

不同类型优质烃源岩生排油气模式

秦建中^{1,2}, 申宝剑^{1,2}, 腾格尔^{1,2}, 郑伦举^{1,2}, 陶国亮^{1,2}, 付小东^{1,2}, 张玲珑^{1,2}

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126;

2. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126)

摘要: 利用地层孔隙异常压力热模拟实验分别对硅质型、钙质型与粘土型优质烃源岩进行分析, 生排油气模拟结果表明: (1) 成熟早中期硅质型优质烃源岩排油量与排油效率最高, 早期主要以重质油排出为主, 排油效率高达 50% 左右; 钙质型优质烃源岩次之, 排油效率一般在 30% 左右; 粘土型优质烃源岩排油效率一般只有 4% ~ 11%。(2) 在成熟中晚期, 硅质型优质烃源岩排油效率最高, 但是钙质型烃源岩增加迅速达 65%, 粘土型烃源岩增加不明显。(3) 成熟晚期—高成熟阶段, 硅质型和钙质型优质烃源岩排油效率变化不明显, 而粘土型烃源岩排油效率则从 20% 迅速增加到 90%。硅质型、钙质型和粘土型优质烃源岩生排油气模式之间最大的差异是它们在成熟早中期排油效率和排油量不同。

关键词: 优质烃源岩; 排油效率; 生排油气模式; 动态演化

中图分类号: TE122.1⁺15

文献标识码: A

Hydrocarbon generation and expulsion pattern of different types of excellent source rocks

Qin Jianzhong^{1,2}, Shen Baojian^{1,2}, Tenger^{1,2}, Zheng Lunju^{1,2}, Tao Guoliang^{1,2}, Fu Xiaodong^{1,2}, Zhang Linglong^{1,2}

(1. Wuxi Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. SINOPEC Key Laboratory for Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: Semi-closed pyrolysis experiments were conducted in order to evaluate what controls the hydrocarbon generation and expulsion efficiency for three types of excellent source rocks (siliceous, calcareous and clay ones). Each type of source rock has different relative hydrocarbon expulsion efficiencies in the stage of early-middle oil window, where siliceous source rock has the highest oil expulsion efficiency and oil expulsion quantity, reaching to 50%, and the expelled products are dominated by heavy oil. This is followed by calcareous source rock, about 30%. The oil expulsion efficiency of clay source rock is the lowest, about 4% - 11%. During the middle-late maturation stage, siliceous source rock tends to achieve the highest expulsion efficiency first, followed by calcareous source rock (65%) and then clay source rock. During the late and high-mature stage, the oil expulsion efficiencies of siliceous and calcareous source rocks do not change obviously, while the oil expulsion efficiency of clay source rock increases rapidly from 20% to 90%. The models of hydrocarbon generation and expulsion of three types of excellent source rocks are different in the stage of early-middle oil window.

Key words: excellent source rock; oil expulsion efficiency; hydrocarbon generation and expulsion model; dynamic evaluation

优质烃源岩($\omega(\text{TOC}) \geq 2\%$)是含油气系统和油气成藏的物质基础,对陆相与海相油气藏的形成具有控制作用^[1-3]。目前众多学者对烃源岩研究主要集中在烃源岩形成的沉积环境及其控制因素^[4-8]、定量评价^[9-14]、有机质赋存方式^[15-17]、生烃模拟实验^[18-27]以及生烃动力学^[28-30]等方面的研究。有效烃源岩或优质烃源岩生排油效率是关系到油气勘探能否成功的关键因素之一^[31],但对不

同类型优质烃源岩生排油特征研究较为薄弱,因此深入研究优质烃源岩排油特征对油气勘探具有重要的指导意义。本文在常规地化研究基础上,综合利用电镜扫描+能谱分析、X-衍射和有机岩石学等新技术,将优质烃源岩按成岩颗粒或生屑成分分为3种类型:硅质型、钙质型和粘土型^[17]。通过对3种类型优质烃源岩样品的地层孔隙热压生排油气模拟实验建立了它们的生排油动态模式,并总结

收稿日期:2012-11-09;修订日期:2013-01-25。

作者简介:秦建中(1957—),男,博士,教授级高级工程师,从事石油地质勘探与油气地球化学研究。E-mail:qjz_syky@sinopec.com。

基金项目:国家重大专项“海相碳酸盐岩层系烃源演化与评价技术(二期)”(2011ZX05005-001-002)资助。

表 1 海相烃源岩不同类型热压模拟实验样品有机地球化学基本数据

Table 1 Organic geochemical data of different types of marine source rocks by thermo-compression simulation experiment

采样地区	样品号	岩性	层位	$\omega(\text{TOC})/\%$	沥青 A/ %	$R_o/\%$	干酪根 类型	模拟 点数	模拟实验 方法
云南禄劝	JS-1	泥灰岩	D ₂ d	0.58	0.08	0.59	II	21	地层、常规
	LQ-2	泥灰岩	D ₂ d	3.44	0.26		II	20	地层、常规
四川广元上寺	GY-07-35	黑色页岩	P ₂ d	12.38	0.40	0.56	II	13	地层、常规
人工合成样品	粘土型优质 烃源岩	含有机质 粘土薄层	D ₂	3.91	0.04	0.45	II	8	地层
	硅质型优质 烃源岩	含有机质 硅质薄层	D ₂	2.28	0.067	0.45	II	8	地层
吉林桦甸	HD-20	黑色油页岩	E	39.64	0.69	0.43	II	11	地层
	HD-21	黄色油页岩	E	26.75	0.47	0.40	I	9	地层

