

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组泥岩与 泥质白云岩热模拟产物特征对比

高 岗¹, 向宝力², 都鹏燕¹, 马万云², 陈哲龙¹, 任江玲², 柳广弟¹

(1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘 要:通过玛湖凹陷风城组湖相泥岩与泥质白云岩加水热模拟试验气态和液态产物组成、产率的对比, 分析了气态和液态产物组成、产率随模拟温度的变化特征。结果表明: 热模拟的烃类气体相对含量随模拟温度升高表现为增加趋势, 而非烃类气体则降低; 气体组成表现为泥质白云岩的 CO₂ 含量低于泥岩, 其他组分含量则相反; 各样品的气体产率均随模拟温度升高而持续增加, 生油高峰温度主要在 330 °C~350 °C 之间, 这明显低于干法热模拟, 与实际地质条件下的温度更接近; 烃源岩中含有碳酸盐对生成石油比天然气更有利; 试验条件下的 CO₂ 主要为有机成因, 但也有碳酸盐的热分解贡献。气态烃的碳同位素组成总体变化幅度较小, 各温度点均表现为油型气特征; 排出油与残留油的正构烷烃主峰碳数、相对高碳数烃的相对含量总体随模拟温度升高而降低; 各样品残留油与排出油的生物标志物参数均有一定变化, 在进行油源对比时应考虑这种变化的影响。

关键词:泥质白云岩; 泥岩; 气态产物; 液态产物; 热模拟; 排出油; 风城组; 玛湖凹陷

中图分类号:TE122; P618.130.1 **文献标志码:**A

Comparison of Thermal Simulation Product Characteristics of Mudstone and Argillaceous Dolomite from Fengcheng Formation in Mahu Sag of Junggar Basin

GAO Gang¹, XIANG Bao-li², DU Peng-yan¹, MA Wan-yun², CHEN Zhe-long¹,
REN Jiang-ling², LIU Guang-di¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum,
Beijing 102249, China; 2. Experimental Testing Institute, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina,
Karamay 834000, Xinjiang, China)

Abstract: Based on contrast of composition and yield of gaseous and liquid thermal simulation experiment products of mudstone and argillaceous dolomite from Fengcheng Formation in Mahu sag, Junggar Basin, the variation features of the liquid and gaseous products with simulation temperature increasing were discussed. The results show that the relative content of thermal simulation gaseous hydrocarbon increases with the rise of simulation temperature, and the non-hydrocarbon's decreases; the content of CO₂ of argillaceous dolomite is less than that of mudstone, and the contents of other gaseous components are opposite; with the rise of simulation temperature, gas product yields gradually increase, and the temperature corresponding to the oil generation peak is 330 °C-350 °C, which is lower than the temperature simulated by dry thermal

收稿日期: 2015-08-02

基金项目: 国家科技重大专项项目(2011ZX05001); 中国石油第四次油气资源评价项目(2013E)

作者简介: 高 岗(1966-), 男, 陕西西安人, 副教授, 工学博士, E-mail: gaogang2819@sina.com。

simulation and is closer to the geological condition; more carbonate in hydrocarbon source rock is advantageous to oil generation; CO_2 is generated mainly by thermal degradation of organic matter and a little by thermal cracking of carbonate in experimental conditions; carbon isotope compositions of gaseous hydrocarbons have lower variation extent and show the features of sapropel type gas; the main peak carbon number and relative content of high carbon number hydrocarbon for *n*-alkanes in expelled oil and residual oil decrease with the simulation temperature increasing; the biomarker parameters for expelled oil and residual oil have certain change, which should be taken into consideration in oil-source contrast application.

Key words: argillaceous dolomite; mudstone; gaseous product; liquid product; thermal simulation; expelled oil; Fengcheng Formation; Mahu sag

0 引言

玛湖凹陷作为准噶尔盆地的主力生烃凹陷,位于该盆地的西北部,面积约 5 000 km²^[1-2]。凹陷以北为克一百断裂带与乌—夏断裂带,西南部和东南部分别为中拐凸起与达巴松凸起,东部由北向南依次为石英滩凸起、英西凹陷、三个泉凸起与夏盐凸起。凹陷内的沉积地层从下到上依次发育上古生界石炭系、二叠系、中生界三叠系、侏罗系、白垩系和新生界第三系与第四系,其中的二叠系风城组为准噶尔盆地西北缘油气的主力烃源岩^[3-5]。风城组烃源岩岩性主要有泥岩类和白云岩类,白云岩往往不纯,或多或少含有一定量的泥质成分;泥岩中也不仅仅含有黏土矿物,还有大量泥质级别的石英、长石等矿物成分和有机质。整个风城组岩石物性总体比较致密,具有形成致密油气的基本条件^[6-10]。大量研究表明,风城组烃源岩生成的油气在玛湖凹陷及其周缘广泛分布,尤其近年在其凹陷的三叠系百口泉组也发现了规模油气聚集,而且风城地区的风城组是目前致密油气的勘探热点之一^[9,11-12]。作为风城组两种重要岩性的白云岩和泥岩类,其沉积环境、有机质类型、成烃特征等都应该存在一定差别。根据已有研究,玛湖凹陷内风城组的白云岩和泥岩类在平面上的主体分布区域有差别^[9],这种差别可能导致区域上原油生物标志物组成特征、原油性质的差异。那么,白云岩和泥岩类在埋藏演化过程中的成烃特征和生物标志物组成有无差异?由于钻井烃源岩分析测试资料并不系统,岩性变化大,难以再现相同岩性源岩连续的演化序列,因而难以完整地进行不同岩性源岩成烃演化特征等方面的对比研究。为此,本文选取风城组泥质白云岩和泥岩进行密闭容器的加水热模拟试验,利用气态、液态产物等信息,对比两种不同岩性的油气生成特征。

1 样品与试验方法

由于凹陷内的风城组埋深大,目前还没有钻井钻遇,所以模拟样品分别选取风南 7 井风城组的灰色泥质白云岩与夏 76 井风城组的灰色泥岩岩芯(图 1、表 1),其镜质体反射率(R_o)分别为 0.74% 和 0.65%,主要处于成熟早期—低成熟晚期阶段。泥质白云岩具有较高的硫含量(质量分数,下同)(4.41%),总有机碳(TOC)为 0.71%,残留烃量(S_1)、热解烃量(S_2)和生烃潜量($S_1 + S_2$)分别为 3.79×10^{-3} 、 1.18×10^{-3} 和 4.97×10^{-3} ,热解峰温(T_{\max})为 401 °C,氢指数(HI)为 166.2×10^{-3} 。泥岩的硫含量相对较低(0.87%),TOC 值为 0.9%,残留烃量、热解烃量和生烃潜量分别为 4.18×10^{-3} 、 3.45×10^{-3} 和 7.63×10^{-3} ,热解峰温为 427 °C,氢指数为 385.5×10^{-3} 。如果同时考虑氢指数和烃指数,则泥质白云岩和泥岩的生烃潜力非常

