

文章编号: 0253-2697(2012)05-0772-09

南堡凹陷深层火山岩天然气成因与成藏模式

王政军 马乾 赵忠新 夏景生 张永超 刘永昌 王建伟

(中国石油冀东油田公司勘探开发研究院 河北唐山 063004)

摘要:南堡凹陷深层火山岩油气藏具有较大勘探潜力,其天然气以烃类气体为主,甲烷含量主要在70%~90%,重烃含量在4%~27%,为湿气;非烃含量较低。天然气中甲烷碳同位素主要分布在 -35‰ ~ -43‰ ,乙烷碳同位素主要分布在 -28‰ ~ -24‰ 。这些天然气相当于有机质在镜质体反射率 R_0 为1.0%~1.5%阶段形成的天然气,为烃源岩在成熟—高成熟阶段生成的油型气,与凝析油或原油伴生,因此天然气碳同位素偏重。南堡凹陷深层火山岩天然气以凝析气为主,结合单体烃碳同位素,对天然气和伴生凝析油的成因与来源进行了分析,结果表明,南堡凹陷深层火山岩油气同源,沙河街组一段(简称沙一段)以下天然气主力源岩主要为沙河街组三段(简称沙三段)烃源岩,以凝析气为主;沙一段及以浅地层天然气主力源岩主要为沙一段烃源岩,以油为主。沙一段厚层泥岩是一套优质烃源岩,处于生烃高峰,同时形成烃浓度封闭,又是区域优质盖层。这些来自于凹陷深部烃源岩生成的高成熟油气,主要通过继承性发育的深大断裂运移到火山岩复合岩性圈闭中聚集成藏,火山岩油气成藏受火山岩单体和火山岩相双重控制。

关键词:深层火山岩;稳定碳同位素;成熟度;气源对比;单体烃碳同位素;成藏模式

中图分类号:TE112.31

文献标识码:A

Natural gas origin and gas accumulation model for deep volcanic rocks in Nanpu sag, Bohai Bay Basin

WANG Zhengjun MA Qian ZHAO Zhongxin

XIA Jingsheng ZHANG Yongchao LIU Yongchang WANG Jianwei

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan 063004, China)

Abstract: A breakthrough has been made recently in natural gas exploration of deep volcanic rocks in Nanpu sag of Bohai Bay Basin, East China, indicating a very high potential in natural gas exploration of deep volcanic rocks in Nanpu sag. Therefore, it is quite important to study the origin and hydrocarbon accumulation model of natural gases for the future exploration. Natural gases accumulate mainly in deep volcanic rock reservoirs within the Paleogene Shahejie Formation. They are dominated by hydrocarbon gases in chemical composition, of which the methane content varies from 70% to 90%, ethane and heavy hydrocarbons are relatively high, ranging between 4%~27%, the dry coefficient varies from 0.71 to 0.96, indicating mainly a wet gas. Carbon isotopes of natural gases are relatively heavy, with $\delta^{13}\text{C}_1$ mainly varying from -35‰ to -43‰ and $\delta^{13}\text{C}_2$ mainly from -24‰ to -28‰ . According to plots of $\text{C}_1/(\text{C}_2 + \text{C}_3)$ versus $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\delta^{13}\text{C}_1$ versus δD , the natural gas in deep volcanic rock reservoirs belongs to an oil-type condensate gas. The calculated thermal maturity of the gas ranges between 1.00%~1.50% by the $\delta^{13}\text{C}-R_0$ method, it matches the thermal evolution of type II₁ source rocks in the Es₃ member. In addition, Pr/Ph ratios of associated condensates, light hydrocarbon parameters and hydrocarbon isotopes also show that the deep volcanic rock gas is an oil-type gas and it is dominated by a condensate gas. Carbon isotopes of individual hydrocarbons of associated condensates show that the gas in deep volcanic rocks is generated from source rocks of the Es₃ and Es₁ members, namely the natural gas below the Es₃ stratum is mainly derived from source rocks of the Es₃ member and composed of mainly a condensate gas, while the natural gas above the Es₃ stratum is mainly derived from source rocks of the Es₁ member, which generate chiefly oils. Thick mudstones of the Es₁ member serve as not only a high-quality cap rock but also a good source rock. The high-maturity oil and gas generated from deep source rocks in the sag migrate laterally through inherited abysmal faults to and accumulate in deep volcanic rock traps. hydrocarbon accumulations are controlled both by volcanic individuals and by volcanic phases.

Key words: deep volcanic rock; stable carbon isotope; maturity; gas-source correlation; carbon isotope of individual hydrocarbon; model of hydrocarbon accumulation

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05006-006)和中国石油天然气股份有限公司科技攻关项目(2011D-0704)资助。

第一作者及通讯作者:王政军,男,1979年10月生,2007年获中国石油大学(华东)硕士学位,现为中国石油冀东油田公司勘探开发研究院工程师,主要从事石油地质、油气地球化学研究与勘探工作。Email: wangzhengjun7978@petrochina.com.cn

随着常规油气藏的勘探难度越来越大,近年来深层油气勘探和非常规油气藏勘探逐渐成为勘探重点,并展示了巨大的勘探潜力^[1-5]。火山岩油气藏作为非常规油气藏的一种,近年来逐渐成为国内外勘探热点,在中国准噶尔盆地石炭系、松辽盆地徐家围子、辽河油田西部凹陷等含油气区均取得了不同程度的发现并展示了较好勘探前景^[3]。南堡凹陷深层火山岩油气勘探在不同勘探阶段都取得了一些发现,部分单井天然气产量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,后期稳定产气量在 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右。前人在该区火山岩储层识别与评价、火山岩与油气关系等研究方面取得了一些认识^[6-7],而对于其深层火山岩天然气成因及其气源没有深入研究。

这些天然气不同于以往渤海湾盆地油藏中的溶解气,虽然这些天然气也以湿气为主,但大多碳同位素明显偏重,部分介于油型气和煤型气之间,因此,常规判断天然气成因的方法和手段遇到了困难^[8-17]。笔者以

南堡凹陷深层火山岩天然气区为例,通过对天然气地球化学的详细研究,以及伴生凝析油或原油资料对比,综合确定南堡凹陷深层火山岩天然气成因及其气源,在此基础上建立油气成藏模式,对于指南堡凹陷下步深层天然气勘探具有重要指导意义。

1 地质概况

南堡凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷东北部,为新生代陆相断陷盆地。凹陷西北部以西南庄断层为界与老王庄-西南庄凸起接壤;东北部以柏各庄断层为界与马头营-柏各庄凸起接壤;南部与沙垒田凸起呈断超关系^[18]。整个南堡凹陷面积为 1932 km^2 ,其中滩海面积 1100 km^2 。南堡滩海地区在平面上划分为南堡 1 号、2 号、3 号、4 号和 5 号共 5 个构造带(图 1)。南堡凹陷深层火山岩主要分布在南堡 5 号构造带,其火山岩储层是一套火山岩与碎屑岩叠合的复合岩性体,岩