了不同类型优质烃源岩的动态评价方法, 以期为油气资源评价更接近地下实际地质条件提供新的技术评价参数。

1 样品采集及实验方法

1.1 样品采集

本次地层孔隙热压生排油气模拟实验样品是在 90 块常规热压生排油气模拟实验之后进行选取的。主要有: (1) 四川广元上寺上二叠统大隆组低熟黑色含钙泥页岩; (2) 云南禄劝乌尖村中泥盆统未成熟—低成熟泥灰岩、灰岩、钙质泥岩; (3) 吉林桦甸古近系浮游藻油页岩和底栖藻油页岩等。采样位置及主要地球化学基础分析数据见表 1, 其中, 广元地区优质烃源岩主要用来对常规模拟和地层孔隙模拟进行比对。优质烃源岩样品制备: 硅质型优质烃源岩样品是云南禄劝灰岩中制备的 II 型干酪根+硅质石英颗粒(小于 100 目)与蒙脱石为主泥岩的互薄层压制而成硅质页岩; 钙质型优质烃源岩模拟实验样品以云南禄劝中泥盆统 II 型富含有机质灰岩及泥灰岩压制成的互薄层钙质页岩; 粘土型优质烃源岩模拟实验样品为吉林桦甸古近系 II 型富底栖藻油页岩样品。

1.2 实验方法与条件

模拟实验主要使用无锡石油地质研究所自行研制的地层孔隙热压生排油气模拟实验仪, 该套仪器装置综合考虑了地质样品(页岩)所经历的温度、时间、上覆静岩压力、地层孔隙流体压力、围压、生油气空间、孔隙流体性质和矿物颗粒成分等各种地质条件下的影响因素^[32-33]。其特点是: (1) 对页岩或泥岩样品, 原样直接钻取或分层连续压制直径 3.8 cm、柱高 5~10 cm 岩心柱体; (2) 静岩压力与地层流体压力分别施压, 按实际地质超压设计地层流体压力(充满高压液态水), 地层流体压力/静岩压力

一般变化在 0.6~0.9 之间; (3) 升温速率 1 °C/min, 达到设计生油气温度后恒温 72 h; (4) 排油气为待整个反应体系温度降到 150 °C 时, 打开截止阀释放高压反应釜中油气水产物。运用南方广元地区烃源岩样品分析表明: 地层孔隙热压生排油气模拟实验

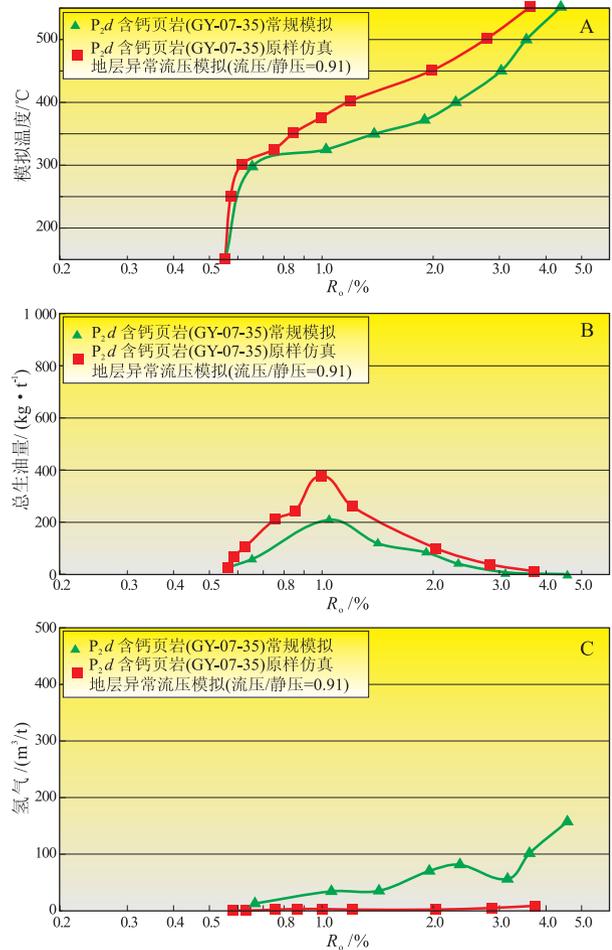


图 1 地层孔隙与常规模拟实验的比较

A. 烃源岩模拟温度与校正后的 VR_o 之间的关系;
B. 烃源岩油产率; C. 烃源岩氢气产率

Fig. 1 Formation porosity thermo-compression simulation experiment vs. conventional one

结果更接近地下客观实际条件。主要体现在以下2点:(1)地层孔隙热压生排油气模拟实验仪器装置所考虑的压力系统、样品、温度条件和时间因素等更接近地下原始客观实际条件,尤其是孔隙异常压力系统的模拟对烃源岩有机质演化程度(图1A)或油气生成的影响可以通过其化学平衡过程而实现。(2)地层孔隙热压生排油气模拟实验流体体系可能具有近临界特性,使得模拟实验结果相对常规热压生排油气模拟实验的产油率增加明显(图1B), H_2 (图1C)、 CO_2 、烯烃等气体含量明显减少,因此,地层孔隙热压模拟实验结果更接近地下烃源岩油气生成和排出的客观实际条件。