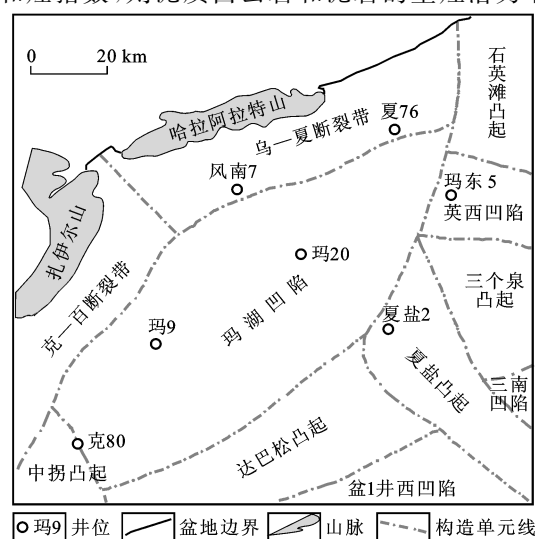


图 1 准噶尔盆地玛湖凹陷基本构造单元分布

Fig. 1 Distribution of Basic Tectonic Elements in Mahu Sag of Junggar Basin

表 1 模拟样品的有机地球化学特征

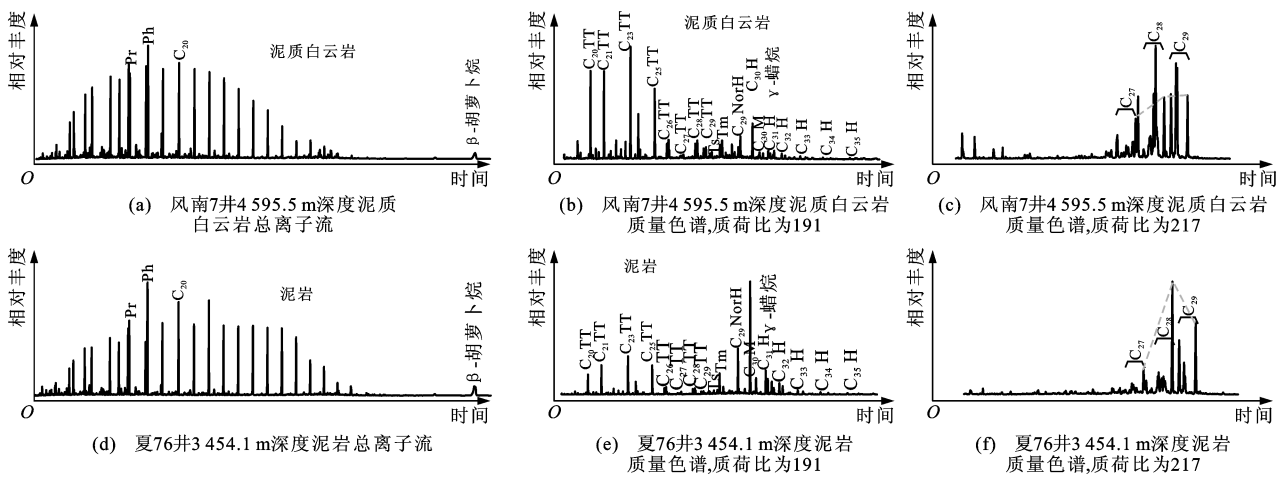
Tab. 1 Organic Geochemical Characteristics of Simulation Samples

井号	深度/m	岩性	硫含量/%	总有机碳/%	残留烃量/ 10^{-3}	热解烃量/ 10^{-3}	热解峰温/ $^{\circ}\text{C}$	生烃潜量/ 10^{-3}	氢指数/ 10^{-3}	R_o /%
风南 7	4 595.5	灰色泥质白云岩	4.41	0.71	3.79	1.18	401	4.97	166.2	0.74
夏 76	3 454.1	灰色泥岩	0.87	0.90	4.18	3.45	427	7.63	385.5	0.65

高,分别为 700×10^{-3} 和 852.2×10^{-3} ,显示腐泥型母质特征。

烃源岩氯仿抽提物中均有较高的饱和烃含量,胶质和沥青质含量较低,其中泥质白云岩的饱和烃、芳香烃、胶质和沥青质含量分别为 86.1%、10.7%、1.6%和 1.6%,泥岩分别为 69.6%、19.9%、2.1%和 8.4%。饱和烃中正构烷烃分布完整,中低碳数异构烷烃也有较高含量(图 2、表 2)。泥质白云岩和泥岩的姥植比(Pr/Ph)分别为 0.62 和 0.50,均显示

还原的母质沉积环境。一定的伽马蜡烷含量表明母质形成于一定盐度的水体中,泥质白云岩和泥岩的伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷值分别为 0.29、0.16,预示了泥质白云岩形成于盐度相对较高的水体中。泥质白云岩、泥岩的正构烷烃奇偶优势比(OEP)和碳优势指数(CPI)都在 1.0 左右,20S/(20R+20S) C_{29} 甾烷值和 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)C_{29}$ 甾烷值显示泥质白云岩的母质成熟度高于泥岩。泥质白云岩的热解峰值($401\text{ }^{\circ}\text{C}$)较低,主要与含白云石有关。



Pr 代表姥烷;Ph 代表植烷; C_{20} 代表碳数为 20 的正构烷烃;TT 代表三环萜烷;H 代表藿烷;M 代表莫烷; C_{27} 、 C_{28} 与 C_{29} 分别为 $\alpha\alpha$ -20R- C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 正构甾烷

图 2 模拟样品饱和烃总离子流和质量色谱

Fig. 2 Total Ion and Mass Chromatograms of Saturated Hydrocarbons of Simulation Samples

表 2 模拟样品氯仿抽提物饱和烃参数

Tab. 2 Parameters of Saturated Hydrocarbon in Chloroform Bitumen from Simulation Samples

参数	泥质白云岩	泥岩	参数	泥质白云岩	泥岩
Pr/Ph 值	0.62	0.50	伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷值	0.29	0.16
Pr/ n - C_{17} 值	0.90	1.16	CPI 值	1.05	1.01
Ph/ n - C_{18} 值	1.45	2.76	20S/(20R+20S) C_{29} 甾烷值	0.46	0.39
OEP 值	1.07	0.95	$\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)C_{29}$ 甾烷值	0.59	0.28

