The typical coal-type gas and the oil-type gas in the east Qiongdongnan Basin are selected to be end elements, the natural gas ethane carbon isotope of the Y8-1 bearing structure is calculated as coal-type gas for 53.3% and oil-type gas for 46.7% in the natural gas. The Y8-1 mixing source gas derived from the terrestrial marine source rock of Lower Oligocene Yacheng formation and Eocene lacustrine source rock in Songnan-Baodao sag respectively, and both sets of source rocks have geological conditions for the formation of mature-high mature natural gas. The natural gas generated from the source rocks in the Songnan, Baodao sags migrates along the tectonic ridges, faults, and sandstone carriers for a long distance, then accumulated in the Yacheng formation and granite basement traps in the Songnan low-uplift, East deep water of the Qiongdongnan Basin.

Key words: genesis of the natural gas; light hydrocarbon; carbon; mixing source gas; east deep water; Qiongdongnan Basin.

基金项目: 国家“十三五”科技重大专项《琼东南盆地深水区大中型气田勘探关键技术》(No. 2016ZX05026-002)。

作者简介: 张迎朝(1971—), 男, 教授级高级工程师, 主要从事南海油气勘探、科研工作。ORCID: 0000-0002-9026-6392. E-mail: zhangying-zh@cnooc.com.cn

引用格式: 张迎朝, 甘军, 徐新德, 等, 2019. 琼东南盆地深水东区Y8-1含气构造天然气来源及侧向运聚模式. 地球科学, 44(8):2609-2618.

0 引言

近期在琼东南盆地深水东区松南低凸起下渐新统崖城组三角洲砂岩、基岩储层中勘探发现了Y8-1含气构造,证实了深水东区松南—宝岛凹陷具备良好的生烃条件,也证实了深水区天然气侧向、长距离、大规模运聚成藏机制.与深水L17-2气田煤型气地球化学特征及成藏机制相比(黄保家等,2010;徐新德等,2016;张迎朝等,2017a,2017b),Y8-1含气构造天然气碳同位素明显偏轻,且乙烷、丙烷碳同位素出现倒转;在天然气碳同位素、轻烃C₇化合物组成方面,Y8-1含气构造天然气也不同于盆地东部松东凹陷北坡SF24-1等含气构造的油型气.因此,Y8-1含气构造天然气成因、来源及成藏机制,引起了中外石油地质工作者、勘探家的广泛兴趣.本文利用天然气组分、烷烃气和天然气轻烃气相色谱资料等分析了Y8-1含气构造天然气成因类型和来源;结合琼东南盆地东部天然气成因类型认识,提出了适合盆地深水东区的混源天然气来源占比定量计算方法,并计算了混合比例.Y8-1含气构造天然气来源于下渐新统崖城组陆源海相烃源岩、始新统湖相烃源岩的生气贡献,突破了深水区仅陆源海相源岩一套烃源岩的认识,提示我们关注深水区始新统湖相烃源岩及其生气贡献.综合天然气成熟度判断、烃源岩热演化及构造、沉积特征分析,剖析了天然气侧向长距离运聚模式、天然气勘探方向,对琼东南盆地深、浅水区油气勘探决策、勘探方

向选择以及油气资源评价都具有十分重大的学术价值和现实指导意义.

1 区域地质概况

琼东南盆地是南海北部新生代断陷—准被动大陆边缘聚敛型含油气盆地,包括北部坳陷、中部隆起、中部坳陷3个二级构造单元(图1).琼东南盆地东区包括松东凹陷、松南—宝岛凹陷和长昌凹陷3个生烃凹陷.琼东南盆地经历了古新世—始新世断陷、渐新世拗断、早中新世断拗和中中新世—全新世准被动大陆边缘4个构造演化阶段(图1),相应形成了始新统湖相、渐新统崖城组—陵水组及下中新统三亚组海陆过渡相—滨浅海相、中中新统梅山组—全新统乐东组滨浅海相—深海相沉积(张迎朝等,2017a,2017b).

2 Y8-1天然气地球化学特征与成因类型

天然气组成、碳同位素可用以判识天然气成因(戴金星等,1985;戴金星,1992,1993a,1993b;刘文汇和徐永昌,1996;朱光有等,2004;宋岩和徐永昌,2005;张水昌等,2007).天然气轻烃C₆、C₇化合物正构烷烃、异构烷烃、环烷烃和芳香烃相对组成,可用于判断天然气生烃母质来源(胡惕麟等,1990;戴金星,1992,1993a,1993b).本文通过分析天然气组分、天然气轻烃C₆、C₇组成和C₇系列化合物及天然气碳同位素,结合研究区天然气成熟度判断、烃源