2 模拟实验结果与生排油气模式

2.1 硅质型优质烃源岩

硅质型优质烃源岩模拟实验结果见表2、图2。

硅质型优质烃源岩在成熟早中期(VR_o 约为0.45%~0.9%)排油效率(排出油/总油)平均可达50%左右,排出重质油量变化在80~130 kg/t之间,而且在成熟早期(VR_o 约为0.55%)排油效率出现次高峰值,排重质油量也相对较高,主要原因可能为:(1)颗粒或晶体多接近椭圆球体,毛细管及运移阻力减小,又多呈脆性,在成熟早期,原生超微孔及超微裂缝相对发育,有利重质原油的排出,一般硅质生屑页岩排出的原油 $API < 10^\circ$;(2)对可溶有机质吸附性相对较低,最低吸附烃量低于粘土岩及碳酸盐岩。成熟中期(VR_o 约为0.82%)排油效率反而从早期的59.35%降到45.66%,排出重质油量随成熟度的增加变化不明显(图2,表2),主要原因是:(1)地层孔隙异常流压热模拟实验的改进更接近烃源岩地下客观实际条件;(2)硅质烃源岩在成

熟早期原生孔隙相对较大,随压实作用或成熟度的增加,泥岩孔隙度或有限空间逐渐减少,尽管可溶有机质(原油)密度有所降低,但是尚未到达热裂解温度,因此,出现了次高峰之后随成熟度的增加排油效率逐渐降低的趋势。

硅质型优质烃源岩在成熟中晚期(VR_o 约为0.9%~1.3%)排油效率迅速增加,多变化在62.7%~81.5%,对应的排油量变化在243~408 kg/t,到成熟晚期(VR_o 约为1.02%)排油效率和排油量达到高峰值(图2,表2)。究其原因,一是可溶有机质或原油开始产生热裂解,油明显变轻,更容易随气排出烃源岩;二是流体异常压力容易产生间歇性微裂缝,使得油气容易随气排出。

硅质型烃源岩在成熟晚期—高成熟阶段油裂解烃气过程中伴生的残碳沥青量增加明显(图2,表2)。首先排出油和残留油到成熟晚期($VR_o > 1.05%$),一方面“油”中有有机大分子向小分子转化,油从正常原油→轻质油气→凝析油气→湿气→干气(甲烷)逐渐变轻;另一方面,“油”中芳环聚合、脱氢等向更大分子团(残碳沥青)转化逐渐变重。在高成熟—过成熟阶

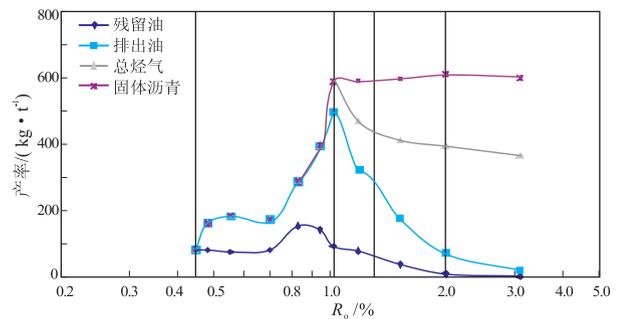


图2 硅质型优质烃源岩(Ⅱ型干酪根)生排油气模式

Fig. 2 Hydrocarbon generation and expulsion model of siliceous source rocks (type II kerogen)

表2 硅质型优质烃源岩地层孔隙流体异常压力热模拟实验数据

Table 2 Data of siliceous source rocks by formation porosity thermo-compression simulation experiment

模拟温度/ ℃	校正后 VR_o /%	残留油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排出油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	总油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	烃气/ ($kg \cdot t^{-1}$)	总烃/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排出油与 总油之比/%	固体沥青/ ($kg \cdot t^{-1}$)
原样	0.45	87.29		87.29		87.29		
250	0.48	81.21	80.63	161.84	0.09	161.93	49.82	
300	0.55	75.19	109.77	184.96	0.85	185.81	59.35	
325	0.70	82.80	90.45	173.25	1.94	175.19	52.21	
350	0.82	153.74	129.20	282.94	8.25	291.19	45.66	
375	0.94	144.92	243.31	388.23	13.50	401.73	62.67	
400	1.02	92.50	408.06	500.56	89.01	589.57	81.52	0
425	1.18	80.18	244.66	324.84	145.69	470.53	75.32	124.04
450	1.52	40.97	134.58	175.55	240.18	415.73	76.66	183.84
500	2.00	9.60	62.85	72.45	324.11	396.56	86.75	214.75
550	3.12	2.80	21.43	24.23	342.85	367.08	88.44	235.05

注:红色字体为校正后数据或对比推测数据。

表3 钙质型优质烃源岩原样仿真地层异常流压热模拟实验数据

Table 3 Data of calcareous source rocks by formation porosity thermo-compression simulation experiment