采用密闭金属容器的加水热模拟方法进行烃源岩生烃模拟试验。选取 $310\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $330\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $370\text{ }^{\circ}\text{C}$ 共 4 个温度点,模拟时间为 24 h。热模拟前将岩芯

样品粉碎至小于 1 mm 粒径的岩石粉末,混合均匀,分成四等份,分别进行 4 个温度点的热模拟试验。具体试验过程见文献[13]。

2 试验结果与讨论

通过热模拟试验主要获得气态和液态产物两部分,其中的气态产物包括烃类和非烃类。对气态产物进行气相色谱分析,获得气态产物组分的体积分数,对主要烃类组分和 CO_2 进行碳同位素组成分析。根据收集的气态、液态产物与样品原始有机碳含量,计算了不同样品在不同模拟温度下的气态产物产率($\text{mL}\cdot\text{g}^{-1}$)和液态产物产率(10^{-3}),根据气态产物产率和气体组成数据计算了烃类气体的产率($\text{mL}\cdot\text{g}^{-1}$)。

2.1 气态产物组成特征

热模拟气态产物由烃和非烃类气体组成,其中非烃气体组分主要有 CO_2 、 H_2 、 N_2 ,还有部分 O_2 ;烃类气体包括饱和烃和烯烃类,以饱和烃为主,烯烃体积分数相对较低(表3)。自然界天然气中几乎全为饱和烃,模拟条件下的烯烃存在表明自然系统与试验系统生烃机理存在一定差异^[14]。从气体组分来看,随着模拟温度升高,烃类气体和 H_2 体积分数主要为增加趋势,但非烃中的 CO_2 、 O_2 、 N_2 体积分数主要随温度升高而降低(表3)。这种成分体积分数的变化表明,温度升高利于气态烃类的形成,非烃气相主要在有机质演化的早中期形成。不同模拟温度下,泥质白云岩的烃类气体组分、 O_2 、 N_2 与 H_2 体积分数总体均高于泥岩,只有 CO_2 体积分数总体低于泥岩。自然界天然气中 H_2 体积分数普遍很低,模拟条件下生成相对较多的 H_2 预示了地下有机质在演化过程中应该也有 H_2 的生成,只不过由于其强烈的化学活性和扩散作用,难以有效保存。 CO_2 的形成对于地层中酸性成岩环境的形成有重要作用,这对于次生溶蚀孔隙的形成极为有利,另外由于 CO_2 极易与环境发生各种化学作用,在实际气藏中往往含量较低。相同温度下泥质白云岩的 N_2 体积分数明显高于泥岩,而实际气藏中的 N_2 体积分数

表3 热模拟气体成分组成数据

Tab.3 Gas Composition Data of Thermal Simulation Samples

气体组分	不同样品温度(℃)下泥质白云岩气体成分组成/%			不同样品温度(℃)下泥岩气体成分组成/%		
	330	350	370	330	350	370
甲烷(CH_4)	0.86	5.75	8.66	1.95	4.86	5.43
乙烷(C_2H_6)	0.23	2.33	4.46	0.63	2.02	2.50
乙烯(C_2H_4)		0.14	0.11	0.06	0.11	0.07
丙烷(C_3H_8)	0.26	3.30	5.79	1.27	2.72	4.31
丙烯(C_3H_6)	0.06	0.66	0.82	0.18	0.37	0.39
异丁烷(iC_4)	0.04	0.66	1.34	0.19	0.71	1.02
正丁烷($n\text{-C}_4$)	0.06	0.93	1.89	0.2	0.69	1.03
1-丁烯(C_4H_8)		0.36	0.33	0.09	0.12	0.08
反-2-丁烯($\text{t-C}_4\text{H}_8$)		0.18	0.30	0.04	0.14	0.14
顺-2-丁烯($\text{c-C}_4\text{H}_8$)		0.40	0.74	0.02	0.44	0.68
异戊烷(iC_5)		0.11	0.17	0.02	0.08	0.09
正戊烷($n\text{-C}_5$)		0.25	0.47	0.08	0.31	0.42
O_2	15.88	5.52	4.33	12.49	5.15	1.83
N_2	80.87	50.29	35.21	58.82	43.53	14.15
H_2		9.70	8.95		8.02	5.28
CO_2	1.74	19.41	26.42	23.88	30.72	62.57

有较大的变化范围,在分析 N_2 体积分数变化时,应考虑不同岩性烃源岩的 N_2 生成特点。

2.2 气态产物与液态产物产率特征

根据试验结果,泥质白云岩和泥岩的气态产物产率总体较高,均随温度升高而增加。在各温度点,泥岩的总气态产物产率均高于泥质白云岩,其中泥质白云岩的气态产物产率在 330 ℃ 时为 477.3 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$,在 350 ℃ 时为 531.5 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$,在 370 ℃ 时达到 673.5 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$ 。相应的泥岩总气态产物产率分别为 513.0、587.7、812.0 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$ (图3)。气态产物中的气态烃产率也随模拟温度升高而增加,但增加幅度大于总气态产物。泥质白云岩在 330 ℃ 时的气态烃产率为 7.2 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$,在 350 ℃ 时为 80.1 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$,到 370 ℃ 时迅速增加到 168.9 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$;泥岩相应温度时的气态烃产率分别为 24.3、73.9、131.2 $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$ (图4)。由此可见,在气体的相对组成中,泥质白云岩比泥岩更利于气态烃的形成。

液态产物产率随温度升高先增加而后降低,泥质白云岩产率高峰在 330 ℃ 左右,泥岩产率高峰在 350 ℃ 左右。因2个源岩样品均已成熟,所以液态

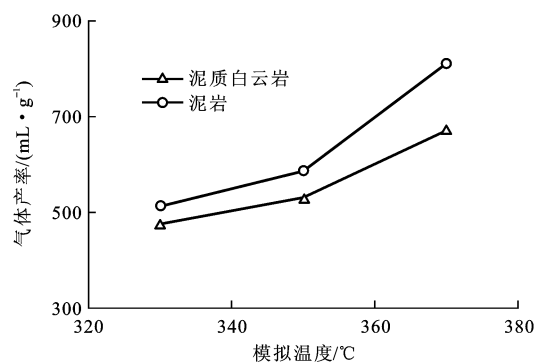


图3 热模拟气态产物产率-模拟温度关系

Fig.3 Relationships Between Thermal Simulation Gaseous Product Yield and Temperature