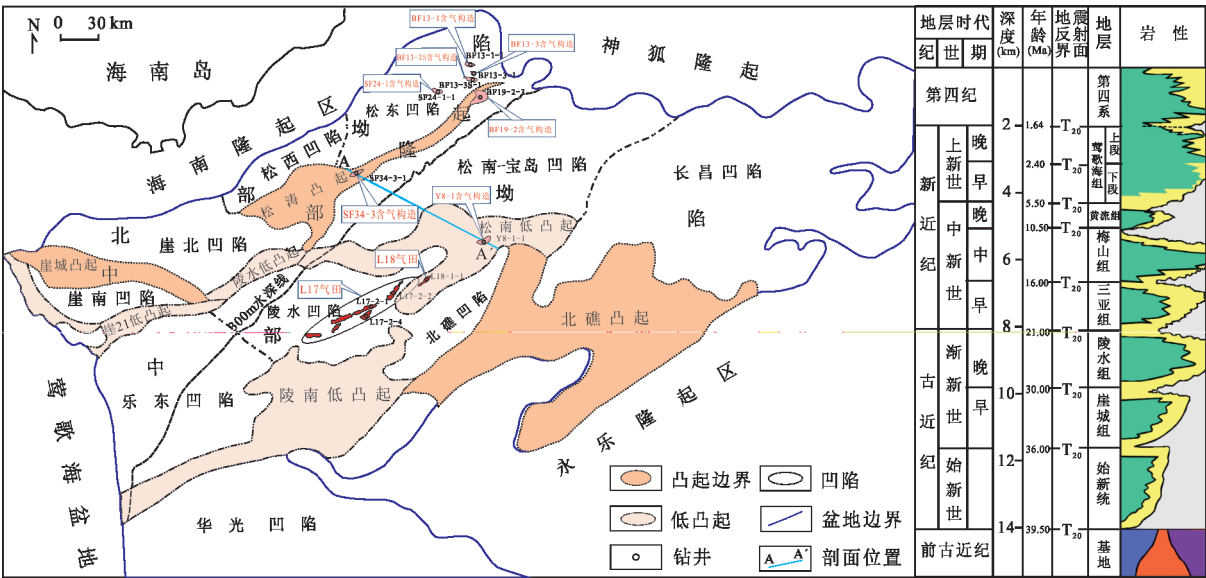


图1 琼东南盆地构造区划示意图

Fig.1 The structure division sketch map in the Qiongdongnan Basin

岩热演化特征,综合阐述了深水东区 Y8-1 含气构造天然气成因、来源。

2.1 天然气组分特征

琼东南盆地东部含气构造天然气以烃类气为主,占 76.66%~96.38%,其中甲烷含量为 72.93%~93.92%,C₂₊ 含量多数含气构造较高,2.97%~11.40%。干燥系数(C₁/ΣC₁₊)0.88~0.97。非烃气体主要是氮气和二氧化碳,含量较低,其中氮气含量为 0.39%~6.77%,二氧化碳含量为 0.59%~18.72%(表 1)。

2.2 天然气轻烃组成

松东凹陷北坡含气构造天然气轻烃 C₆ 组成中正构烷烃、异构烷烃含量高,达到 51.51%~81.43%,并以异构烷烃含量最高,芳香烃含量低(表 2);天然气轻烃 C₇ 组成中环烷烃含量高(33.33%~58.49%),芳香烃含量低,反映其生烃母质中既含较高丰度的低等水生生物,又含一定丰度的陆源生烃母质成分,初步判断松东凹陷(SF24-1 等含气构造)天然气来源于古新统一始新统以腐泥型生烃母质为主、腐殖型生烃母质为辅的湖相烃源岩。

对于深水 L17-2 气田 1、2、4 井区,其天然气轻烃 C₆ 组成中正构烷烃、异构烷烃含量略占优势,达 48.39%~54.09%,以异构烷烃含量最高。与松东凹陷北坡含气构造天然气相比,其轻烃 C₆ 组成中芳香烃含量明显偏高,反映了深水 L17-2 气田 1、2、4 井区天然气主要来源于腐殖型生烃母质的烃源岩,低

等水生生物生烃母质有一定贡献。天然气轻烃 C₇ 组成中环烷烃含量高,43.14%~49.17%,芳香烃含量高,反映天然气主要来源于陆源生烃母质的烃源岩。因此,天然气轻烃 C₆、C₇ 组成特征反映了深水 L17-2 气田 1、2、4 井区天然气来源于腐殖型生烃母质为主的烃源岩,也有一定低等水生生物生烃母质的贡献。

深水东区 Y8-1 含气构造天然气轻烃 C₆ 组成中正构烷烃、异构烷烃含量较高(表 2),57.77%~58.97%,以异构烷烃含量最高,芳香烃含量低;天然气轻烃 C₇ 组成中环烷烃含量高,45.00%~48.57%,芳香烃含量低。整体而言,Y8-1 构造天然气轻烃 C₆ 和 C₇ 各组分的含量处于松东凹陷北坡(SF24-1 等含气构造)和深水区 L17-2 气田 1、2、4 井区天然气之间,反映了 Y8-1 构造天然气可能存在混源作用,且以腐殖型生烃母质生成的天然气为主。

天然气轻烃 C₇ 系列化合物包括正庚烷(nC₇)、各种结构的二甲基环戊烷(ΣDMCC₅)和甲基环己烷(MCH),其中甲基环己烷(MCH)主要来自高等植物木质素、纤维素等,其相对百分含量占优为典型煤型气的特征(胡惕麟等,1990),通常以 50%±2% 为界,大于 48% 者为腐殖型生烃母质烃源岩生成的煤型气,小于 48% 者为腐泥型生烃母质烃源岩生成的油型气。深水 L17-2 气田天然气甲基环己烷大于 48%(平均值 52.8%),为煤型气;松东凹陷北坡 SF24-1 等含气构造天然气甲基环己烷含量较低,

表 1 琼东南盆地东部天然气组分、干燥系数与碳同位素特征
Table 1 Natural gas composition, dry coefficient and carbon isotope characteristics, East Qiongdongnan basin

区带	井号	井段(m)	测试 层号	天然气组分(%)				干燥 系数	碳同位素 $\delta^{13}\text{C}(\text{‰})$				
				C ₁	C _{2~5}	N ₂	CO ₂	C ₁ / C _{1~5}	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	CO ₂
松东凹陷北坡带	SF24-1-1	2 122.5	MDT	74.30	9.80	6.77	7.81	0.88	-47.06	-30.92	-29.96	-28.64	-7.61
宝岛凹陷北坡带	BF13-1-1	1 573.0 ~1 580.0	DST	86.14	10.24	2.46	0.72	0.89	-48.65	-30.53	-31.15	-27.82	-25.54
	BF13-3-1	1 740.0	MDT	84.70	11.40	2.80	0.61	0.88	-48.91	-27.45	-27.93	-27.84	
	BF13-3S-1	1 967.5	MDT	82.48	8.09	6.67	1.18	0.91	-45.53	-30.39	-29.84	-28.09	-29.33
	BF19-2-3	3 911.0	MDT	79.70	8.29	6.28	1.19	0.91	-35.98	-30.39	-28.57	-27.41	-6.23
		3 934.5	MDT	72.93	3.73	3.84	18.72	0.95	-35.17	-30.67	-28.60	-27.30	-4.26
松南低凸起	Y8-1-1	2 880.5	MDT	89.90	2.97	6.11	0.59	0.97	-45.44	-27.64	-27.80		-7.82
		2 895.6	MDT	89.77	2.99	6.13	0.69	0.97	-45.59	-27.83	-27.88		-8.03
松涛凸起	SF34-3-1	2 301.8	MDT	93.92	4.50	0.43	0.65	0.95	-46.55	-27.57	-27.50		-16.70
		2 311.6	MDT	92.70	5.42	0.39	0.72	0.94	-46.54	-25.59	-26.22		-16.22