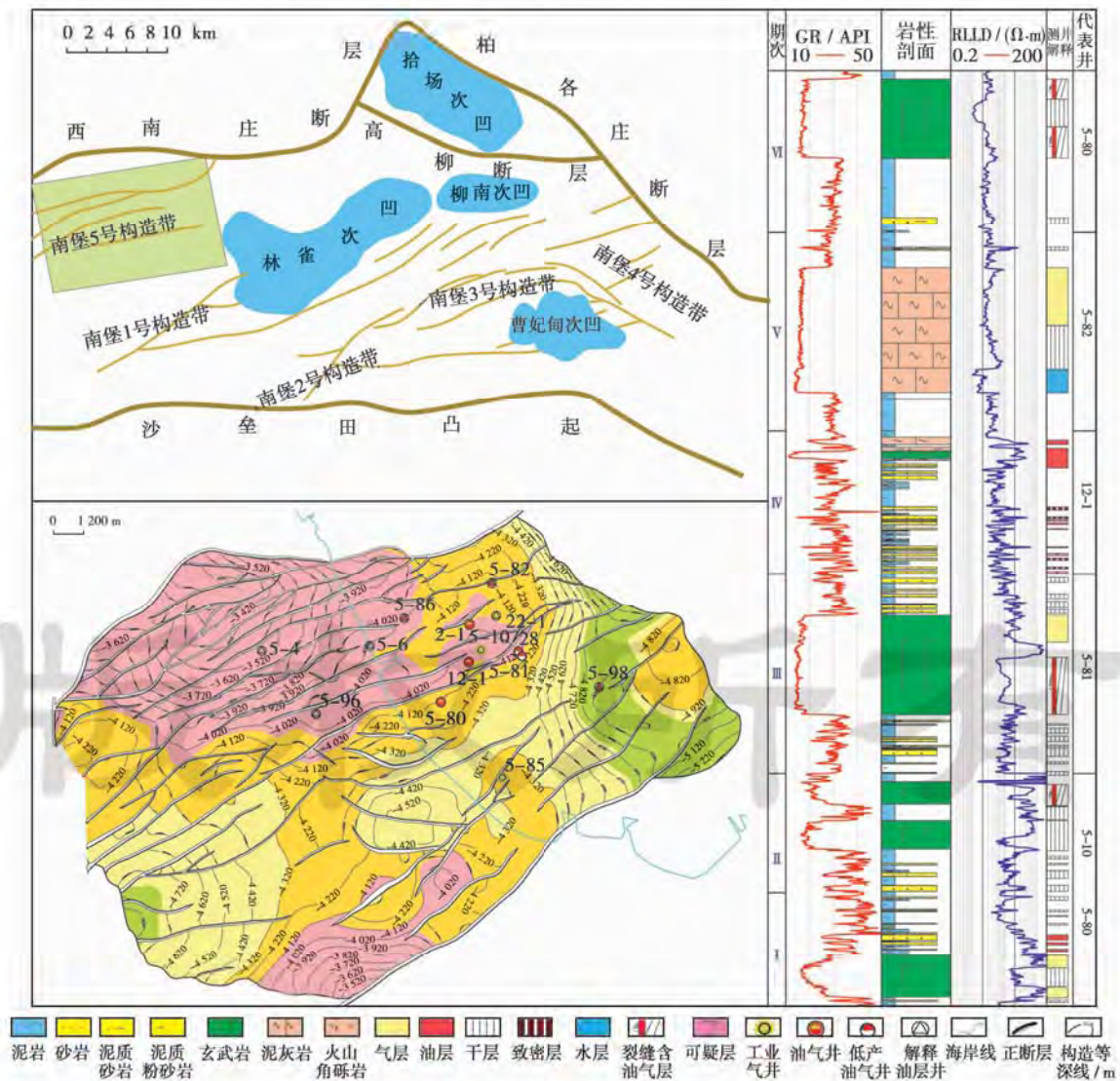


图 1 南堡 5 号构造位置及井位分布

Fig. 1 Tectonic elements and locations of the natural gas and condensate sampling wells in Nanpu No. 5 structural belt

性体最大面积 356 km²,最大厚度 840 m,根据喷发时间从下到上分为 6 期(图 1)。每期火山岩储层均有油气产出,其中, I、II 和 IV 期火山岩储层天然气产量较高,最高产气量达 14×10⁴ m³/d(表 1)。南堡 5 号构造位于南堡凹陷西部,西南庄断层和涧东断层下降盘,其形成受控于南堡 1 号断裂和西南庄断裂,形成于斜坡隆起区背景,在东营末期成型。

南堡凹陷主要发育沙河街组三段(简称沙三段)(Es₃)、沙河街组一段(简称沙一段)(Es₁)和东营组三段(简称东三段)(Ed₃)3 套烃源岩层系,3 套烃源岩的

有机碳含量平均大于 1.0%,均为好烃源岩^[18]。目前已经在奥陶系、古近系的沙河街组和东营组、新近系的馆陶组和明化镇组中发现了商业规模的油气聚集。

南堡 5 号构造存在多套产气层,根据目前的钻探情况,沙河街组和东营组是主要产气层,埋深大多在 3 000~5 000 m。在深层火山岩与碎屑岩形成的复合岩性体中多口井获得工业油气流,展示了深层火山岩天然气较大的勘探潜力(表 1)。各个产气井也产出一些原油,原油产量变化大,气油体积比分布范围广,为 100~11 989,大部分分布在 500~2 000(表 1)。