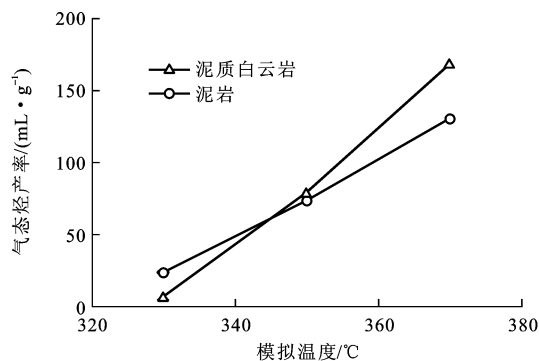


图4 热模拟气态烃产率-模拟温度关系

Fig.4 Relationships Between Thermal Simulation Gaseous Hydrocarbon Yield and Temperature

产率总体不高,其中泥质白云岩在 310 ℃ 时液态产率为 230.8×10^{-3} ,在 330 ℃ 时达到高峰 335.2×10^{-3} ,之后在 350 ℃ 和 370 ℃ 依次降低,分别为 191.8×10^{-3} 和 172.4×10^{-3} 。泥岩的液态产物产率从 310 ℃ 到 350 ℃ 依次增加,从 43.3×10^{-3} 、 116.7×10^{-3} 到 164.6×10^{-3} ,370 ℃ 时又下降到 92.3×10^{-3} (图 5)。气油比(气态烃与液态石油产率的比值)均随温度升高而增加,泥质白云岩的气油比从 330 ℃ 时的 $0.02 \text{ mL} \cdot \text{mg}^{-1}$ 增加到 350 ℃、370 ℃ 时的 0.42 、 $0.98 \text{ mL} \cdot \text{mg}^{-1}$,相应温度点泥岩的气油比则依次为 0.21 、 0.45 、 $1.42 \text{ mL} \cdot \text{mg}^{-1}$ (图 6)。各温度点的液态产物产率表现为泥质白云岩高于泥岩,气油比则表现为泥岩高于泥质白云岩,表明泥质白云岩比泥岩更倾向于生成石油,相对生气能力不及泥岩。

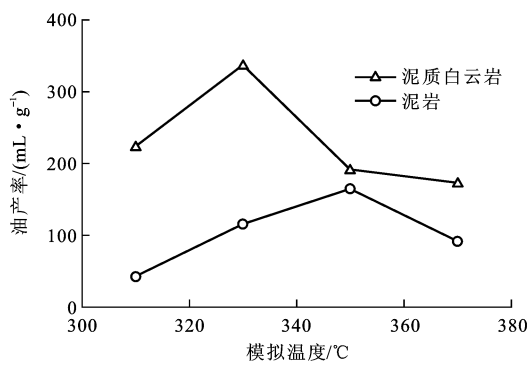


图 5 热模拟液态产物产率-模拟温度关系
Fig. 5 Relationships Between Thermal Simulation Liquid Product Yield and Temperature

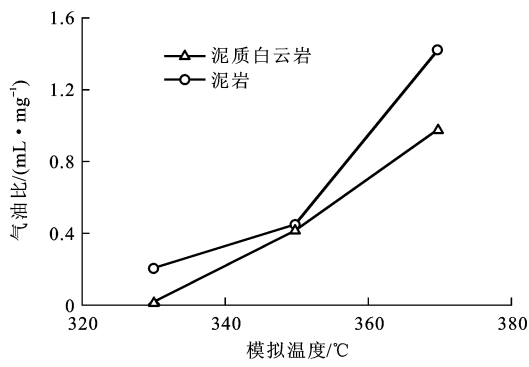


图 6 热模拟气油比-模拟温度关系
Fig. 6 Relationships Between Yield Ratio of Gas Hydrocarbon to Liquid Product and Temperature

2.3 气态烃碳同位素组成特征

气态烃类和 CO₂ 的碳同位素组成分析表明,烃类碳同位素组成总体比较轻(表 4)。甲烷明显比乙烷和丙烷碳同位素组成轻,乙烷与丙烷的碳同位素组成更接近,但明显比丁烷碳同位素组成轻(表 4、

图 7)。从 330 ℃、350 ℃ 到 370 ℃,泥质白云岩和泥岩的甲烷碳同位素组成分别由 -43.3‰ 变化到 -41.7‰ 和由 -41.3‰ 变化到 -42.9‰ ,数据变化范围小于 1.3‰ ,幅度不是很大(表 4)。不同温度点的乙烷和丙烷碳同位素组成均表现为泥质白云岩比泥岩要轻,但总体均保持了油型气特征^[15-16]。丁烷和戊烷类的碳同位素组成总体也在较小的范围内变化(图 7)。相同碳数的烯烃类碳同位素组成比饱和烃类重,乙烷与乙烯的碳同位素组成差别比丙烷和丙烯的碳同位素组成差别小(表 4),显示了在热模拟生烃演化过程中,较重的 ¹³C 同位素更倾向于形成 C=C 键而富集在烯烃中。CO₂ 的碳同位素组成总体有较大的变化范围,泥质白云岩的 CO₂ 碳同位素

表 4 热模拟样品不同模拟温度对应的气态烃类碳同位素组成

Tab. 4 Gas Hydrocarbon Isotope Carbon Compositions at Different Temperatures of Thermal Simulation Samples

气体组分	不同样品温度(℃)下泥质白云岩碳同位素组成/‰			不同样品温度(℃)下泥岩碳同位素组成/‰		
	330	350	370	330	350	370
甲烷(CH ₄)	-43.3	-41.7	-41.7	-41.3	-42.2	-42.9
乙烯(C ₂ H ₄)		-29.4	-26.8	-26.6	-24.4	-25.5
乙烷(C ₂ H ₆)	-36.3	-38.2	-38.4	-35.9	-36.2	-37.7
丙烯(C ₃ H ₆)		-33.2	-29.8	-32.3	-30.6	-29.6
丙烷(C ₃ H ₈)	-37.2	-37.6	-37.1	-36.1	-36.0	-36.9
异丁烷(iC ₄)		-36.2	-35.1	-35.7	-34.8	-34.7
正丁烷(n-C ₄)	-32.6	-33.9	-33.1	-33.2	-33.4	-34.4
异戊烷(iC ₅)		-33.4	-32.6	-33.3	-33.3	-33.1
正戊烷(n-C ₅)		-30.7	-30.0	-31.6	-31.5	-31.6
CO ₂	-14.1	-7.8	-5.1	-7.6	-7.6	-18.0