注:SF24-1-1:下中新统三亚组;BF13-1-1:中中新统梅山组;BF13-3-1:中中新统梅山组;BF13-3S-1:中中新统梅山组;BF19-2-3:上渐新统陵水组 I 气组和上渐新统陵水组 II 气组;Y8-1-1:下渐新统崖城组;SF34-3-1:下中新统三亚组

表 2 琼东南盆地东区、北部湾盆地天然气轻烃 C₆和 C₇系列分析数据表
Table 2 The C₆ and C₇ light hydrocarbon series of the east Qiongdongnan Basin and the Beibu Gulf Basin

井名	井深(m)	采样方式	C ₆ 系列(%)				C ₇ 系列(%)			
			正构烷烃	异构烷烃	环烷烃	芳香烃	正构烷烃	异构烷烃	环烷烃	芳香烃
SF24-1-1	2 122.5	FMT	21.72	41.95	34.08	2.25	15.52	31.90	49.14	3.45
BF13-1-1	1 573.0~1 580.0	DST	23.08	47.12	29.81	0	13.64	31.82	54.55	0
	1 577.3	MDT	20.75	48.11	31.13	0	12.00	30.00	58.00	0
BF13-3-1	1 740.0	MDT	25.00	56.43	18.57	0	14.63	43.90	41.46	0
BF13-3S-1	1 967.5	MDT	21.19	41.53	36.44	0.85	13.21	26.42	58.49	1.89
BF19-2-3	3 911.0	MDT	15.15	36.36	39.39	9.09	16.67	33.33	33.33	16.67
	3 934.5	MDT	9.09	18.18	27.27	45.45	6.25	6.25	31.25	56.25
Y8-1-1	2 880.5	MDT	12.82	46.15	30.77	10.26	11.43	31.43	48.57	8.57
	2 895.6	MDT	13.33	44.44	28.89	13.33	12.50	32.50	45.00	10.00
L17-2-1	3 306.0	MDT	13.98	34.41	25.81	25.81	13.73	21.57	43.14	21.57
L18-1-1	2 819.9~2 846.7	DST	13.11	40.98	22.95	22.95	11.11	27.78	44.44	16.67
SF34-3-1	2 301.8	MDT	20.11	42.93	35.87	1.09	17.30	23.24	58.38	1.08
	2 311.6	MDT	20.00	42.95	36.07	0.98	16.08	24.71	57.65	1.57
WZ1	2 137.5~2 265.8	DST3	29.53	42.13	27.95	0.39	19.63	23.36	56.07	0.93
WZ2	2 351.0~2 357.0	DST2	28.89	53.33	17.04	0.74	20.00	34.29	45.71	0
WZ3	2 459.0~2 473.5	DST2	28.85	48.72	18.59	3.85	20.45	31.82	43.18	4.55

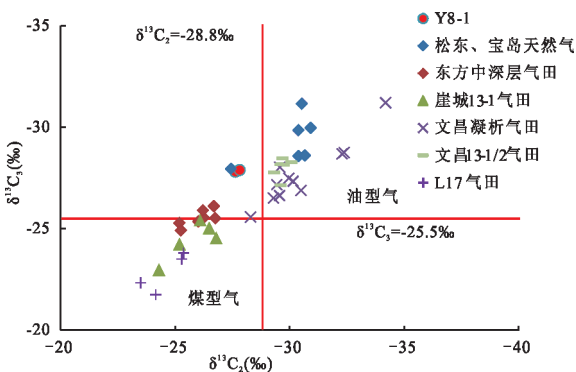


图 2 琼东南盆地及邻区天然气乙烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_2$)和丙烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_3$)相互关系
Fig.2 Correlation between ethane carbon isotope($\delta^{13}\text{C}_2$) and propane carbon isotope($\delta^{13}\text{C}_3$)of the varied natural gas-es in the Qiongdongnan Basin and adjacent basins

分布范围为 30.4%~45.8% (平均值 40.1%),属于油型气;北部湾盆地 WZ1、WZ2、WZ3 井油田伴生气甲基环己烷含量更低(33.30%~35.71%,平均值 34.60%),为来源于始新统湖相烃源岩的典型油型气,反映其生烃母质更倾向生油.深水东区 Y8-1 含气构造天然气甲基环己烷含量(43.5%~47.6%,平均值 45.6%)则界于深水 L17-2 气田煤型气和松东凹陷北坡 SF24-1 等含气构造油型气之间,但接近 48% 的界限,分析认为,其很可能是由于琼东南盆地东区下渐新统陆源海相烃源岩生成的煤型气与

始新统湖相烃源岩生成的油型气混合所致(表 3).

2.3 天然气同位素特征

国内外学者提出用甲烷碳同位素划分天然气有机、无机成因,包括甲烷碳同位素大于-20‰(徐永昌,1996)、-25‰和-30‰(戴金星,1995;戴金星等,2001)3 种划分方案.本文采用甲烷碳同位素大于-30‰作为无机成因天然气的界限.琼东南盆地东区天然气甲烷碳同位素主要分布于-48.91‰~-35.17‰,为有机成因天然气(表 1).