表 1 南堡 5 号构造带主要单井油气产量

Table 1 The producing data of main wells in Nanpu No. 5 structural belt

井号	层位	深度/m	产油/ (m ³ ·d ⁻¹)	产气/ (m ³ ·d ⁻¹)	气油 体积比	储层岩类	火山岩 期次
10	Ed ₁	2 432.0~2 438.0	34.6	17 010	491.6	细砂岩	
26-1	Ed ₁	2 671.1~2 679.1	9.5	90 948	9 573.5	细砂岩	
10	Ed ₂	3 151.0~3 160.0	12.2	27 536	2 257.1	细砂岩	
10	Ed ₂	3 059.6~3 119.8	17.0	23 990	1 411.2	细/粉砂岩	
10	Ed ₂	3 241.4~3 255.0	7.1	14 470	2 026.6	细砂岩	
13	Ed ₂	2 874.6~2 878.6	36.9	21 250	575.9	细砂岩	
6-1	Ed ₂	3 116.8~3 121.2	3.0	18 259	6 086.3	细砂岩	
511	Ed ₂	3 309.2~3 316.0	141.9	22 876	161.2	细砂岩	
2	Ed ₃	3 551.6~3 572.0	20.4	27 953	1 370.3	中砂岩	
5-11	Ed ₃	3 761.5~3 767.3	3.1	338	109.0	粉砂岩	
12-1	Es ₁	4 381.6~4 405.4	220.6	123 660	560.6	凝灰岩	IV
12-3	Es ₁	4 304.0~4 332.0	14.5	7 456	515.3	玄武岩	IV
5-98	Es ₁	5 050.0~5 060.0		819		玄武岩	V
5-81	Es ₁	4 213.0~4 219.6	3.73			玄武岩	IV
28	Es ₂₊₃	4 572.0~4 579.0	1.3	2 325	1 857.0	玄武岩包裹细砂岩	III
5-10	Es ₂₊₃	4 676.6~5 099.8	11.8	141 714	11 989.3	玄武岩,砂岩	I, II
5-80	Es ₂₊₃	4 843.4~4 852.2		135 058		玄武岩上覆砂岩	I
5-81	Es ₂₊₃	4 760.0~4 765.0		730		玄武岩	II
5-85	Es ₂₊₃	4 792.0~4 798.0		16 791		玄武岩	I

注:Ed₁—东营组一段;Ed₂—东营组二段;Ed₃—东营组三段;Es₁—沙河街组一段;Es₂₊₃—沙河街组二—三段。

2 天然气地球化学特征

2.1 组分特征

南堡 5 号构造天然气组分以烃类气体为主,富集重烃气,含有少量非烃气(二氧化碳和氮气)。甲烷含量主要分布在 70%~90%;重烃含量多数在 4%~27%;二氧化碳含量绝大部分小于 2%,个别井含量较高;氮气含量主要分布在 0.5%~1.0%,部分样品含量在 5%~10%。天然气干燥系数为 0.71~0.96,大部分为 0.80~0.90,总体上呈湿气特征(干燥系数<0.95)。

2.2 碳、氢同位素特征

南堡 5 号构造天然气中甲烷碳同位素分布在 -47‰~-35‰;主频在 -43‰~-35‰;乙烷碳同位

素分布在 -34‰~-22‰,主频在 -28‰~-24‰;丙烷碳同位素分布在 -30‰~-20‰,主频在 -28‰~-24‰;丁烷碳同位素分布在 -30‰~-20‰,主频在 -28‰~-20‰。东营组天然气甲烷碳同位素最轻,小于 -40‰;沙一段的天然气甲烷碳同位素稍重,在 -42‰~-39‰;沙二—三段(Es₂₋₃)天然气甲烷碳同位素最重,最重的高达 -34‰,南堡 5 号构造沙二—三段天然气碳同位素总体较重(图 2)。南堡 5 号构造的烷烃气整体上具有正碳同位素系列 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$ (图 3)。

天然气氢同位素组成分布范围较小,为 -166‰~-219‰,主要介于 -169‰~-188‰,反映出天然气母源的沉积水介质主要为微咸水—淡水环境。

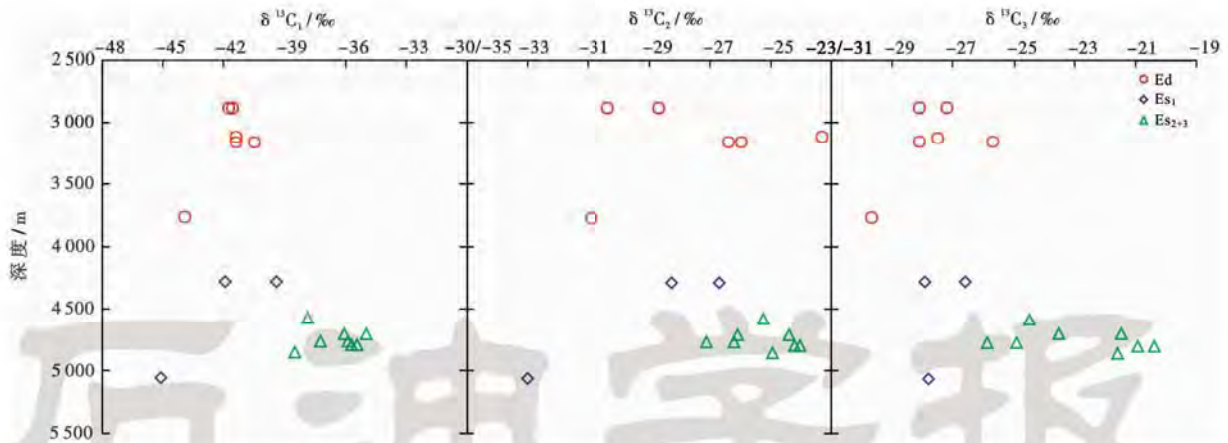


图2 南堡5号构造带天然气组分碳同位素与深度关系

Fig. 2 The relationship between the carbon isotope of natural gas and depth in Nanpu No. 5 structural belt

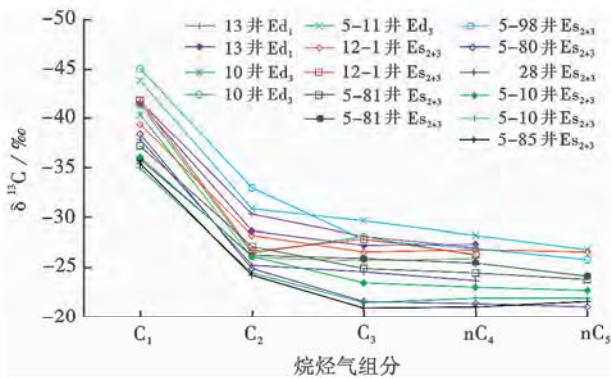


图3 南堡5号构造带天然气组分碳同位素

Fig. 3 The carbon isotope values of gaseous alkanes in the gas samples from Nanpu No. 5 structural belt

3 天然气成因

天然气碳同位素值往往受控于母质来源和热演化程度,其中甲烷及同系物的同位素能够有效反映其母质类型和成熟度,是划分天然气成因类型的重要依据。特别是乙烷碳同位素受母质继承效应明显,且受热演化程度影响小,常常用来划分油型气和煤型气^[8-11,13-17]。

3.1 同位素证据

由于甲烷碳同位素易受成熟度影响,高成熟的油型裂解气与煤型热解气甲烷碳同位素往往会重叠在同一区域内,因此天然气成因分类往往将重烃气的碳同位素,尤其是乙烷碳同位素作为一个重要的判别依据。戴金星等^[8]将 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值大于 -25.1‰ , $\delta^{13}\text{C}_3$ 值大于 -23.2‰ 的天然气划分为煤型气; $\delta^{13}\text{C}_2$ 值小于 -28.8‰ , $\delta^{13}\text{C}_3$ 值小于 -25.5‰ 的天然气划分为油型气。南堡5号构造带天然气乙烷碳同位素主要分布在 $-24\text{‰} \sim -28\text{‰}$,大部分大于 -28‰ 。按照此标准,南堡5号构造带天然