模拟温度/°C	校正后 VR_0 /%	残留油/($kg \cdot t^{-1}$)	排出油/($kg \cdot t^{-1}$)	总油/($kg \cdot t^{-1}$)	烃气/($kg \cdot t^{-1}$)	总烃/($kg \cdot t^{-1}$)	排出油与总油之比/%	固体沥青/($kg \cdot t^{-1}$)
原样	0.45	60		60		60		
150	0.48	62.96	16.58	79.54	0.09	79.63	20.85	
200	0.51	90.36	16.13	106.50	0.13	106.62	15.15	
250	0.54	57.67	25.87	83.55	0.59	84.14	30.97	
300	0.6	60.30	33.57	93.87	1.55	95.41	35.76	
325	0.75	79.78	33.18	112.96	3.11	116.07	29.38	
350	0.83	261.78	53.75	315.54	4.70	320.23	17.04	
375	0.95	308.86	70.65	379.51	12.53	392.04	18.62	
400	1.11	160.72	298.13	458.85	33.94	492.79	64.97	0
450	1.55	58.96	209.36	268.32	161.26	429.58	78.03	65.21
500	2.05	21.18	91.51	112.69	322.27	434.96	81.20	89.72
550	3.15	7.45	58.83	66.27	372.20	438.47	88.77	90.96

注:红色字体为校正后数据或对比推测数据。

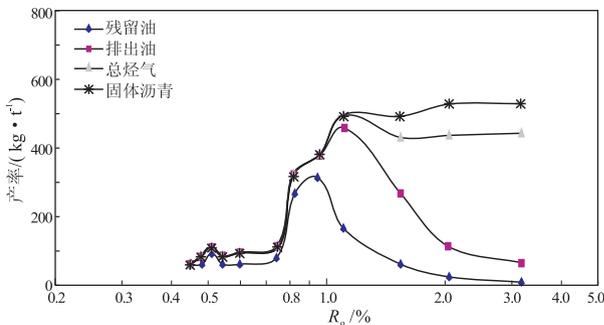


图3 钙质型优质烃源岩(Ⅱ型干酪根)生排油气模式

Fig. 3 Hydrocarbon generation and expulsion model of calcareous source rocks (type II kerogen)

段,硅质型优质烃源岩由原油裂解产生烃气的碳和残碳沥青的碳约各占50%;以排出油裂解烃气和残碳沥青占绝对优势(约80%以上),残留在烃源岩中的残碳沥青只是少部分(小于20%)。

2.2 钙质型优质烃源岩

钙质型优质烃源岩模拟实验结果见表3,生排油气模式见图3。

从图3可知,钙质型优质烃源岩在成熟早中期(VR_0 约为0.45%~0.9%)排油效率一般变化在15%~36%,对应的排重质油量变化在16~54 kg/t之间,而且在成熟早期(VR_0 约为0.6%)排油效率出现次高峰,排重质油量也相对较高。但是,到成熟中期(VR_0 约为0.82%)排油效率反而从早期的35.76%降到17.04%,排重质油量随成熟度的增加变化不明显(图3,表3)。

钙质型优质烃源岩在成熟早中期排烃效率也较高,一般在30%左右,而且早期也出现次高峰,可能因为:(1)颗粒或晶体多接近球体或近方体或平行六面体,也多呈脆性,在成熟早期,原生超微孔

及超微裂缝相对发育,有利重质原油的排出,也可形成排油效率次级高峰,一般钙质生屑页岩排出的原油 $API < 15^\circ$;(2)对可溶有机质吸附性相对较低,最低吸附烃量一般在0.35 mg/g左右(多变化在0.20~0.85 mg/g之间),而粘土岩最低吸附烃量一般在1.5 mg/g左右(多变化在0.90~2.62 mg/g之间)。

钙质型优质烃源岩到成熟中期排烃效率相对早期反而有所降低,主要原因是:(1)地层孔隙异常流压热模拟实验的改进更接近烃源岩地下客观实际条件等;(2)钙质型优质烃源岩在成熟早期原生孔隙也相对较大,随成熟度的增加,孔隙度或有限空间逐渐减少,尚未到达岩石脆性微裂缝发育和原油热裂解阶段,因此,出现了次高峰之后随成熟度的增加排油效率逐渐降低的趋势;(3)碳酸盐含量高的烃源岩干酪根中常常带有较多的含硫、含氮或含氧等杂原子,由于其裂解断下来能量相对较低,很容易在较低温度下生排烃,形成未熟—低熟油。

钙质型优质烃源岩在成熟中晚期(VR_0 约为0.95%~1.3%)排油效率也迅速增加,可以从19%~65%,对应的排油量从70~300 kg/t,到成熟晚期(VR_0 约为1.11%)排油量达到高峰(图3,表3)。主要是热裂解使油质明显变轻及脆性微裂缝使得油气更容易排出。

钙质型优质烃源岩在成熟—高成熟阶段总生排油带相对较宽;在过成熟阶段,灰岩总烃气产率相对最高,甚至接近生油高峰时的最高总油产率,固体沥青产率可能相对较低,主要原因可能是:(1)碳酸盐烃源岩自然生烃过程和热模拟实验均证实碳酸盐岩对干酪根生烃确实有催化作用,其机

表4 粘土型优质烃源岩原样地层孔隙异常流压热模拟实验数据

Table 4 Data of clay source rocks by formation porosity thermo-compression simulation experiment