国外学者采用乙烷碳同位素判识天然气成因(Schoell,1983).国内学者将煤型气标准界定为乙烷碳同位素大于-28.1‰、丙烷碳同位素大于-23.2‰;将油型气标准界定为乙烷碳同位素小于-28.8‰、丙烷碳同位素小于-25.5‰,根据国内标准,松东凹陷北坡 SF24-1 等含气构造天然气为油型气(张迎朝等,2011,2015).深水 L17-2 气田天然气乙烷碳同位素为-26.73‰~-23.63‰,大于-28.80‰;丙烷碳同位素为-24.54‰~-21.89‰,大于-25.50‰(图 2),表明深水 L17-2 气田天然气为煤型气.深水东区 Y8-1 含气构造天然气乙烷碳同位素为-27.83‰~-27.64‰,大于-28.80‰;但丙烷碳同位素为-27.88‰~-27.80‰,小于-25.50‰(图 2),表明深水东区 Y8-1 含气构造天然气乙烷、丙烷碳同位素出现倒转.

导致天然气碳同位素倒转的原因,有无机烷烃

表 3 琼东南盆地主要含气构造天然气 C₇ 轻烃组成

Table 3 The Composition of C₇ light hydrocarbon series of natural gas in Qiongdongnan basin

井名	深度(m)	地层	天然气 C ₇ 轻烃组成			甲基环己	成因类型
			甲基环己烷 (MCH)(%)	正庚烷 (nC ₇)(%)	二甲基环戊烷 (ΣDMCP)(%)	烷指数 (%)	
SF24-1-1	2 122.5	下中新统三亚组	42.60	24.00	33.30	42.60	油型气
BF13-1-1	1 573.0~1 580.0	中中新统梅山组	40.00	20.00	40.00	40.00	油型气
	1 577.3		40.00	17.10	42.90	40.00	油型气
BF13-3-1	1 740.0	中中新统梅山组	30.40	26.00	43.60	30.40	油型气
BF13-3S-1	1 967.5	下中新统三亚组	42.10	18.40	39.50	42.10	油型气
			45.80	18.80	35.40	45.80	油型气
BF19-2-3	3 911.0	上渐新统陵水组二段 I 气组	50.00	10.00	40.00	50.00	煤型气
			50.00	16.70	33.30	50.00	煤型气
	3 934.5	上渐新统陵水组二段 II 气组	57.10	14.30	28.60	57.10	煤型气
			60.00	20.00	20.00	60.00	煤型气
L17-2-1	3 306.0	上中新统黄流组	48.30	24.10	27.60	48.30	煤型气
L17-2-2	3 331.3		50.00	21.40	28.60	50.00	煤型气
L18-1-1	2 819.9~2 846.7	莺二段 T29A 气组	40.00	20.00	40.00	40.00	油型气
Y8-1-1	2 880.5	下渐新统崖城组	47.60	19.10	33.30	47.60	油型气
	2 895.6		43.50	21.70	34.80	43.50	油型气
WZ1	2 137.5~2 265.8	流一段	33.30	25.90	40.70	33.30	油型气
WZ2	2 351.0~2 357.0	涠三段	34.80	30.40	34.80	34.80	油型气
WZ3	2 459.0~2 473.5	涠三段	35.71	32.14	32.14	35.71	油型气

注:甲基环己烷指数=MCH/(MCH+nC₇+ΣDMCP)×100%

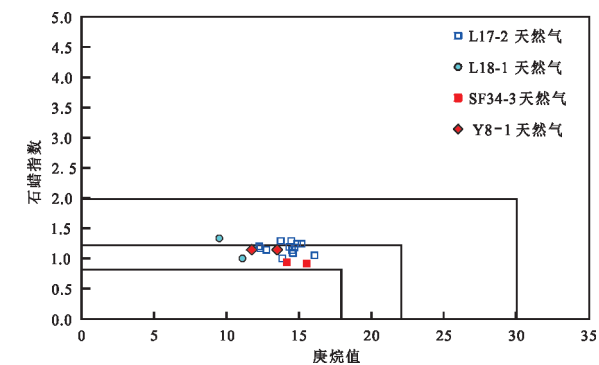


图 3 琼东南盆地天然气轻烃石蜡指数-庚烷值关系

Fig.3 Relationship between paraffin index and heptane value of natural gas light hydrocarbon in Qiongdongnan Basin

气和有机烷烃气混合、同型不同源气或同源不同期气混合、烷烃气中某-或某些组分被细菌氧化和煤型气和油型气混合(戴金星等,2003;裴立新等,2018)。

深水东区 Y8-1 含气构造天然气碳同位素呈 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ (乙烷、丙烷碳同位素倒转),是否无机烷烃气和有机烷烃气混合?在琼东南盆地东部,天然气甲烷碳同位素主要分布于 $-48.91\text{‰} \sim -35.17\text{‰}$,属于有机成因天然气,未发现无机成因

烷烃气,排除了无机烷烃气和有机烷烃气混合的可能性。

Y8-1 含气构造天然气是否同型不同源气或同源不同期气混合?若 Y8-1 含气构造天然气为同型不同源或同源不同期天然气混合,其天然气乙烷、丙烷碳同位素特征要么落在图 2 煤型气范围,要么落在图 2 油型气范围,从而排除了 Y8-1 含气构造天然气为同型不同源或同源不同期天然气混合的可能性。

Y8-1 含气构造天然气烷烃气中某-或某些组分被细菌氧化?Y8-1 含气构造天然气乙烷碳同位素变重,若是烷烃气中乙烷被细菌氧化所致,正常情况下,乙烷含量应较丙烷低,而实测其乙烷为 2.47%,丙烷为 0.36%,排除了 Y8-1 含气构造天然气烷烃气中某-或某些组分被细菌氧化的可能性。

Y8-1 含气构造天然气乙烷碳同位素为 $-27.83\text{‰} \sim -27.64\text{‰}$,大于 -28.80‰ ;但丙烷碳同位素为 $-27.88\text{‰} \sim -27.80\text{‰}$,小于 -25.50‰ (图 2),表明 Y8-1 含气构造天然气介于油型气和煤型气之间。Y8-1 含气构造天然气甲基环己烷含量 ($43.5\% \sim 47.6\%$,平均 45.6%) 界于深水 L17-2 气田煤型气和松东凹陷北坡含气构造油型气之间,其很