气主要应为煤型气,这与南堡凹陷主力烃源岩有机质类型以 II_1 型为主,部分 I 型和 II_2 型相矛盾,南堡5号构造带天然气乙烷碳同位素较重更可能是受成熟度影响。

根据 $\delta^{13}\text{C}_1 - \text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 判别图版^[8]和 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} - \delta\text{D}_{\text{C}_{14}}$ 图版^[17],南堡5号构造带深层火山岩天然气均为原油伴生气和凝析气(图4)。其中,南堡5号构造带火山岩性体上部东营组和沙一段天然气主要为原油伴生气;而深层火山岩主要发育层位沙二—三段天然气以凝析气为主。另外,根据徐永昌^[10]建立的 $\delta^{13}\text{C}_1 - \text{C}_1/\sum\text{C}_n$ 图版和 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} - \delta\text{D}_{\text{C}_{14}}$ 图版也与上述判别结果一致,而与之伴生的同源凝析油或原油的源岩有机质类型主要为 II_1 型。因此,南堡5号构造带天然气为油型气。

3.2 轻烃组成证据

天然气中的烃类组分由于其来源广,影响因素复杂,有时难以判断其成因。而天然气中不同程度都含有一定量的轻烃($\text{C}_5 - \text{C}_n$),其形成和演化与天然气息息相关,且异构体非常丰富,蕴涵的地化信息远大于气态烃类,因此国内外许多学者在进行天然气成因判别、气源对比等研究时,常利用轻烃展开综合分析,并取得了较好效果^[19-20]。轻烃中直链烃(nC_7)、六元环烃(MCC_6)和五元环烃($\sum\text{DMCC}_5$)3种化合物相对含量代表不同的生物母体来源,因此,根据 MCC_6 、 $\sum\text{DMCC}_5$ 和 nC_7 3端元相对百分含量判别天然气成因类型比较有效^[20]。

南堡凹陷深层火山岩天然气甲基环己烷指数值分布在 $42\% \sim 48\%$,石蜡指数 $2.48 \sim 2.54$,甲苯/苯 $0.30 \sim 0.41$,庚烷值 $17.72\% \sim 19.76\%$ (表2)。甲基环己烷指数小于 50% ,甲苯/苯小于1为典型油型气特征^[19]。另外,将 MCC_6 相对含量为 50% ,同时 nC_7 的相对含量为 35% 定为煤型气和油型气的识别界限^[20]。南

堡凹陷深层火山岩天然气 nC_7 相对含量 33.7% ~ 37.8%, MCC_6 含量 42.2% ~ 48.2%, 属于油型气范围, 也表明南堡凹陷深层火山岩天然气为油型气。石蜡指数分布在 1~3, 庚烷值分布在 8%~30%, 为成熟—高

成熟天然气, 这与根据油型气 $\delta^{13}C-R_0$ 计算天然气成熟度 R_0 分布在 1.0%~1.5% 区间相一致, 进一步表明南堡凹陷深层火山岩天然气为成熟—高成熟阶段生成的油型气。

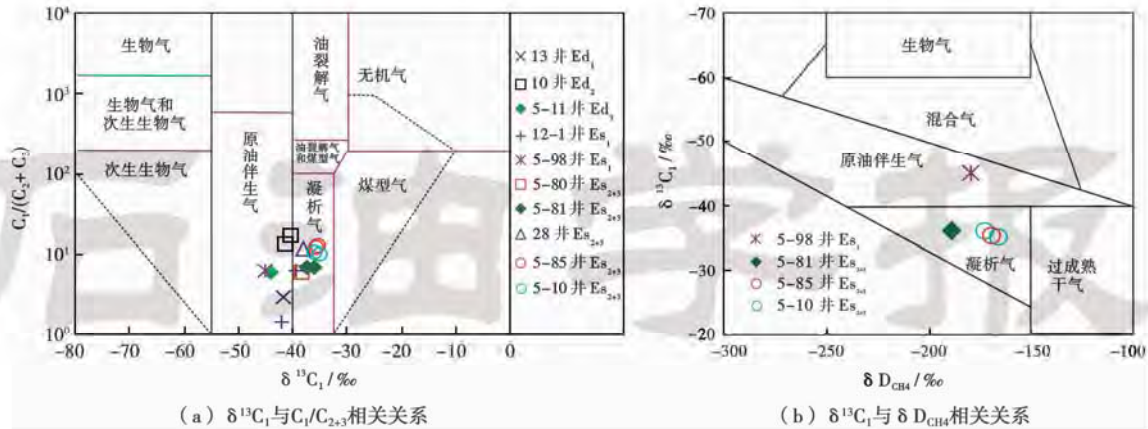


图 4 $\delta^{13}C_1$ 与 C_1/C_{2+3} 、 δD_{CH_4} 的相关关系

Fig. 4 The relationship between $\delta^{13}C_1$ versus C_1/C_{2+3} and δD_{CH_4}

表 2 南堡凹陷深层火山岩气藏天然气轻烃组成参数

Table 2 The composition of light hydrocarbon of natural gas of deep-buried volcanic reservoirs in Nanpu sag

井号	层位	石蜡指数	甲基环己烷指数/%	苯指数	庚烷值/%	甲苯/苯	nC_7	$\Sigma DMCC_5$	MCC_6	成熟度
5-10	$E_{S_{2+3}}$	2.54	42	0.49	19.76	0.30	37.80	19.97	42.23	成熟—高熟
5-80	$E_{S_{2+3}}$	2.48	48	0.70	17.72	0.41	33.69	18.07	48.24	成熟—高熟

3.3 姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)证据

姥鲛烷和植烷的分布特征反映了沉积环境^[21]: 在强还原环境(盐湖相、海相)沉积物及其产物中, 具有低姥植比, 即 $Pr/Ph < 2$, 一般小于 1; 在弱氧化—弱还原的沼泽相煤系及其产物中, 常呈高姥植比, $Pr/Ph > 2.7$; 在河湖相沉积物及其产物中 Pr/Ph 值在 2 左右。即缺氧条件下姥植比低, 氧化条件则姥植比高^[22]。

戴金星等人^[8]综合研究中国多个含油气盆地煤型凝析油和 I、II 型生油岩形成的油型凝析油(部分为原油)的 Pr/Ph 值发现, 油型凝析油(部分为原油)的 Pr/Ph 值绝大部分小于 1.8, 23 个样品的平均值为 1.33, 为植烷均势。而煤型凝析油的 Pr/Ph 值绝大部分大于 2.7, 28 个样品的平均值为 3.95, 具有明显的姥鲛烷优势。这与国外典型煤成油 Pr/Ph 一般大于 3 的姥鲛烷优势特征相一致^[23]。因此, 可借助于凝析油的姥植比鉴别与之同源的煤成气和油型气。