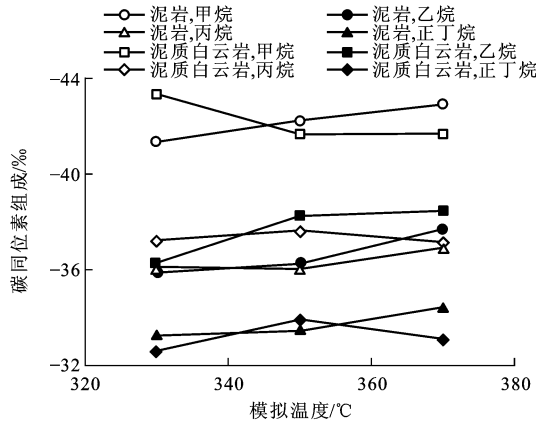


图 7 气态烃碳同位素组成-模拟温度关系
Fig. 7 Relationships Between Gas Hydrocarbon Carbon Isotope Composition and Simulation Temperature

组成在较低温度(330 °C)下显示低值,温度增加,碳同位素组成变重;泥岩的 CO₂ 碳同位素组成则在较低温度(330 °C)下较重,较高温度下变轻(表 4)。由此可见,不同岩性 CO₂ 碳同位素组成的变化存在一定差异,但其碳同位素组成一般都比-5‰要轻。据气藏天然气的分析结果,有机 CO₂ 碳同位素组成一般都轻于-8‰,主频分布在-17‰~-12‰;无机 CO₂ 碳同位素组成主频分布在-6‰~-3‰^[17]。据此综合推测,CO₂ 既有有机成因,又有无机成因。考虑到热模拟中碳酸盐与有机质生成的 CO₂ 混合在一起,同时从各温度点泥岩的气体组成中 CO₂ 含量普遍高于泥质白云岩的实际来看,有机质热降解作用形成的 CO₂ 应该是主要的,但碳酸盐热分解也可形成一定量的 CO₂。

2.4 液态产物组成及其演化特征

热模拟试验中,把从岩石颗粒排出的油定义为排出油,残留在岩石颗粒内通过抽提获得的油定义为残留油,二者之和为总液态产物。分别对排出油和残留油进行族组分分离与定量、饱和烃 GC-MS 等分析。从饱和烃总离子流(TIC)图(图 8)来看,泥质白云岩与泥岩的排出油与残留油的饱和烃组成均以正构烷烃为主,正构烷烃碳数分布范围主要都在 13~35 之间,主峰碳数均随模拟温度升高而逐渐降低,这主要与高温下高分子烃的裂解有关^[18]。

石油饱和烃的 Pr/Ph 值越高,其母质沉积水体的氧化性越强,Pr/Ph 值越低,沉积水体的还原性越强^[18-20]。一般来说,盐湖、咸水湖有机质的 Pr/Ph 值普遍低于 0.8,具植烷优势;微咸水—淡水环境湖相 Pr/Ph 值介于 0.8~2.8 之间;淡水湖相的 Pr/Ph 值普遍大于 2.8,最高可大于 4^[21]。不同样品的残留油与排出油的 Pr/Ph 值变化幅度均不是很大,主要在 0.5~0.8 之间变化(图 9),基本可以反映其母质沉积时的盐湖、咸水湖相还原环境。不同样品残留油与排出油的饱和烃 Pr/*n*-C₁₇ 值和 Ph/*n*-C₁₈ 值具有随模拟温度升高而降低的趋势(图 9),表明了成熟度升高,异构烷烃相对于正构烷烃更易裂解的特征。同时,在相同温度点,排出油的 Pr/*n*-C₁₇ 值和 Ph/*n*-C₁₈ 值要高于残留油,说明排出油中有更多的异构烷烃,即相近分子量的异构烷烃比正构烷烃更易排出烃源岩。这指示了在利用 Pr/*n*-C₁₇ 和 Ph/*n*-C₁₈ 值进行油源对比分析时应注意成熟度和排烃过程的影响。

不同模拟样品的排出油与残留油的萘烷与甾烷组成随模拟温度升高均发生一定的规律变化

(图 10、11),其中萘烷中的三环萘烷含量相对于五环三萘烷、孕甾烷与升孕甾烷含量相对于 C₂₇~C₂₉ 甾烷明显增加了,但反映成熟度的 ααα-20S-C₂₉、αββ-20S-C₂₉、αββ-20S-C₂₉ 与 ααα-20R-C₂₉ 甾烷的分布特征变化不明显(图 10、11)。泥质白云岩原始样品的饱和烃中 C₂₀、C₂₁ 与 C₂₃ 三环萘烷呈上升型分布,随着模拟温度升高,排出油与残留油均逐渐变为“V”字形、“L”字形至下降型(图 10、11)。泥岩排出油的 C₂₀、C₂₁ 与 C₂₃ 三环萘烷在模拟温度到 350 °C 时仍为上升型,但到 370 °C 时的 C₂₃ 三环萘烷含量明显降低,残留油则由上升型最终在温度较高时也转为下降型。这种 C₂₀、C₂₁ 与 C₂₃ 三环萘烷分布形式随演化程度提高发生的变化,提示在进行油源对比时应适当考虑分布形式变化的影响。

在相同模拟温度下泥质白云岩与泥岩的 20S/(20S+20R)-C₂₉ 甾烷存在明显的系统差别(图 12),即使较高温度下的泥岩 20S/(20S+20R)-C₂₉ 甾烷也低于较低温度下的 20S/(20S+20R)-C₂₉ 甾烷,这提示了模拟温度即使相同,也不能使不同成熟度的烃源岩样品达到相同的热演化程度,表明热模拟与自然的热演化条件之间存在差别,也说明许多生物标志物参数不仅与热演化程度有关,与母质类型也有密切关系,在进行油源对比时应考虑这些因素。

不同样品的甾烷、萘烷参数随模拟温度升高均有一定变化,但变化幅度和趋势均有一定差异。不同模拟样品的 ααα-20R-C₂₇/C₂₉ 甾烷总体随模拟温度升高而增加,但泥质白云岩残留油各温度点均高于排出油,而泥岩在较低温度下排出油与残留油接近,温度较高时,泥岩残留油高于排出油(图 12)。20S/(20S+20R)-C₂₉ 甾烷随模拟温度升高而增加,符合一般热演化规律,各温度点总体表现为残留油略高于排出油。与原始泥质白云岩和泥岩样品的 20S/(20S+20R)-C₂₉ 甾烷分别为 0.46 和 0.39 相比,模拟条件下的该值明显提高了。

Ts/Tm 值、伽马蜡烷/C₃₀ 藿烷值等多数参数均具有随模拟温度升高而增加的总趋势(图 13),但变化幅度各有差异,在较低与较高温度下排出油与残留油参数的高低也有明显变化,其中 Ts/Tm 值在较低温度表现为残留油总体低于排出油,而在较高温度下则相反(图 13)。不同样品排出油与残留油各参数随模拟温度或成熟度变化的差异对于油源对