表 4 Y8-1 含气构造天然气混源比例计算表

Table 4 The calculation table of mixed source ratios of the natural gas in Y8-1 gas bearing structure

Y8-1 气藏天		湖相气端元:S24 气藏			陆源浅海相气端元:L17 气田			混源气藏天然气碳同位素	
天然气组分	天然气碳同位素(‰)	天然气组分	天然气碳同	混合比例 f_h	天然气组分	天然气碳同	混合比例 f_q	计算考虑天	计算未考虑
		含量 m (%)	位素 n (‰)	(%)	含量 x (%)	位素 y (‰)	(%)	然气组分 A	天然气组分 B
乙烷	-27.74	4.45	-30.92	46.7	4.4	-24.93	53.3	-27.74	-27.73
丙烷	-28.84	3.36	-29.96	40.8	1.1	-23.38	59.2	-27.84	-26.06

注:丙烷同位素倒转偏轻,计算结果仅供参考, $A=(m \times n \times f_h + x \times y \times f_q)/(m \times f_h + x \times f_q)$, $B=n \times f_h + y \times f_q$

可能是由于下渐新统崖城组陆源海相烃源岩生成的煤型气与始新统湖相烃源岩生成的油型气混合所致。

2.4 天然气混源比例计算

不同来源天然气混合可视为一种物理过程,混源天然气中某组分的碳同位素取决于不同来源天然气混合前各自组分和碳同位素(戴金星等,2003;王顺玉等,2003;张焕旭等,2014;裴立新等,2018)。从琼东南盆地东部天然气烷烃碳同位素特征看(表 1),松东凹陷北坡 SF24-1 含气构造油型气具有正碳同位素变化系列,深水区 L17-2 气田煤型气亦具有正碳同位素变化系列,前者代表始新统湖相烃源岩在相同热演化阶段形成的油型气,后者为下渐新统陆源海相烃源岩在相同热演化阶段生成的煤型气。以松东凹陷北坡 SF24-1 等含气构造油型气和深水 L17-2 气田煤型气为端元,考虑天然气乙烷含量及其碳同位素,计算 Y8-1 含气构造天然气混源比例。Y8-1 含气构造混源天然气中,下渐新统崖城组陆源海相烃源岩生成的煤型气占 53.3%,始新统湖相烃源岩生成的油型气占 46.7%(表 4)。

2.5 天然气来源

Y8-1 含气构造所在的松南低凸起四面环凹,似乎天然气来源有多种可能。资料分析表明,陵水凹陷东次洼、北礁凹陷天然气资源量较小,且处于凹陷长轴非有利运聚方向,因此这两个凹陷为 Y8-1 含气构造供气的概率较小。综合含油气系统关键时刻天然气沿断裂、构造脊、砂岩层侧向输导及 Y8-1 含气构造天然气地球化学特征及对比分析(表 1、表 2),判断其天然气主要为松南—宝岛凹陷崖城组陆源海相烃源岩生成的煤型气和始新统湖相烃源岩生成的油型气的混源气。

除天然气碳同位素、轻烃等指纹参数对比外,本文还考虑了以天然气成熟度判断天然气来源。通

常用天然气甲烷、乙烷和丙烷等碳同位素估算天然气成熟度。Y8-1 含气构造天然气为混源成因类型,不能简单利用天然气甲烷、乙烷和丙烷等碳同位素计算天然气成熟度。本文根据天然气轻烃参数类比、推断(图 3),认为 Y8-1 含气构造天然气成熟度与深水 L17-2 气田天然气相近,天然气成熟度 R_c 在 1.13%~1.52%,为成熟—高成熟天然气,与松南—宝岛凹陷下渐新统崖城组烃源岩埋藏热演化吻合(图 4),相当于 5.5 Ma 时,下渐新统崖城组烃源岩埋深 4 000~5 500 m 生成的成熟—高成熟天然气。

3 天然气侧向运聚模式与勘探方向

自松南-宝岛凹陷中心向南到南斜坡,中新世后快速沉降,沉积了巨厚的半深海相—深海相泥岩,在压实过程中由于流体未能及时排出,形成了渗透率极低的超压致密盖层。Y8-1 含气构造所在松南低凸起,自晚渐新世以来长期处于古高地暴露淋滤区,晚中新世才开始接受沉积,导致其成岩作用及流体势远低于松南—宝岛凹陷中心、南斜坡,是天然气侧向运移、聚集的有利指向区(图 4)。

渐新世,松南低凸起为物源区,为周边提供了丰富的碎屑物质,发育大型三角洲砂体,为松南-宝岛凹陷生成的天然气向 Y8-1 聚集提供了侧向输导通道。5.5 Ma 时,下渐新统崖城组烃源岩进入生烃高峰期,天然气沿断裂、多条构造脊、三角洲砂岩侧向长距离运移(从松南—宝岛凹陷到松南低凸起 Y8-1 含气构造超过 40 km(图 5));此时,始新统湖相烃源岩埋深 5 000~6 000 m,其生成的天然气达过成熟,天然气同样沿断裂、多条构造脊、三角洲砂岩侧向长距离运移,最后在松南低凸起 Y8-1 崖城组、花岗岩基岩圈闭中聚集成藏,在 Y8-1-1 井发现了近百米厚气层。因此,在 Y8-1 含气构造油气运移路径上,松南—宝岛凹陷南部斜坡带发育呈“断阶”式的