南堡 5 号构造带天然气凝析油或伴生油 Pr/Ph 分布在 0.98~1.58, 5-10 和 5-80 井 Pr/Ph 值在 2 左右是由于原油成熟度较高所致, 属于油型原油伴生气和凝析油伴生气范围, 主峰碳分布在 $C_{15}-C_{23}$, 表明源岩有机质类型主要为水生生物或以水生生物为主的混合型有机质, 也间接表明了南堡 5 号构造带天然气为

油型气。

3.4 成熟度证据

不论是煤型气还是油型气, 其烷烃气碳同位素都与相应烃源岩的演化程度有较好的对应关系, 可根据天然气碳同位素在煤型气和油型气 $\delta^{13}C-R_0$ 两条曲线上对应的 R_0 值与实际烃源岩成熟度的符合程度, 来判断是煤型气还是油型气^[8]。根据国内外多个学者的 $\delta^{13}C-R_0$ 回归方程^[8-10, 24-25], 计算出南堡 5 号构造带天然气的成熟度 R_0 (表 3)。从表 3 看出, 以煤型气公式计算出来的 R_0 明显偏低, 平均值仅为 0.74%, 与南堡凹陷主力烃源岩热演化程度相矛盾, 也与成熟—高成熟凝析油伴生相矛盾; 而采用油型气公式计算出来的 R_0 主要分布在 1.00%~1.50%, 这与南堡凹陷沙一段和沙三段烃源岩成熟度相一致, 间接表明南堡 5 号构造带天然气为来自沙一段和沙三段的油型气。

南堡 5 号构造带天然气成熟度明显分为 2 组, 一组天然气成熟度 R_0 在 1.00% 左右, 主要分布在沙河街组一段以浅碎屑岩和火山岩储层中, 另外一组天然气成熟度 R_0 多在 1.30% 以上, 主要分布在沙河街组二段—三段火山岩储层中。根据烃源岩热演化分析认为来自沙一段烃源岩天然气成熟度 R_0 大多在 1.00%

左右,主要为轻质油伴生天然气;而来自沙三段烃源岩天然气成熟度 R_0 。大多在 1.30% 左右,为凝析油气,这也与南堡凹陷林雀—柳南次凹沙一段和沙三段烃源岩

热演化程度相一致。因此,分析认为,南堡凹陷深层火山岩天然气气源主要来自沙三段烃源岩,其次来自沙一段烃源岩。

表 3 根据天然气碳同位素计算南堡 5 号构造天然气成熟度

Table 3 Maturity calculated by gas carbon isotope values in No. 5 structural belt of Nanpu sag

井号	井段/m	层位	碳同位素/‰			煤型气/%							油型气/%						
			甲烷	乙烷	丙烷	$R_{0,1}$	$R_{0,2}$	$R_{0,3}$	$R_{0,4}$	$R_{0,5}$	$R_{0,6}$	平均值	$R_{0,1}$	$R_{0,2}$	$R_{0,3}$	$R_{0,4}$	$R_{0,5}$	$R_{0,6}$	平均值
10	3151.0~3160.0	Ed ₂	-40.47	-25.98	-25.68	0.65	0.97	0.79	1.01	0.41	0.41	0.71	1.12	1.06	1.32	1.21	1.14	1.09	1.16
10	3059.6~3160.0	Ed ₂	-41.40	-26.40	-28.10	0.61	0.92	0.56	0.96	0.37	0.38	0.63	1.05	0.99	1.29	1.08	1.09	1.04	1.09
13	2874.6~2878.6	Ed ₂	-41.75	-30.38	-28.12	0.59	0.56	0.56	0.62	0.35	0.37	0.51	1.03	0.97	1.08	1.08	1.07	1.01	1.04
13	2874.6~2878.6	Ed ₂	-41.59	-28.66	-27.21	0.60	0.70	0.64	0.75	0.36	0.38	0.57	1.04	0.98	1.17	1.13	1.08	1.02	1.07
5-11	3761.5~3767.3	Ed ₃	-43.90	-30.90	-29.70	0.51	0.53	0.45	0.59	0.28	0.32	0.45	0.90	0.84	1.06	1.00	0.97	0.89	0.94
12-1	4381.6~4405.4	Es ₁	-39.40	-28.25	-26.59	0.70	0.73	0.70	0.78	0.47	0.44	0.64	1.19	1.13	1.19	1.16	1.20	1.17	1.17
12-1	4381.6~4596.0	Es ₁	-41.90	-26.70	-27.90	0.59	0.89	0.58	0.93	0.35	0.37	0.62	1.02	0.96	1.28	1.09	1.07	1.01	1.07
5-98	5050.0~5060.0	Es ₁	-45.10	-33.00	-27.80	0.47	0.41	0.59	0.47	0.24	0.29	0.41	0.83	0.78	0.97	1.10	0.92	0.83	0.90
28	4572.0~4579.0	Es ₂₊₃	-37.90	-25.26	-24.51	0.78	1.06	0.93	1.09	0.55	0.49	0.82	1.31	1.25	1.36	1.28	1.28	1.27	1.29
5-10	4673.1~5099.7	Es ₂₊₃	-36.10	-26.10	-23.50	0.89	0.95	1.08	0.99	0.68	0.56	0.86	1.47	1.40	1.31	1.35	1.39	1.41	1.39
5-10	4673.1~5099.7	Es ₂₊₃	-35.00	-24.40	-21.50	0.96	1.17	1.43	1.20	0.78	0.61	1.02	1.58	1.51	1.41	1.48	1.47	1.51	1.49
5-80	4843.4~4852.2	Es ₂₊₃	-38.50	-24.90	-21.60	0.75	1.10	1.41	1.13	0.52	0.47	0.90	1.26	1.20	1.38	1.47	1.25	1.23	1.30
5-81	4760.0~4765.0	Es ₂₊₃	-37.20	-27.10	-24.90	0.82	0.84	0.88	0.89	0.60	0.52	0.76	1.37	1.31	1.25	1.26	1.32	1.33	1.31
5-81	4760.0~4765.0	Es ₂₊₃	-35.90	-26.20	-25.90	0.90	0.94	0.77	0.98	0.70	0.57	0.81	1.49	1.42	1.30	1.20	1.41	1.43	1.38
5-85	4792.0~4798.0	Es ₂₊₃	-35.70	-24.00	-20.40	0.91	1.23	1.67	1.25	0.71	0.58	1.06	1.51	1.44	1.44	1.56	1.42	1.45	1.47
5-85	4792.0~4798.0	Es ₂₊₃	-35.40	-24.20	-20.90	0.93	1.20	1.55	1.22	0.74	0.59	1.04	1.54	1.47	1.42	1.52	1.44	1.47	1.48