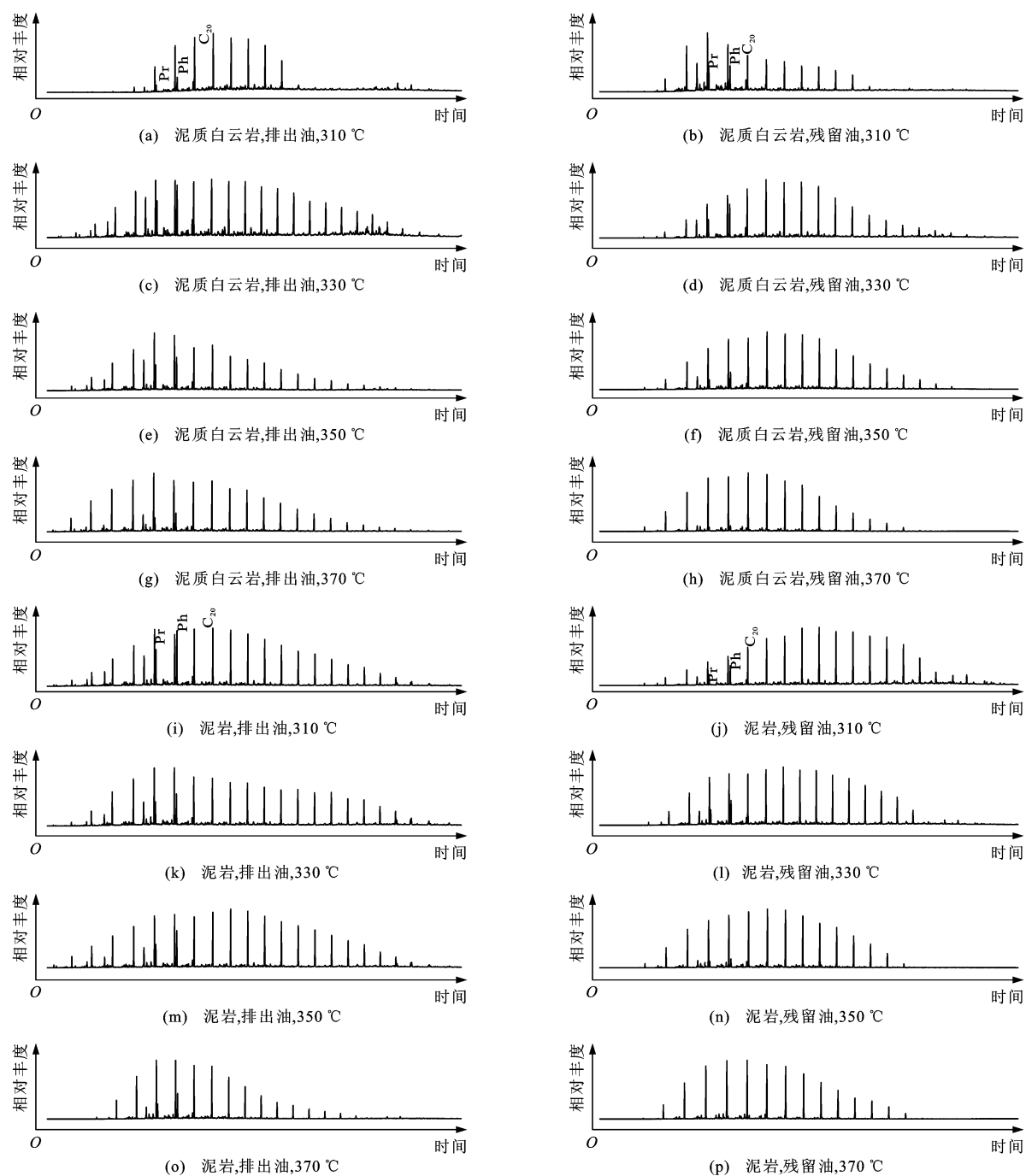


图8 热模拟样品排出油与残留油饱和烃总离子流

Fig. 8 Total Ion Chromatograms of Saturated Hydrocarbon in Expelled Oil and Residual Oil of Thermal Simulation Samples

比有一定影响。

3 结 语

风城组泥岩与泥质白云岩均有较高的生烃潜力。各样品的热模拟烃类气体含量随模拟温度升高呈增加的趋势,非烃气体则相反。泥岩的烃类气体组分、 O_2 、 N_2 与 H_2 体积分数总体均低于泥质白云岩, CO_2 体积分数高于泥质白云岩。 CO_2 主

要为有机质热降解成因,少部分为碳酸盐分解形成。各样品的液态产物产率随模拟温度升高先增加而后降低,气体产率持续增加,其中泥质白云岩的生油能力高于泥岩,预示了烃源岩中含有碳酸盐更利于石油的形成。模拟条件下的气态烃碳同位素组成总体变化幅度不是很大,基本保持了油型气特征。各温度点的正构烷烃主峰碳数、相对高碳数烃的相对含量均随模拟温度升高而逐渐降