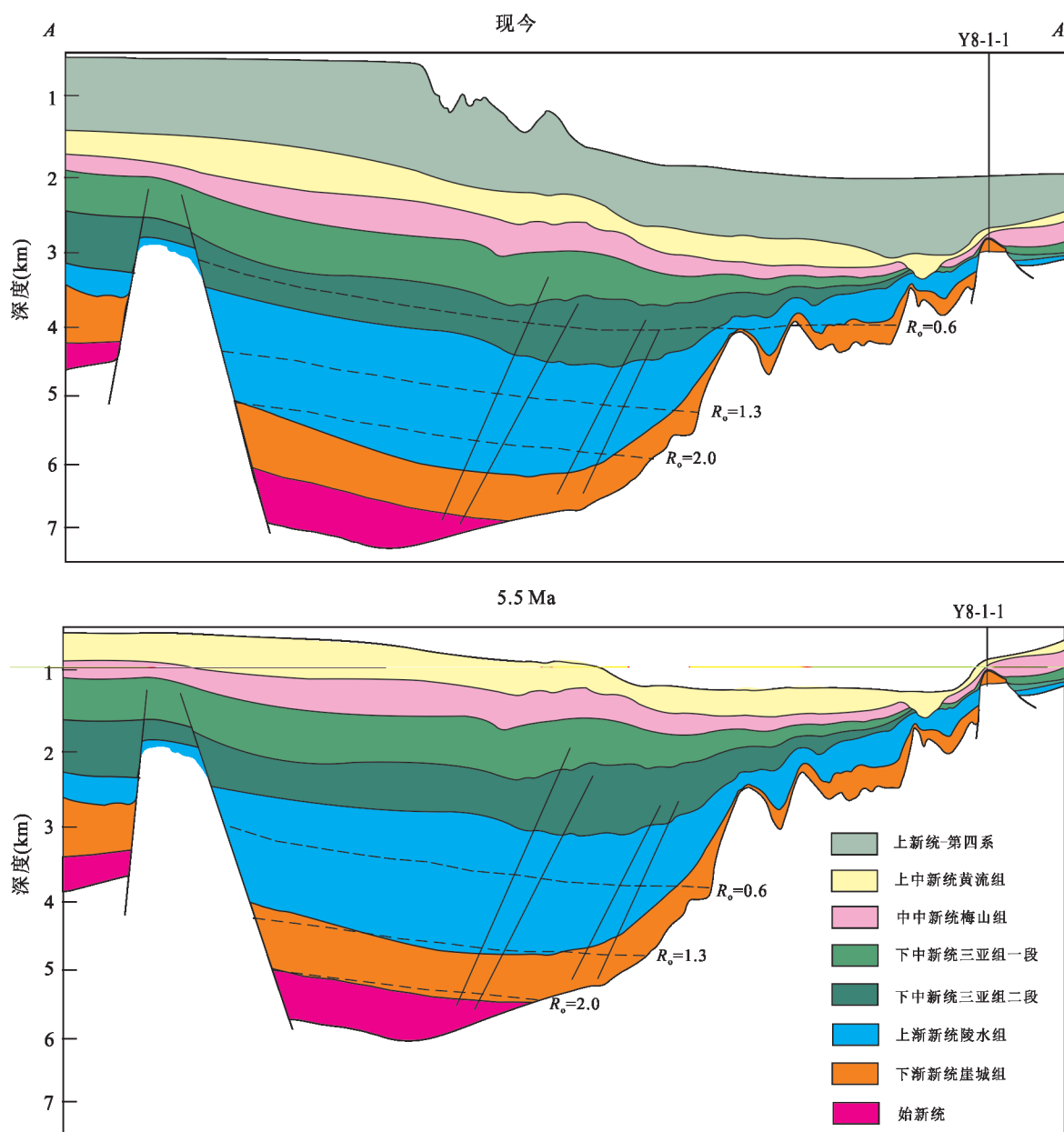


图4 松南-宝岛凹陷-Y8-1典型剖面5.5 Ma以来构造发育史

Fig.4 Structural development history since the typical 5.5 Ma of Songnan-Baodao sag across Y8-1

上渐新统陵水组断块圈闭群,陵水组三段沉积时期发育来自南部隆起的扇三角洲砂岩,是松南-宝岛凹陷南部斜坡带有利勘探目标;在松南低凸起,Y8-1含气构造包含下渐新统崖城组三角洲砂岩和花岗岩基岩两套气层,二者之间未发育隔层而成为一个含气构造,其周缘还可进一步评价钻探,扩大天然气探明储量;此外,Y8-1含气构造花岗岩基岩气层潜力分析表明,松南低凸起花岗岩基岩具有良好的天然气勘探潜力,以Y8-3、Y10-1等为代表.因此,松南-宝岛凹陷及周边断裂带、斜坡带及凸起是下步寻找煤型气、油型气和混源气的重要勘探方向.

4 结论

(1)深水东区Y8-1含气构造天然气主要来源于松南-宝岛凹陷下渐新统崖城组陆源海相烃源岩和始新统湖相烃源岩生气贡献,天然气具有煤型气、油型气混合成因特点.以松东凹陷北坡SF24-1含气构造油型气和深水L17-2气田煤型气为端元,按照天然气乙烷含量、乙烷碳同位素计算,深水东区Y8-1含气构造天然气中煤型气占53.3%,油型气占46.7%.