煤型气计算 R_0 。经验公式自 $R_{0,1}$ — $R_{0,6}$ 的公式如下: ①戴金星煤型气 $\delta^{13}C_1 = 14.12lgR_0 - 34.39^{[8]}$; ②戴金星煤型气 $\delta^{13}C_2 = 8.16lgR_0 - 25.71^{[8]}$; ③戴金星煤型气 $\delta^{13}C_3 = 7.12lgR_0 - 24.03^{[8]}$; ④刘文汇煤型气 $\delta^{13}C_2 = 9.149lgR_0 - 26.03^{[9]}$; ⑤徐永昌煤型气 $\delta^{13}C_1 = 40.49lgR_0 - 34^{[10]}$; ⑥Stahl 和 Carey 煤型气 $\delta^{13}C_1 = 14lgR_0 - 28^{[24]}$ 。油型气计算 R_0 。经验公式自 $R_{0,1}$ — $R_{0,6}$ 的公式如下: ①戴金星油型气 $\delta^{13}C_1 = 15.8lgR_0 - 42.2^{[8]}$; ②—④分别为 Fabe 油型气(I、II 型有机质) $\delta^{13}C_1 = 15.4lgR_0 - 41.3$, $\delta^{13}C_2 = 22.6lgR_0 - 32.2$, $\delta^{13}C_3 = 20.9lgR_0 - 29.7^{[25]}$; ⑤徐永昌油型气 $\delta^{13}C_1 = 21.72lgR_0 - 43.31^{[10]}$; ⑥Stahl 和 Carey 油型气 $\delta^{13}C_1 = 17lgR_0 - 42^{[24]}$ 。

东营组天然气成熟度相对较低,天然气成熟度 R_0 主要分布在 1.0% 附近,沙河街组沙一段天然气成熟度较高,天然气成熟度 R_0 分布在 1.0% ~ 1.2%,主要分布在 1.0% 左右,而沙河街组沙二—三段天然气成熟度最高,天然气成熟度 R_0 分布在 1.2% ~ 1.5% (表 3)。

随天然气成熟度增加, $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 值减小(图 5),这与表 3 结论一致,进一步证明南堡 5 号构造带天然气为原油伴生气和凝析油伴生气,主要为烃源岩成熟—高成熟阶段生成的凝析气,这也与 $\delta^{13}C - R_0$ 油型气计算结果相一致,也表明南堡 5 号构造带天然气为油型气。

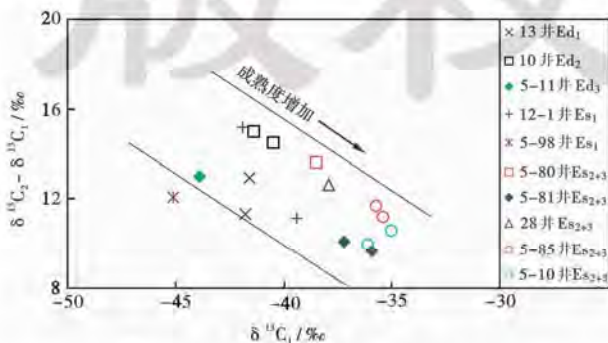


图 5 $\delta^{13}C_1$ 与 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 相关关系

Fig. 5 The carbon isotopic composition of methane versus the difference between methane and ethane

4 天然气来源分析

4.1 南堡 5 号构造带天然气气源

确定不同天然气主力源岩首先是进行气—油对比,然后运用油—源对比确定气源。这个过程通常用正构烷烃单体烃碳同位素进行油—油或油—源对比。南堡凹陷与渤海湾盆地其他富油气凹陷一样,存在多套烃源岩,形成复式生烃系统^[26-27],这给气源对比带来困难。南堡凹陷深层火山岩天然气伴生轻质油或凝析油,结合地质条件,运用天然气稳定碳同位素与伴生原油或凝析油单体烃碳同位素确定深层火山岩天然气气源。

单体烃碳同位素较全油碳同位素更能反映成油母质的性质以及所处的沉积环境,能从分子级别反映单个化合物的来源,已广泛应用于油气源识别、混源定量等油气勘探实践中^[28-30]。从而为油—油、油—源和油—气对比提供更为直观的信息。

南堡凹陷深层火山岩天然气伴生原油或凝析油单体烃碳同位素与天然气稳定碳同位素一样,明显分为两组:一组 5-80 井和 5-10 井原油单体烃同位素变化平缓,随碳数增加,碳同位素逐渐变轻,为半咸水—咸水沉积环境,由于周围水介质中 HCO_3^- 较富 ^{13}C ,所以其形成的干酪根及其产物的 $\delta^{13}C$ 值偏大,有机质来源单一,干酪根以 I 型、II₁ 型为主^[31],为来自沙三段烃源岩;另外一组 5-81、5-11 等井原油单体烃同位素呈

三段式,为陆相断陷湖盆淡水—微咸水湖相的干酪根,其生成的原油单体烃碳同位素值和全油碳同位素值一样富集¹²C,δ¹³C比来自沙三段源岩轻,有多种生物来

源,干酪根以水生生物为主,Ⅱ₁型,为来自沙一段烃源岩,而天然气组分碳同位素与之具有较好的对应关系(图6)。

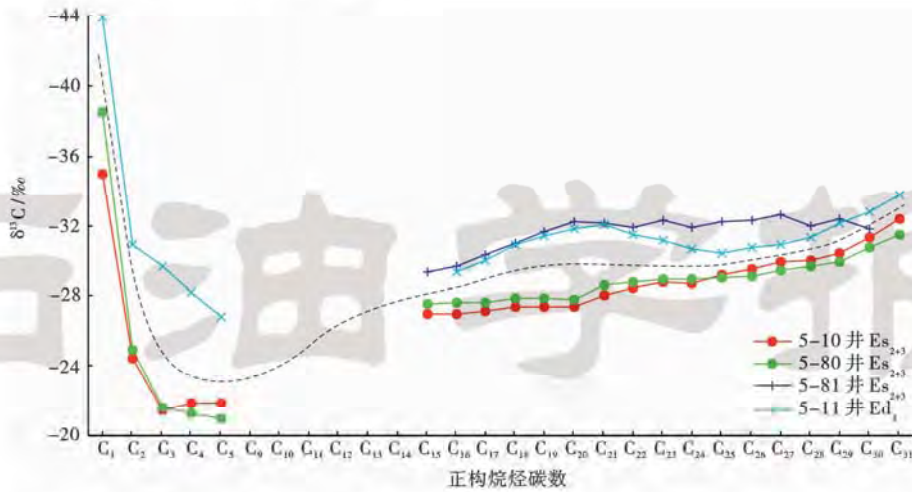


图6 南堡凹陷5号构造带天然气稳定碳同位素与伴生原油或凝析油单体烃碳同位素

Fig. 6 Oil-gas-condensate correlations of stable carbon isotopic composition for the bulk, individual n-alkanes in condensates from Nanpu No. 5 structural belt, Nanpu sag