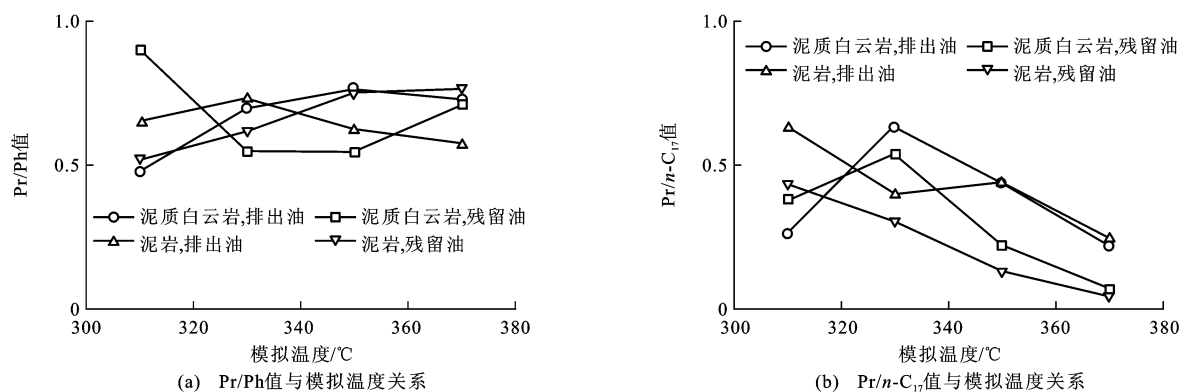


图9 排出油与残留油 Pr/Ph 值、Pr/n-C₁₇ 值与模拟温度关系

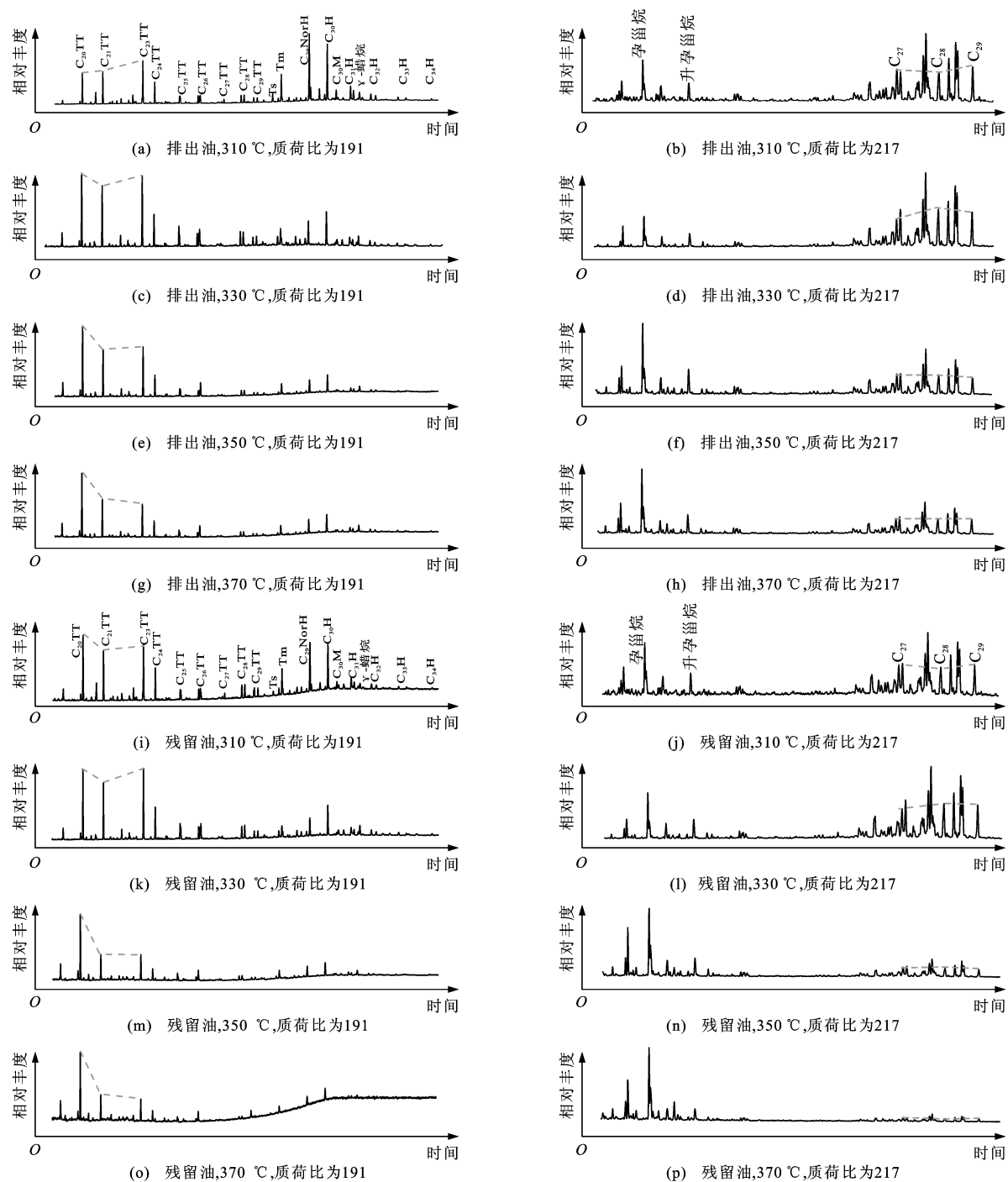
Fig. 9 Relationships Between Pr/Ph, Pr/n-C₁₇ of Expelled Oil and Residual Oil and Simulation Temperature

低;不同样品残留油与排出油的生物标志物参数普遍存在一定变化,这指示在进行油源对比时应考虑这种变化的影响。

参考文献:

References:

- [1] 雷德文,阿布力米提,唐 勇,等.准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组油气高产区控制因素与分布预测[J].新疆石油地质,2014,35(5):495-499.
LEI De-wen, ABULIMITI, TANG Yong, et al. Controlling Factors and Occurrence Prediction of High Oil-gas Production Zones in Lower Triassic Baikouquan Formation of Mahu Sag in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 495-499.
- [2] 陈刚强,安志渊,阿布力米提,等.玛湖凹陷及其周缘石炭—二叠系油气勘探前景[J].新疆石油地质,2014,35(3):259-263.
CHEN Gang-qiang, AN Zhi-yuan, ABULIMITI, et al. Petroleum Exploration Prospects of Carboniferous-Permian in Peripheral Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(3): 259-263.
- [3] 王绪龙,康素芳.准噶尔盆地腹部及西北缘斜坡区原油成因分析[J].新疆石油地质,1999,20(2):1-7.
WANG Xu-long, KANG Su-fang. Analysis of Crude Oil Origin in Hinterland and Slope of Northwestern Margin, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(2): 1-7.
- [4] 张立平,王社教,瞿 辉.准噶尔盆地原油地球化学特征与油源讨论[J].勘探家,2000,5(3):30-35.
ZHANG Li-ping, WANG She-jiao, QU Hui. Geochemistry of Crude Oil and Oil-source Analysis of Junggar Basin[J]. Petroleum Explorationist, 2000, 5(3): 30-35.
- [5] 李 剑,姜正龙,罗 霞,等.准噶尔盆地煤系烃源岩及煤成气地球化学特征[J].石油勘探与开发,2009,36(3):365-374.
LI Jian, JIANG Zheng-long, LUO Xia, et al. Geochemical Characteristics of Coal-measure Source Rocks and Coal-derived Gas in Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 365-374.
- [6] MOUNT J F. Mixing of Silicilastics and Carbonate Sediments in Shallow Shelf Environments[J]. Geology, 1984, 12(7): 432-435.
- [7] TIRSGAARD H. Cyclic Sedimentation of Carbonate and Siliciclastic Deposits on a Late Precambrian Ramp: The Elisabeth Bjerg Formation (Eleonore Bay Supergroup), East Greenland [J]. Journal of Sedimentary Research, 1996, 66(4): 699-712.
- [8] 徐 伟,陈开远,曹正林,等.咸化湖盆混积岩成因机理研究[J].岩石学报,2014,30(6):1804-1816.
XU Wei, CHEN Kai-yuan, CAO Zheng-lin, et al. Original Mechanism of Mixed Sediments in the Saline Lacustrine Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2014, 30(6): 1804-1816.
- [9] 匡立春,唐 勇,雷德文,等.准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J].石油勘探与开发,2012,39(6):657-668.
KUANG Li-chun, TANG Yong, LEI De-wen, et al. Formation Conditions and Exploration Potential of Tight Oil in the Permian Saline Lacustrine Dolomitic Rock, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 657-668.
- [10] 潘晓添,郑荣才,文华国,等.准噶尔盆地乌尔禾地区风城组云质致密油储层特征[J].成都理工大学学报:自然科学版,2013,40(3):315-325.
PAN Xiao-tian, ZHENG Rong-cai, WEN Hua-guo, et al. Tight Oil Reservoir of Permian Fengcheng Formation in Urho Area, Junggar Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science and Tech-