(2)深水东区Y8-1含气构造厚层气层发现证实

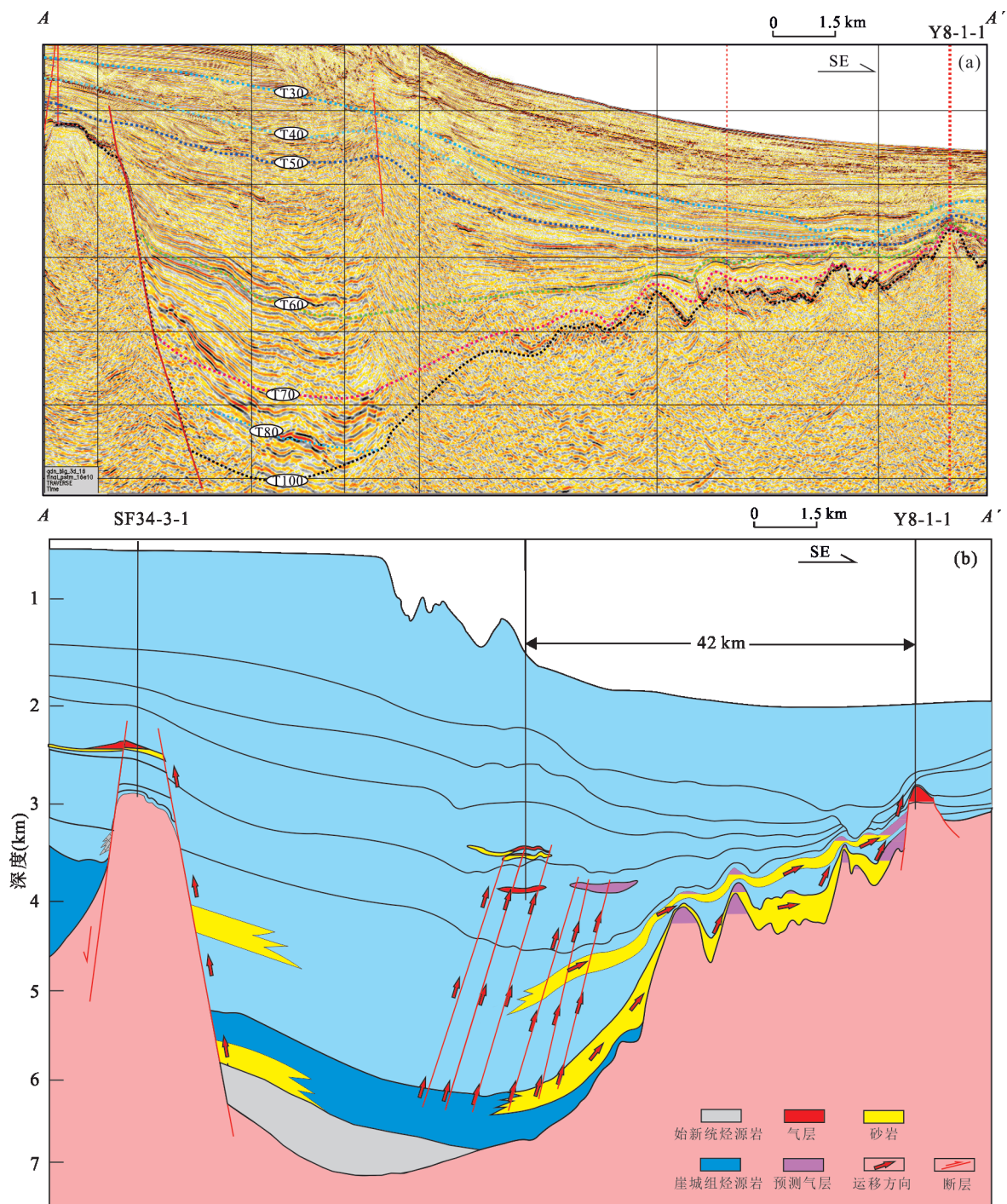


图 5 (a)过 Y8-1 含气构造地震剖面;(b)Y8-1 天然气侧向运聚模式
Fig.5 (a)The seismic section crossing Y8-1;(b)Lateral migration-accumulation mode of Y8-1

了松南—宝岛凹陷具备良好的生烃条件,凹陷中烃源岩生成的天然气经长距离侧向运移,在松南低凸起崖城组、花岗岩基岩圈闭中聚集成藏,证实了琼东南盆地深水天然气侧向、长距离、大规模运聚成藏机制,为盆地东部寻找大中型气田提供了重要依据。

References
Dai, J. X., 1992. Identification and Distinction of Various Alkane Gases. *Science in China Series B*, 35(10): 1246–1257 (in Chinese with English abstract).
Dai, J. X., 1993a. Discriminate of Kinds of Alkane Gas. *Petroleum Exploration and Development*, 20(5): 26–32 (in Chinese with English abstract).