根据天然气计算成熟度、单体烃碳同位素均得到相同结论,南堡凹陷深层火山岩天然气油气同源,源岩主要为沙三段烃源岩,其次为沙一段烃源岩,是在成熟—高成熟阶段生成的天然气。天然气与凝析油或原油主要通过继承性发育的深大断裂运移到圈闭中聚集成藏^[6]。

油气源对比结果表明,南堡5号构造带沙一段厚层暗色泥岩本身是一套较好盖层,同时是好—优质烃源岩,现今处于生油气高峰,形成烃浓度封闭,因此凝析油主要来自沙三段烃源岩,达到成熟—高成熟阶段,少部分来自沙一段烃源岩,为成熟原油。基于油气同源的分析,认为南堡凹陷深层火山岩天然气主要来自于沙三段高成熟的烃源岩,其次为沙一段成

熟烃源岩。

4.2 成藏模式

南堡5号构造带火山岩气藏分布除了受构造控制外,主要受火山岩单体分布的控制^[7]。火山岩单体内的天然气分布主要有以下4个特征:①大面积席状分布的火山岩单体,岩性以玄武岩为主,火山岩单体顶底物性好,天然气在火山岩单体顶底的局部构造高点富集,在构造的低部位受火山岩物性控制,呈局部富集;②火山岩单体内部天然气呈层状分布,分布位置受火山岩内部储层物性的影响;③透镜状分布的火山岩单体,岩性以火山碎屑岩为主,多形成透镜状的天然气藏(图7);④沙河街组厚层烃源岩为火山岩气藏提供气源的同时又为其提供了良好的盖层。

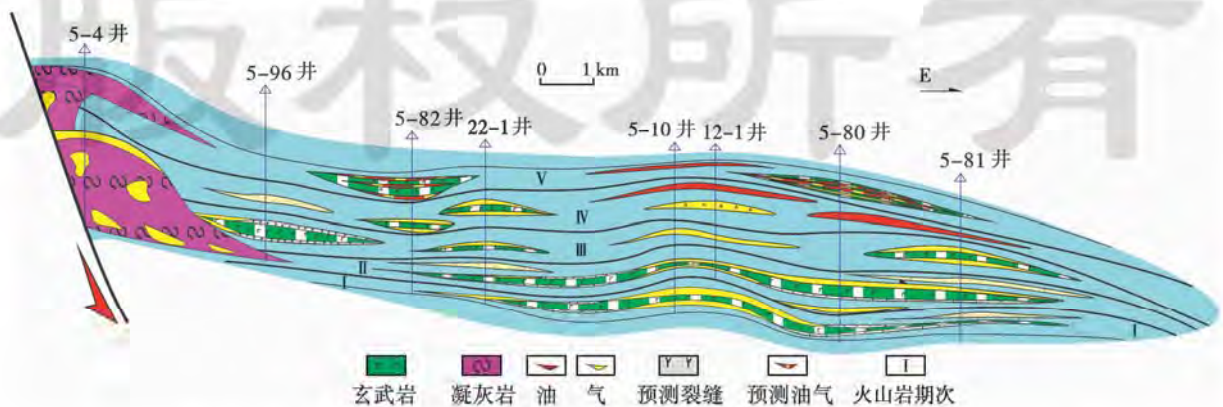


图7 渤海湾盆地南堡凹陷深层火山岩油气成藏模式

Fig. 7 Model of gas accumulation in deep volcanic rocks in Nanpu sag, Bohai Bay Basin

5 结 论

南堡凹陷深层火山岩天然气以烃类气体为主,重烃含量较高,为湿气,具有与凝析油或原油相伴生的特点。天然气碳同位素组成相对较重,运用天然气 $^{13}\text{C}_1$ 与 $\text{C}_1/\text{C}_{2+3}$ 和 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}-\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 图版、 $\delta^{13}\text{C}-R_0$ 方程、伴生油或凝析油姥植比等参数,分析认为南堡凹陷深度火山岩天然气主要为成熟—高成熟阶段生成的油型气,相当于烃源岩镜质体反射率 R_0 在1.00%~1.50%阶段形成的天然气。

通过对天然气伴生凝析油或原油的单体烃碳同位素分析,结合南堡凹陷烃源岩的类型与成熟演化,认为南堡凹陷沙一段以下火山岩储层天然气主力源岩为沙三段烃源岩,以凝析气为主,伴生少量凝析油;沙一段及以上火山岩天然气主力源岩为沙一段烃源岩,以油为主,伴生少量天然气。即沙一段厚层泥岩不但是好烃源岩,处于生烃高峰,而且形成烃浓度封闭,是区域优质盖层。天然气主要通过继承性发育的深大断裂将深层烃源岩生成的天然气运移到火山岩复合岩性圈闭聚集成藏,火山岩气藏分布主要受火山岩单体分布和火山岩相的共同控制。