模拟温度/°C	校正后VR ₀ /%	残留油/(kg·t ⁻¹)	排出油/(kg·t ⁻¹)	总油/(kg·t ⁻¹)	烃气/(kg·t ⁻¹)	总烃/(kg·t ⁻¹)	排出油与总油之比/%	固体沥青/(kg·t ⁻¹)
原样	0.43	17.44		17.44		17.44		
250	0.48	27.28	2.24	29.52	0.02	29.54	7.60	
275	0.51	30.52	1.39	31.91	0.05	31.96	4.36	
300	0.55	59.35	7.31	66.66	1.45	68.10	10.97	
325	0.75	114.75	12.24	126.99	3.71	130.70	9.64	
350	0.82	155.94	23.82	179.76	4.94	184.71	13.25	
375	0.94	296.93	51.65	348.59	17.40	365.99	14.82	
400	1.02	355.78	71.52	427.29	35.51	462.80	16.74	0.00
425	1.18	139.88	138.82	278.70	99.16	377.86	49.81	90.94
450	1.52	79.29	113.54	192.83	146.87	339.70	58.88	133.10
500	2	4.93	65.55	70.47	249.58	320.06	93.01	163.78
550	3.12	2.60	58.27	60.87	257.06	317.93	95.73	168.19

注:红色字体为校正后数据或对比推测数据。

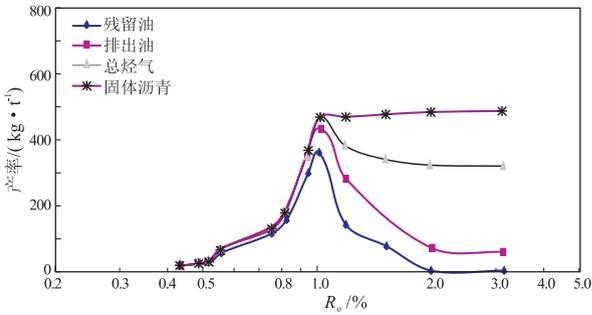


图4 粘土型优质烃源岩(Ⅱ型干酪根,底栖藻为主)生排油气模式

Fig. 4 Hydrocarbon generation and expulsion model of clay source rocks (type II kerogen, dominated by benthic algae)

理可能是α-碳原子形成自由基的催化反应机理;(2)碳酸盐岩对可溶有机质热裂解的催化作用相对弱;(3)碳酸盐岩与有机质可能形成有机盐,延缓可溶有机质的热裂解过程,形成更多的烃类气体、氢气及CO₂气。

2.3 粘土型优质烃源岩

粘土型优质烃源岩模拟实验结果见表4,其生排油气模式见图4。

粘土型优质烃源岩在成熟早中期(VR₀约为0.45%~0.8%)排油效率很低,一般只有4%~11%,对应的排油量一般也只有1~12 kg/t,远低于硅质型和钙质型优质烃源岩。主要原因可能是:(1)粘土颗粒多呈不规则片状,尤其是蒙皂石及伊蒙混层对可溶有机质的吸附作用很强,最低吸附烃量一般在1.5 mg/g左右,最高可达2.6 mg/g以上,毛细管及运移阻力远大于硅质型和钙质型优质烃源岩;(2)粘土岩在未成熟—成熟早中期多由蒙皂石及伊蒙混层组成,呈韧性,超微裂缝难以形成,不利于早期重质

油的排出,即使排出也是少量轻质油。

粘土型优质烃源岩到成熟中期(VR₀约为0.8%~1.05%)排油效率相对早期逐渐有所提高,为13%~17%,对应的排油量为24~72 kg/t,但是总体远低于同演化阶段硅质型和钙质型优质烃源岩的排油效率和排油量。主要原因是:(1)油相对逐渐变轻,总生油量快速增加;(2)粘土型优质烃源岩在成熟中期尚未到达岩石脆性微裂缝发育和原油热裂解阶段。

粘土型优质烃源岩在成熟晚期—高成熟阶段(VR₀约为1.1%~2.0%)排油效率从20%迅速增加到90%以上,排油量在成熟晚期达到峰值(约为138.82 kg/t);高成熟阶段排凝析油或轻质油量逐渐降低到65 kg/t。此阶段总体排油量要低于硅质型和钙质型优质烃源岩,但是总生油量、总生烃量和生排烃气量基本相当或略低一些(表2~4)。可能的原因是:(1)可溶有机质或原油开始产生热裂解,油质明显变轻,烃源岩及储集岩中的可溶有机质及油烃气量均迅速增加,更容易随气排出烃源岩;(2)流体异常压力和粘土已向伊利石等脆性转化,容易产生间歇性微裂缝,使得油气容易随气排出。

粘土型优质烃源岩在高成熟—过成熟阶段由原油裂解产生烃气的碳和残碳沥青的碳比例以烃源岩中残留油裂解的烃气和残碳沥青占优势(约80%以上),排出烃源岩并运移成藏后残留在储集岩中的残碳沥青只可能占少部分(小于20%)。

3 模式差异性与动态演化

硅质型、钙质型和粘土型等优质烃源岩(Ⅱ型

表 5 不同优质烃源岩(II型干酪根)生排油气动态演化数据
Table 5 Dynamic evolution of hydrocarbon generation and expulsion of different types of excellent source rocks (type II kerogen)