- Dai, J. X., 1993b. Carbon/Hydrogen Isotope Characteristic and Identification of Various Natural Gases. *Natural Gas Geoscience*, 4(2, 3): 1—40 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., 1995. A Biogenic Gas in Oil-Gas Bearing Basins in China and Its Reservoirs. *Natural Gas Industry*, 15(3): 22—27 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., Qi, H. F., Song, Y., 1985. On the Indicators for Identifying Gas from Oil and Gas from Coal Measure. *Acta Petroleum Sinica*, 6(2): 31—38 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., Shi, X., Wei, Y., Z., 2001. Summary of the Abiogenic Origin Theory and the Abiogenic Gas Pools (Fields). *Acta Petroleum Sinica*, 22(6): 5—10 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., Xia, X. Y., Qin, S. F., et al., 2003. Causation of Partly Reversed Orders of Carbon Isotopes in Biogenic Alkane in China. *Oil & Gas Geology*, 24(1): 1—6 (in Chinese with English abstract).
- Hu, T. L., Ge, B. X., Zhang, Y. G., et al., 1990. The Development and Application of Fingerprint Parameters for Hydrocarbons Absorbed by Source Rocks and Light Hydrocarbons in Natural Gas. *Experimental Petroleum Geology*, 12(4): 375—393 (in Chinese with English abstract).
- Huang, B. J., Huang, H. T., Li, L., et al., 2010. Characteristics of Marine Source Rocks and Effect of High Temperature and Overpressure to Organic Matter Maturation in Yinggehai-Qiongdongnan Basins. *Marine Origin Petroleum Geology*, 15(3): 11—18 (in Chinese with English abstract).
- Liu, W. H., Xu, Y. C., 1996. Genetic Indicators of Natural Gas. *Acta Sedimentologica Sinica*, 14(1): 110—116 (in Chinese with English abstract).
- Pei, L. X., Gang, W. Z., Zhu C. Z., 2018. Carbon Isotopic Composition and Source of Hydrocarbon Gases in the Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*, 29(7): 1020—1030 (in Chinese with English abstract).
- Schoell, M., 1983. Genetic Characterization of Natural Gases. *AAPG Bulletin*, 67(12): 2225—2238.
- Song, Y., Xu, Y. C., 2005. Origin and Identification of Natural Gas. *Petroleum Exploration and Development*, 32(4): 24—29 (in Chinese with English abstract).
- Sun, J. L., 1994. Characteristics of the Ya13-1 Gas Field in South China Sea and Its Integrated Reservoir Conditions. *Natural Gas Industry*, 14(2): 1—7 (in Chinese with English abstract).
- Wang, S. Y., Dai, H. M., Wang, H. Q., 2003. Method of Quantity Calculation of Mixed-Source Natural Gas Study of Baimamiao Gas Field of West in Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 14(5): 351—353 (in Chinese with English abstract).
- Xu, X. D., Zhang, Y. Z., Liang, G., et al., 2016. Hydrocarbon Source Condition and Accumulation Mechanism of Natural Gas in Deepwater area of Qiongdongnan Basin, Northern South China Sea. *Natural Gas Geoscience*, 27(11): 1985—1992 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Y. C., 1996. The Mantle Noble Gas of Natural Gases. *Earth Science Frontiers*, 3(3): 63—71 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, H. X., Ni, S., Wang, L., et al., 2014. Mixing Source Ratio of Nature Gas in South Branch of Dinan Salient, Zhunggar Basin. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 21(2): 176—180 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Zhu, G. Y., Chen, J. P., et al., 2007. A Discussion on Gas Sources of the Feixianguan Formation H₂S Rich Giant Gas Fields in the North Eastern Sichuan Basin. *Chinese Science Bulletin*, 52 (Supp. I): 86—94 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y. Z., Chen, Z. H., Li, X. S., et al., 2011. Favorable Coastal Gas Reservoir Forming Conditions and Exploration Direction in Qiongdongnan Basin of South China Sea. *Journal of Oil and Gas Technology*, 33(1): 21—30 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y. Z., Fan, C. W., Xu, X. D., et al., 2015. Genesis and Sources of Natural Gas in Eastern Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Petroleum Geology & Experiment*, 37(4): 466—472, 478 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y. Z., Xu, X. D., Gan, J., et al., 2017. Study on the Geological Characteristics, Accumulation Model and Exploration Direction of the Giant Deepwater Gas Field in the Qiongdongnan Basin. *Acta Geologica Sinica*, 91(7): 1620—1633 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y. Z., Gan, J., Yang, X. B., et al., 2017. Tectonic Evolution and Constraints on the Formation of Deepwater Giant Gas Field in Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin. *Marine Geology*, 33(10): 22—31 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, G. Y., Zhang, S. C., Li, J., et al., 2004. Formation and Distribution of Hydrogen Sulfide Bearing Gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 31(3): 18—21 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 戴金星, 1992. 各类烷烃气的鉴别. *中国科学(B辑)*, 22(2): 185—193.

- 戴金星, 1993a. 利用轻烃鉴别煤成气和油型气. 石油勘探与开发, 20(5): 26—32.
- 戴金星, 1993b. 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(2, 3): 1—40.
- 戴金星, 1995. 中国含油气盆地的无机成因气及其含气构造. 天然气工业, 15(3): 22—27.
- 戴金星, 戚厚发, 宋岩, 1985. 鉴别煤成气和油型气若干指标的初步探讨. 石油学报, 6(2): 31—38.
- 戴金星, 石听, 卫延召, 2001. 无机成因油气论和无机成因的气田(藏)概略. 石油学报, 22(6): 5—10.
- 戴金星, 夏新宇, 秦胜飞, 等, 2003. 中国有机烷烃气碳同位素系列倒转的成因. 石油与天然气地质, 24(1): 1—6.
- 胡惕麟, 戈葆雄, 张义纲, 等, 1990. 源岩吸附烃和天然气轻烃指纹参数的开发和应用. 石油实验地质, 12(4): 375—393.
- 黄保家, 黄合庭, 李里, 等, 2010. 莺-琼盆地海相烃源岩特征及高温高压环境有机质热演化. 海相油气地质, 15(3): 11—18.
- 刘文汇, 徐永昌, 1996. 天然气成因类型及判识标志. 沉积学报, 14(1): 110—116.
- 裴立新, 刚文哲, 朱传真, 等, 2018. 准噶尔盆地烷烃气碳同位素组成及来源. 天然气地球科学, 29(7): 1020—1030.
- 宋岩, 徐永昌, 2005. 天然气成因类型及其鉴别. 石油勘探与开发, 32(4): 24—29.
- 王顺玉, 戴鸿鸣, 王海清, 2003. 混源天然气定量计算方法-以川西地区白马庙气田为例. 天然气地球科学, 14(5): 351—353.
- 徐新德, 张迎朝, 梁刚, 等, 2016. 南海北部琼东南盆地深水区烃源条件及天然气成藏机制. 天然气地球科学, 27(11): 1985—1992.
- 徐永昌, 1996. 天然气中的幔源稀有气体. 地学前缘, 3(3): 63—71.
- 张焕旭, 倪帅, 王力, 等, 2014. 准噶尔盆地滴南凸起中段南支天然气混源比例研究. 断块油气田, 21(2): 176—180.
- 张水昌, 朱光有, 陈建平, 等, 2007. 四川盆地川东北部飞仙关组高含硫化氢大型气田群气源探讨. 科学通报, 52(增刊 I): 86—94.
- 张迎朝, 陈志宏, 李绪深, 等, 2011. 琼东南盆地滨岸天然气成藏有利条件及勘探方向. 石油天然气学报, 33(1): 21—30.
- 张迎朝, 范彩伟, 徐新德, 等, 2015. 南海琼东南盆地东区天然气成因类型与烃源探讨. 石油实验地质, 37(4): 466—472, 478.
- 张迎朝, 甘军, 杨希冰, 等, 2017a. 琼东南盆地陵水凹陷构造演化及其对深水大气田形成的控制作用. 海洋地质前沿, 33(10): 22—31.
- 张迎朝, 徐新德, 甘军, 等, 2017b. 琼东南盆地深水大气田地质特征、成藏模式及勘探方向研究. 地质学报, 91(7): 1620—1633.
- 朱光有, 张水昌, 李剑, 等, 2004. 中国高含硫化氢天然气的形成及其分布. 石油勘探与开发, 31(3): 18—21.