参 考 文 献

- [1] 朱光有,张水昌. 中国深层油气成藏条件与勘探潜力[J]. 石油学报,2009,30(6):793-802.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of deep reservoirs in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 793-802.
- [2] 邹才能,赵文智,贾承造,等. 中国沉积盆地火山岩油气藏形成与分布[J]. 石油勘探与开发,2008,35(3):257-271.
Zou Caineng, Zhao Wenzhi, Jia Chengzao, et al. Formation and distribution of volcanic hydrocarbon reservoirs in sedimentary basins of China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 257-271.
- [3] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报,2012,33(2):173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations; taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [4] 罗静兰,邵红梅,张成立. 火山岩油气藏研究方法 with 勘探技术综述[J]. 石油学报,2003,24(1):31-38.
Luo Jinglan, Shao Hongmei, Zhang Chengli. Summary of research methods and exploration technologies for volcanic reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1): 31-38.
- [5] 赵政璋,吴国干,胡素云,等. 全球油气勘探新进展[J]. 石油学报,2005,26(6):119-126.
Zhao Zhengzhang, Wu Guogan, Hu Suyun, et al. Recent development of global oil and gas exploration [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 119-126.
- [6] 马乾,鄂俊杰,李文华,等. 黄骅坳陷北堡地区深层火成岩储层评价[J]. 石油与天然气地质,2000,21(4):337-340.
Ma Qian, E Junjie, Li Wenhua, et al. Reservoir evaluation of deep-seated igneous rocks in Beipu region, Huanghua Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(4): 337-340.
- [7] 赵忠新,王建伟,庄东志,等. 南堡凹陷深层火山岩气藏地质特征及评价技术[J]. 石油钻采工艺,2010,32(S1):7-11.
Zhao Zhongxin, Wang Jianwei, Zhuang Dongzhi, et al. Geological features of deep-seated volcanic gas reservoirs of Nanpu sag and its evaluation techniques [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(S1): 7-11.
- [8] 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学 B 辑,1992,22(2):187-193.
Dai Jinxing. Identification and distinction of various alkane gases [J]. Science in China Series B, 1992, 22(2): 187-193.
- [9] 刘文汇,张殿伟,王晓锋,等. 天然气气源对比的地球化学研究[J]. 沉积学报,2004,22(增刊):27-32.
Liu Wenhui, Zhang Dianwei, Wang Xiaofeng, et al. Geochemistry study on gas-source correlation of natural gas [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(S1): 27-32.
- [10] 徐永昌. 天然气成因理论及应用[M]. 北京:科学出版社,1994:68-222.
Xu Yongchang. Theory and application of natural gas genesis [M]. Beijing: Science Press, 1994: 68-222.
- [11] 沈平,徐永昌. 中国陆相成因天然气同位素组成特征[J]. 地球化学,1991,20(2):144-152.
Shen Ping, Xu Yongchang. The isotopic composition of natural gases from continental sediments in China [J]. Geochimica, 1991, 20(2): 144-152.
- [12] Zhu Guangyou, Jin Qiang, Zhang Shuichang, et al. Character and genetic types of shallow gas pools in Jiyang depression [J]. Organic Geochemistry, 2005, 36(11): 1650-1663.
- [13] 刘全有,金之钧,王毅,等. 塔里木盆地天然气成因类型与分布规律[J]. 石油学报,2009,30(1):46-50.
Liu Quanyou, Jin Zhijun, Wang Yi, et al. Genetic type and distribution of natural gas in Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(1): 46-50.
- [14] Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, et al. Formation mechanism and controlling factors of natural gas reservoir of Jialingjiang Formation in Eastern Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(5): 805-816.
- [15] 朱光有,赵文智,梁英波,等. 中国海相沉积盆地富气机理与天然气的成因探讨[J]. 科学通报,2007,52(增刊 I):46-57.
Zhu Guangyou, Zhao Wenzhi, Liang Yingbo, et al. Discussion of gas enrichment mechanism and natural gas origin in marine sedimentary basin, China [J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(Suppl I): 46-57.
- [16] 朱光有,张水昌,梁英波,等. 四川盆地天然气特征及其气源[J]. 地学前缘,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*, 2006, 13(2): 234-248.
- [17] Schoell M. Genetic characterization of natural gases[J]. *AAPG Bulletin*, 1983, 67(12): 2225-2238.
- [18] 朱光有, 张水昌, 王拥军, 等. 渤海湾盆地南堡大油田的形成条件与富集机制[J]. *地质学报*, 2011, 85(1): 97-113.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Wang Yongjun, et al. Forming condition and enrichment mechanism of the Nanpu oilfield in the Bohai Bay Basin, China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2011, 85(1): 97-113.
- [19] 胡惕麟, 戈葆雄, 张义纲, 等. 源岩吸附烃和天然气轻烃指纹参数的开发和应用[J]. *石油实验地质*, 1990, 12(4): 375-393.
Hu Tilin, Ge Baoxiong, Zhang Yigang, et al. The development and application of fingerprint parameters for hydrocarbons absorbed by source rocks and light hydrocarbons in natural gas[J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1990, 12(4): 375-393.
- [20] 胡国艺, 李谨, 李志生, 等. 煤成气轻烃组分和碳同位素分布特征与天然气勘探[J]. *石油学报*, 2010, 31(1): 42-48.
Hu Guoyi, Li Jin, Li Zhisheng, et al. Composition and carbon isotopic distribution characteristics of light hydrocarbon in coal-derived gas and natural gas exploration[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(1): 42-48.
- [21] 姜乃煌, 张水昌, 林永汉, 等. 生物标志物指南: 石油和古代沉积物中的分子化石解释[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
Jiang Naihuang, Zhang Shuichang, Lin Yonghan, et al. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [22] Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, et al. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation [J]. *Nature*, 1978, 272: 212-222.
- [23] 傅家谟, 刘德汉, 盛国英. 煤成烃地球化学[M]. 北京: 科学出版社, 1990.
Fu Jiamo, Liu Dehan, Sheng Guoying. *Geochemistry of coal genetic hydrocarbon* [M]. Beijing: Science Press, 1990.
- [24] Stahl W J, Carey B D. Source-rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware basins, West Texas[J]. *Chem. Geol.*, 1975, 16: 257-267.
- [25] Faber E, Stahl W J. Gaseous hydro carbons of unknown origin found while drilling[J]. *Organic Geochemistry*, 1987, 13(10): 875-879.
- [26] 朱伟林, 葛建党. 渤海海域天然气勘探前景分析[J]. *石油学报*, 2001, 22(2): 8-13.
Zhu Weilin, Ge Jiandang. Gas exploration potential in offshore Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2001, 22(2): 8-13.
- [27] 朱光有, 金强, 张水昌, 等. 陆相断陷盆地复式成烃及成藏系统研究——以济阳坳陷沾化凹陷为例[J]. *石油学报*, 2004, 25(2): 12-18.
Zhu Guangyou, Jin Qiang, Zhang Shuichang, et al. Study on complex hydrocarbon accumulation and reservoir formation in the rift lacustrine basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(2): 12-18.
- [28] 赵孟军, 黄第藩. 不同沉积环境生成的原油单体烃碳同位素分布特征[J]. *石油实验地质*, 1995, 17(2): 171-179.
Zhao Mengjun, Huang Difan. Carbon isotopic distributive characteristics of crude oil monomers produced in different sedimentary environments[J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1995, 17(2): 171-179.
- [29] Hayes J M. Factors controlling ^{13}C contents of sedimentary organic compounds: principles and evidence[J]. *Mairne Geology*, 1993, 113: 111-125.
- [30] Kadir Gurgeya, Philp R P, Clayton C, et al. Geochemical and isotopic approach to maturity-source-mixing estimations for natural gas and associated condensates in the Thrace Basin, NW Turkey [J]. *Applied Geochemistry*, 2005, 20: 2017-2037.
- [31] 关平, 刘文汇, 徐永昌, 等. 原油单体烃碳同位素组成模型的建立及应用[J]. *自然科学进展*, 2003, 13(7): 780-784.
Guan Ping, Liu Wenhui, Xu Yongchang, et al. Development of a model for carbon isotopic distribution characteristics of crude oil monomers and its application [J]. *Progress in Natural Science*, 2003, 13(7): 780-784.

(收稿日期 2012-03-26 改回日期 2012-07-04 责任编辑 熊 英)

版权所有