成熟阶段	硅质型—硅质生屑(或薄层)页岩					钙质型—钙质生屑(或薄层)页岩					粘土型—粘土页岩或泥岩				
	VR_o /%	生成产物	总生油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排油效率/%	生烃潜量/ ($mg \cdot g^{-1}$)	生成产物	总生油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排油效率/%	VR_o /%	生成产物	总生油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排油/ ($kg \cdot t^{-1}$)	排油效率/%
未成熟	≤ 0.45 或更低	少量沥青	≈ 0	≈ 0	0	>10	少量沥青	≈ 0	≈ 0	0	≤ 0.5	零	0	0	0
成熟早期	0.45~0.7	重质油 $API < 10^\circ$	160~175	80~110	50~60	>10	重质油 $API < 15^\circ$	80~110	16~35	15~36	0.5~0.7	少量油接近零	30~100	1~8	4~11
成熟中期	0.7~1.0	原油	170~505	90~410	45~80	>10	原油	110~380	33~90	30~17	0.7~1.0	原油	120~420	10~70	9~16
成熟晚期	1.0~1.3	轻质油	500~270	400~190	82~76	降低	轻质油	460~370	80~300	19~65	1.0~1.3	轻质油	430~240	70~140	16~50
高成熟	1.3~2.0	凝析油气	280~72	200~63	73~90	低	凝析油气	400~110	250~92	65~80	1.3~2.0	凝析油气	250~70	120~65	50~93
过成熟早中期	2~4.3	早期含少量凝析油气	72~0	63~0	86~89	很低	早期含凝析油气	110~0	90~0	81~89	2~4.3	早期含少量凝析油气	70~0	60~0	93~96
过成熟晚期	>4.3	无	-	-	-	接近零	-	-	-	-	>4.3	无	-	-	-

注:硅质型和钙质型页岩各成熟阶段 VR_o 值范围相同。

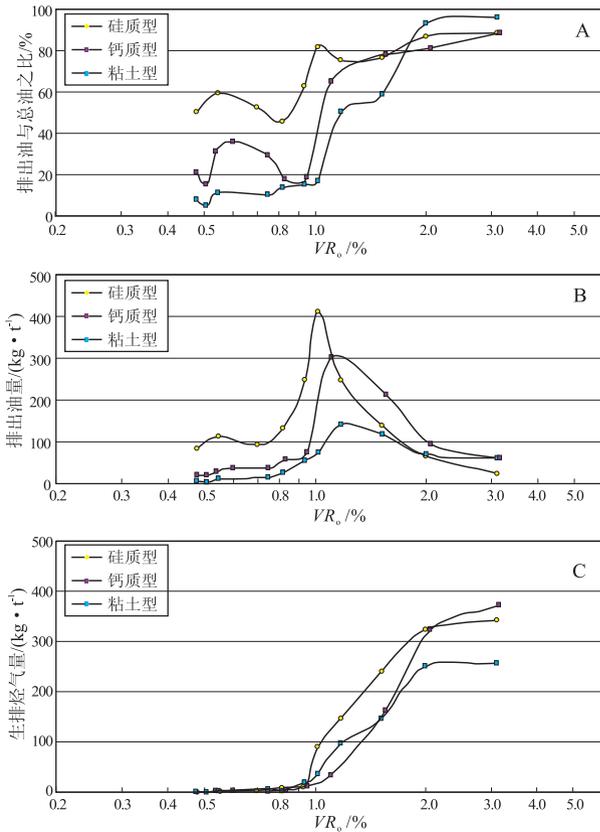


图 5 不同优质烃源岩(II型干酪根)排油效率(A)、排油量(B)和生排烃气量(C)的对比

Fig. 5 Oil expulsion efficiency (A), quantity (B) and gas generation/expulsion quantity (C) of different types of excellent source rocks (type II kerogen)

干酪根)在各成熟阶段及演化过程中其排油效率、生排油气模式具有明显的差异(表 5,图 5)。

3.1 成熟早中期

硅质型、钙质型和粘土型优质烃源岩生排油气

模式之间最大的差异是它们在成熟早中期排油效率和排油量的明显不同(表 5):(1)排油效率以硅质型优质烃源岩最高,可达 50% 左右,钙质型次之,可在 30% 左右;粘土型最低,一般小于 10%。(2)排油量也是以硅质型优质烃源岩最高,次高峰可达 130 kg/t;钙质型次之,高值可接近 35 kg/t,粘土型最低,高值也只有 12 kg/t,最低接近 1 kg/t,几乎不排油。(3)硅质型优质烃源岩排油效率和排油量在 VR_o 约为 0.6% 的成熟早期均出现较明显的次高峰;而钙质型优质烃源岩排油效率在 VR_o 约为 0.55% 出现较明显的次高峰,排油量次高峰不明显;粘土型优质烃源岩排油效率和排油量均未出现次高峰(图 5A,B)。它们主要与岩石对可溶有机质的吸附性和韧性或脆性等有关。

3.2 成熟中晚期

硅质型、钙质型和粘土型优质烃源岩生排油气模式中,尽管排油效率均迅速增加,排油量也均达到高值,但是其排油效率和排油量仍存在明显的差异(表 5):(1)排油效率提高幅度(图 5A,表 2~4)以钙质型优质烃源岩最大,可以从 18% 迅速提高到 65%;粘土型次之,可从 14% 提高到 50%;硅质型相对最小,仅变化在 62%~82% 之间(因其成熟中期排油效率就较高)。(2)最高排油量仍是以硅质型优质烃源岩最高,高峰值可达 453.52 kg/t;钙质型次之,高峰值为 248.13 kg/t;粘土型最低,高峰值只有 102.36 kg/t。(3)排油高峰、总油高峰、残留油高峰稍有不同和错位(表 2~4,图 3~5B),硅质型优质烃源岩残留油高峰最提前(VR_o 约为 0.82%),排油高峰及总油高峰也相对提前