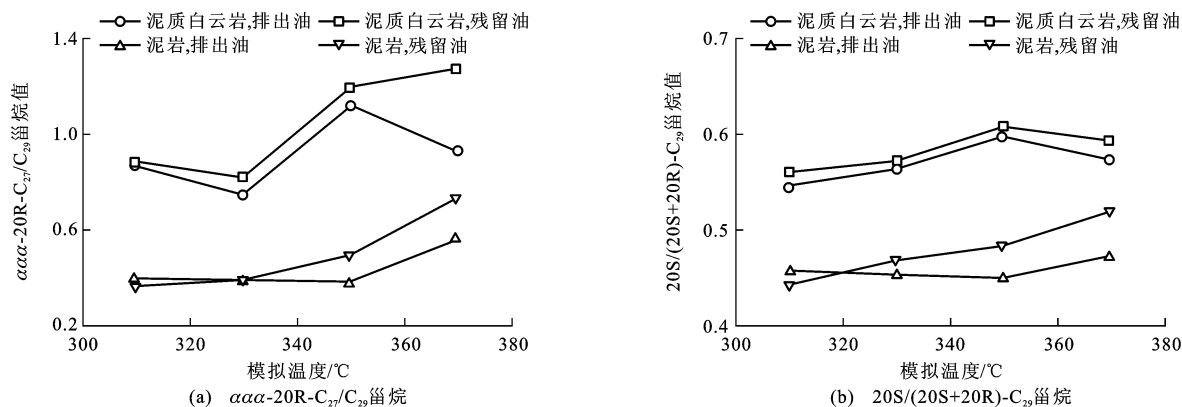
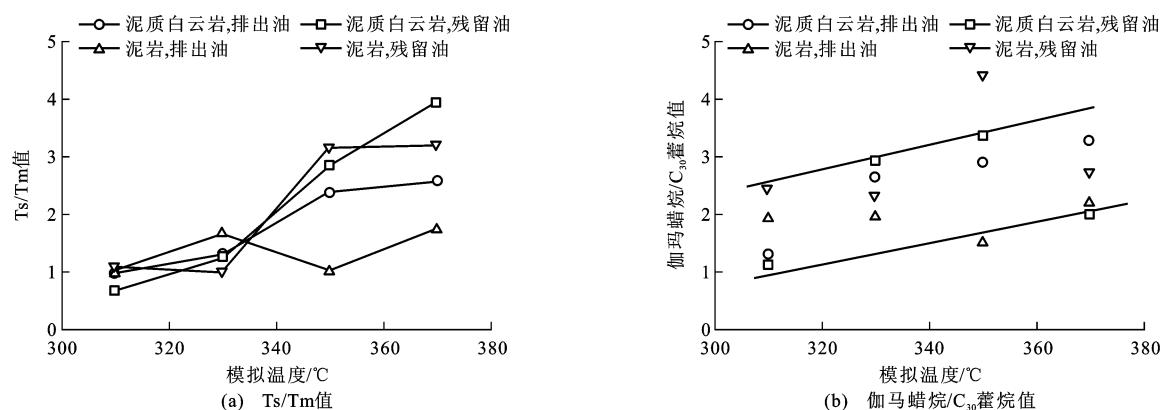
TT 代表三环萜烷;H 代表藿烷;M 代表莫烷; C_{27} 、 C_{28} 与 C_{29} 分别为 $\alpha\alpha\alpha$ -20R- C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 正规甾烷

图 10 泥质白云岩排出油和残留油饱和烃质量色谱

Fig. 10 Mass Chromatograms of Saturated Hydrocarbon in Expelled Oil and Residual Oil of Argillaceous Dolomite nology Edition, 2013, 40(3): 315-325.

- [11] 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 Cai-neng, ZHU Ru-kai, WU Song-tao, 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.
[12] 邹才能,杨 智,崔景伟,等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14-20.
ZOU Cai-neng, YANG Zhi, CUI Jing-wei, et al. Formation Mechanism, Geological Characteristics and Development Strategy of Nonmarine Shale Oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40

图 12 $\alpha\alpha\alpha\text{-}20\text{R-C}_{27}/\text{C}_{29}$ 、 $20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})\text{-C}_{29}$ 甾烷与模拟温度的关系Fig. 12 Relationships of $\alpha\alpha\alpha\text{-}20\text{R-C}_{27}/\text{C}_{29}$, $20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})\text{-C}_{29}$ Sterane and Simulation Temperature图 13 热模拟样品 Ts/Tm 值、伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷-模拟温度关系Fig. 13 Relationships of Ts/Tm , Gamacerane/ C_{30} Hopane and Simulation Temperature

Natural Gas Geoscience, 1993, 4(2/3): 1-40.

- [16] 徐永昌, 刘文汇, 沈平. 含油气盆地油气同位素地球化学研究概述[J]. 沉积学报, 2001, 19(2): 161-168.

XU Yong-chang, LIU Wen-hui, SHEN Ping. A Review of Isotope Geochemical Researches on Oil and Gas in Oil and Gas Bearing Basins[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(2): 161-168.

- [17] 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 Jin-xing. Identification of Various Genetic Natural Gases[J]. China Offshore Oil and Gas: Geology, 1992, 6(1): 11-19.

- [18] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum Formation and Occurrence[M]. Berlin: Springer-Verlag, 1984.

- [19] PETERS K E, MOLDOWAN J M. The Biomarker Guide;

Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments[M]. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1993.

- [20] 王铁冠. 生物标志物地球化学研究[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1990.

WANG Tie-guan. Study on Biomarkers Geochemistry [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1990.

- [21] 梅博文, 刘希江. 我国原油中异戊间二烯烷烃的分布及其与地质环境的关系[J]. 石油与天然气地质, 1980, 1(2): 99-115.

MEI Bo-wen, LIU Xi-jiang. The Distribution of Isoprenoid Alkanes in China's Crude Oil and Its Relation with the Geologic Environment[J]. Oil and Gas Geology, 1980, 1(2): 99-115.