(VR_0 约为 1.02%) ; 钙质型优质烃源岩总油高峰最迟后 (VR_0 约为 1.11%) , 排油高峰及残留油高峰居中 (VR_0 约为 1.11% 及 0.95%) ; 粘土型优质烃源岩排油高峰及残留油高峰最迟后 (VR_0 约为 1.18% 及 1.02%) , 总油高峰居中 (VR_0 约为 1.02%) 。它们主要与油或可溶有机质热裂解变轻、气/油比增大、岩石脆性及微裂缝发育程度和岩石对可溶有机质的吸附性等有关。

3.3 高成熟阶段

硅质型、钙质型和粘土型优质烃源岩生排油气模式中, 尽管排凝析油(气)或轻质油(气)效率均很高, 排凝析油或轻质油量均随成熟度增加逐渐降低, 生排烃气均随成熟度增加逐渐增加、气逐渐变干, 残碳沥青逐渐增加等, 但是其排凝析油效率、排凝析油量、生排烃气量及残碳沥青量等仍存在一些差异(表5): (1) 排轻质油或凝析油效率提高幅度以粘土型优质烃源岩最大, 可以从 50% 提高到 90% 以上; 硅质型及钙质型较小, 前者从 73% 提高到 90% , 后者从 65% 提高到近 80% 。(2) 排轻质油或凝析油量以钙质型优质烃源岩相对较高, 从 250 kg/t 减少到 92 kg/t; 硅质型次之, 从 200 kg/t 减少至 63 kg/t; 粘土型最低, 从 120 kg/t 减少至 65 kg/t。 (3) 高成熟阶段最高生排烃气量及残碳沥青量以硅质型优质烃源岩相对最高, 钙质型最高生排烃气量也较高, 但是残碳沥青量相对最低, 粘土型最高生排烃气量相对最低, 残碳沥青量居中。(4) 在成熟—高成熟阶段总生排油带以钙质型优质烃源岩相对较宽。它们主要与油或可溶有机质热裂解变凝析气、湿气及向干气过渡、岩性催化裂解作用的不同、岩石脆性及微裂缝发育程度和岩石对烃类的吸附性等有关。

3.4 过成熟阶段

硅质型、钙质型和粘土型优质烃源岩生排油气模式中, 尽管生排凝析油气量均很低, 并随成熟度增加逐渐接近于零, 但排凝析气效率均很高, 几乎均为干气, 但是其生排烃气总量及残碳沥青量等仍存在一些差异(表5): (1) 生排烃气总量以钙质型优质烃源岩最大, 最高可达 372.2 kg/t; 硅质型次之, 最高为 342.9 kg/t; 粘土型最小, 为 257.1 kg/t。 (2) 关于不同类型优质烃源岩在过成熟阶段中早期的生排烃气量和生排烃气下限可能也以钙质型优质烃源岩生排烃气量最大, 生排烃气下限 $VR_0 > 4.3%$ 或更大, 粘土型次之, 硅质型优质烃源岩生排烃气量可能最小(未得到实测数据)。 (3) 残碳沥青量以硅质型优质烃源岩相对较大, 粘土型次

之, 钙质型相对较小(估算推测数据)。它们主要与碳酸盐中的有机酸盐生气、岩性催化裂解作用的不同及岩石对烃类的吸附性等有关。

实际上, 海相硅质型(或硅质生屑薄层及页理)优质烃源岩、海相钙质型优质烃源岩(钙质有机质薄层及页理、灰岩及泥灰岩等)、粘土型优质烃源岩(粘土含量大于 10% 的泥页岩或含钙泥页岩等)等均具有各自的生排油气模式(表5)。它们对海相大型重质油田、油田、轻质油或凝析油气田及气田的形成具有明显的控制作用。例如, 海相硅质型或钙质型优质烃源层的发育对大中型(尤其是特大型)重质油田(低成熟阶段)、油田(成熟阶段)的勘探具有控制作用, 但是, 粘土型优质烃源层的发育只能对大中型(尤其是特大型)油田(成熟中晚期)的勘探具有控制作用。

4 结论

1) 硅质型优质烃源岩在成熟早中期排油效率可达 50% , 对应的排重质油量变化在 80 ~ 130 kg/t 之间, 而且在 VR_0 约为 0.55% 时排油效率出现次高峰值; 在成熟中晚期排油效率增加到 80% 以上, 排油量达到高峰值。

2) 钙质型优质烃源岩在成熟早中期排烃效率一般在 30% , 也出现次高峰, 排重质油量在 15 ~ 55 kg/t 之间; 在成熟中晚期排油效率从 19% 增至 65% , 排油高峰约为 $VR_0 = 1.11%$; 过成熟阶段烃气产率高可能与有机酸盐有关。

3) 粘土型优质烃源岩在成熟早中期排油效率一般只有 4% ~ 11% , 排油量仅 1 ~ 12 kg/t, 成熟晚期—高成熟阶段排油效率从 20% 猛增至 90% 以上。

4) 硅质型、钙质型和粘土型优质烃源岩生排油气模式之间最大的差异是它们在成熟早中期排油效率和排油量的明显不同, 可能主要与它们对可溶有机质的吸附性差异、岩石脆韧性及微裂缝发育程度不同等有关。

参考文献:

- [1] 张林峰. 湖相烃源岩研究进展[J]. 石油实验地质, 2008, 30(6): 591-595.
- [2] 秦建中, 腾格尔, 付小东. 海相优质烃源层评价与形成条件研究[J]. 石油实验地质, 2009, 31(4): 366-372.
- [3] 吴亚生, 钟大康, 邱楠生, 等. 松南地区断陷层烃源岩生烃能力及主控因素分析[J]. 断块油气田, 2012, 19(1): 39-43.
- [4] 腾格尔. 中国海相烃源岩研究进展及面临的挑战[J]. 天然气工业, 2011, 31(1): 20-25.
- [5] Clegg H, Wilkes H, Horsfield B. Carbazole distributions in car-

- bonate and clastic source rocks[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1997, 61: 5335-5345.
- [6] 陈义才, 沈忠民, 罗小平. 石油与天然气有机地球化学[M]. 北京: 科学出版社, 2007: 56-58.
- [7] Riboulleau A, Baudin F, Deconinck J F, et al. Depositional conditions and organic matter preservation pathways in an epicontinental environment: the Upper Jurassic Kashpir Oil Shales (Volga Basin, Russia) [J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2003, 197: 171-197.
- [8] Yin H F, Xie S C, Yan J X, et al. Geobiological approach to evaluating marine carbonate source rocks of hydrocarbon [J]. *Sci China: Earth Sci*, 2011, 54(8): 1121-1135.
- [9] Glikson M. The application of electron microscopy and microanalysis in conjunction with organic petrology to further the understanding of organic-mineral association; Examples from Mount Isa and McArthur basins, Australia [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2001, 47: 139-159.
- [10] Younes M A, Philp R P. Source rock characterization based on biological marker distributions of crude oils in the southern Gulf of Suez, Egypt [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 2005, 28(3): 301-317.
- [11] Ercegovac M, Kostic A. Organic facies and paly nofacies; Nomenclature, classification and applicability for petroleum source rock evaluation [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2006, 68: 70-78.
- [12] 母国妍, 钟宁宁, 刘宝, 等. 湖相泥质烃源岩的定量评价方法及其应用[J]. *石油学报*, 2010, 31(2): 218-224.
- [13] 张水昌, 梁狄刚, 张大江. 关于古生界烃源岩有机质丰度评价标准[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(2): 8-12.
- [14] 秦建中. 中国烃源岩[M]. 北京: 科学出版社, 2005.
- [15] Vandenbroucke M, Largeau C. Kerogen origin, evolution and structure [J]. *Organic Geochemistry*, 2007, 38: 719-833.
- [16] 秦建中, 付小东, 申宝剑, 等. 四川盆地上二叠统海相优质页岩超显微有机岩石学特征研究[J]. *石油实验地质*, 2010, 32(2): 164-170.
- [17] 秦建中, 申宝剑, 付小东, 等. 中国南方海相优质烃源岩超显微有机岩石学与生排烃潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(6): 826-837.
- [18] 陈洁, 鹿坤, 冯英, 等. 东濮凹陷不同环境烃源岩评价及生排烃特征研究[J]. *断块油气田*, 2012, 19(1): 35-38.
- [19] 庞雄奇, 李素梅, 金之钧, 等. 排烃门限存在的地质地球化学证据及其应用[J]. *地球科学——中国地质大学学报*, 2004, 29(4): 384-390.
- [20] 霍秋立, 曾花森, 乔万林, 等. 松辽盆地优质烃源岩含水生油模拟实验[J]. *大庆石油地质与开发*, 2011, 30(4): 1-6.
- [21] 秦建中, 刘井旺, 刘宝泉, 等. 加温时间、加水量对模拟实验油气产率及地化参数的影响[J]. *石油实验地质*, 2002, 24(2): 152-157.
- [22] 李志明, 秦建中, 刘宝泉. 柴达木盆地上第三系泥岩生烃热压模拟实验[J]. *天然气工业*, 2005, 25(2): 30-32.
- [23] 蔡希源. 湖相烃源岩生排烃机制及生排烃效率差异性: 以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(3): 329-334.
- [24] 辛艳朋, 邱楠生, 秦建中, 等. 塔里木盆地奥陶系烃源岩二次生烃研究[J]. *地球科学与环境学报*, 2011, 33(3): 261-267.
- [25] 马行陟, 庞雄奇, 孟庆洋, 等. 辽东湾地区深层烃源岩排烃特征及资源潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(2): 251-258.
- [26] 秦建中, 刘宝泉, 郑伦举. 海相碳酸盐岩生排烃能力研究[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(3): 348-355.
- [27] 秦建中, 刘宝泉. 海相不同类型烃源岩生排烃模式研究[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(1): 74-80.
- [28] 江林香, 王庆涛, 卢鸿, 等. 开放体系下平凉组页岩干酪根的生烃动力学研究[J]. *地球化学*, 2012, 41(2): 139-146.
- [29] 王云鹏, 赵长毅, 王兆云, 等. 利用生烃动力学方法确定海相有机质的主生期及其初步应用[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(4): 153-158.
- [30] 蒋启贵, 王延斌, 秦建中, 等. 中国南方海相烃源岩生烃动力学研究[J]. *石油实验地质*, 2008, 30(6): 606-610.
- [31] Banerjee A, Jha M, Mittal A K, et al. The effective source rocks in the north Cambay Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2000, 17(10): 1111-1129.
- [32] 李志明, 郑伦举, 马中良, 等. 烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(5): 447-451.
- [33] 郑伦举, 秦建中, 何生, 等. 地层孔隙热压生排烃模拟实验初步研究[J]. *石油实验地质*, 2009, 31(3): 296-302, 306.

(编辑 叶德燎)