

不同赋存状态油裂解条件及油裂解型气源灶的正演和反演研究

赵文智 王兆云 王红军 汪泽成 张水昌 王 震 张庆春

(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:油裂解型气源灶是一种特殊的气源灶,是优质生烃母质在成气过程中派生出的。烃源岩生成的油主要有 3 种赋存形式:源内分散状液态烃、源外分散状液态烃和源外富集型液态烃。3 种赋存状态液态烃的数量及分配比例受内因和外因多种因素控制,就排油率而言,有机碳含量分别为 0.67%、0.62%和 10.6%的泥岩、灰岩和油页岩,最大排油率分别为 45%、55%和 80%。原油与不同介质配样的生气动力学实验表明,不同介质条件下甲烷的生成活化能分布有差异,碳酸盐岩对油裂解条件影响最大,可大大降低其活化能,导致原油裂解热学条件降低,体现为油裂解温度的降低;泥岩次之,砂岩影响最小。碳酸盐岩、泥岩和砂岩对油的催化裂解作用依次减弱,不同介质条件下主生气期对应的 R_o 值:纯原油 1.5%~3.8%;碳酸盐岩中的分散原油 1.2%~3.2%;泥岩中的分散原油 1.3%~3.4%;砂岩中的分散原油 1.4%~3.6%。油裂解型气源灶是一种中间体,可以直观看到的是原生气源灶和由此形成的气藏,而对油裂解型气源灶的赋存形式、分布范围、成气数量和储量规模等问题,只能通过正演和反演的研究去确定且相互印证。正演研究以塔里木盆地中下寒武统为例,原始生油量 $2\ 232.24 \times 10^8 \text{t}$,剩余油量 $806.21 \times 10^8 \text{t}$,油裂解气量 $106.95 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。反演研究以川东北飞仙关组白云岩中油裂解气为例,圈定的古油藏面积约 735km^2 ,古油藏原油数量 $45 \times 10^8 \text{t}$,油裂解气量及油裂解气资源量分别为 $2.72 \times 10^{12} \text{m}^3$ 和 $1.36 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。

关键词:不同赋存状态油;裂解条件;油裂解型气源灶;正演;反演

中图分类号:TE122.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1000-3657(2006)05-0952-14

油裂解生气是海相烃源岩成气的重要途径^[1-5]。油裂解型气源灶的形成必须具备两个必要条件,一是在生油窗阶段有大量油的生成,这是油裂解型气源灶形成的物质基础;二是原油必须经历较高的温度,达到裂解成气的热力学条件。不同赋存状态油裂解条件的研究,与油裂解型气源灶的正演和反演研究,为叠合盆地中下部组合海相烃源岩生气过程研究和生气潜力评价提供了理论依据。

1 油裂解型气源灶的形成及赋存状态

1.1 3 种主要赋存状态液态烃的形成及分配比例

油裂解型气源灶的生气母质液态烃是优质干酪根在成气过程中派生出的,主要有 3 种赋存形式,一是“源内分散状液态烃”,即生成的液态烃未发生初次运移,仍滞留在烃源岩

内;二是“源外分散状液态烃”,即生成的液态烃发生初次运移至储集层中,但富集度较低,尚未形成古油藏;三是“源外富集型液态烃”,即古油藏。液态烃的 3 种主要赋存状态见图 1。

中间产物液态烃的生成数量及 3 种赋存状态的分配比例受控于多种因素,首先是原生烃源岩生成液态烃的总数量,这决定于烃源岩的优劣及分布规模;其次是烃源岩的排烃率及油气富集成藏条件。排烃率的影响因素颇多,笔者将通过影响因素分析及模拟实验研究,定量给出最基本的参数。具体到每个地区,则可根据源岩与储层的相互作用关系及区域作用动力,参数在一定范围内变化。富集形成古油藏的液态烃数量则可根据具体研究地区的石油地质条件选择参数,主要是运聚系数的分析。

收稿日期:2006-03-17;改回日期:2006-08-15

基金项目:国家重点基础研究发展规划项目(2001CB209100)和中石油中青年创新基金项目(2005)共同资助。

作者简介:赵文智,男,1958年生,博士,教授级高级工程师,主要从事石油地质综合研究;E-mail:zwz@petrochina.com.cn。

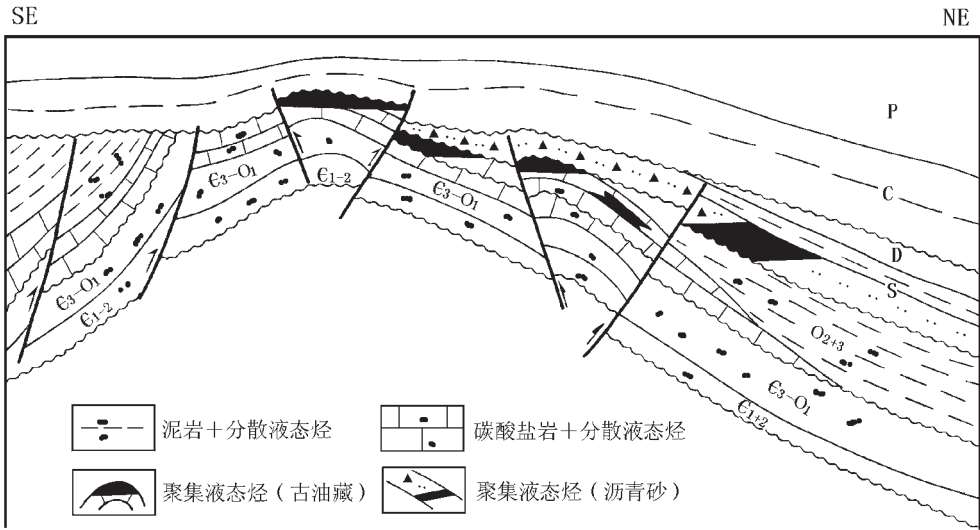


图 1 液态烃的 3 种主要赋存状态示意图

Fig.1 Three main modes of occurrence of liquid hydrocarbon

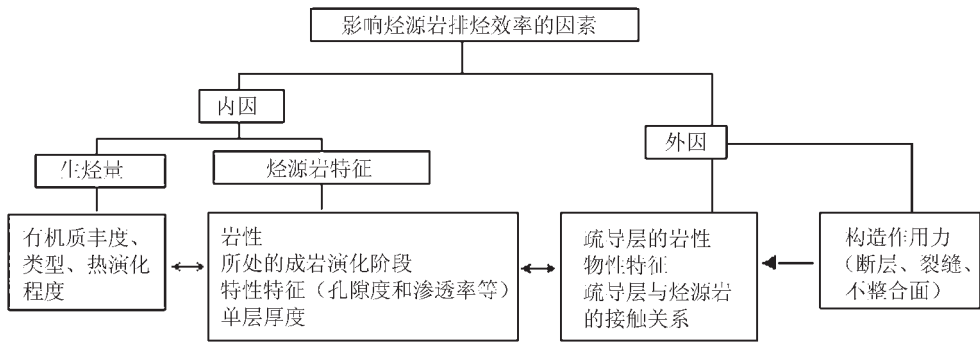


图 2 影响烃源岩排烃效率和机制的因素及其相互作用关系

Fig.2 Factors influencing the hydrocarbon expulsion efficiency and their interaction

1.2 烃源岩的排烃效率和机制

1.2.1 影响烃源岩排烃效率的因素

烃源岩是否发生有效排烃,及其排烃效率和机制的影响因素颇多,可从内因和外因两方面考虑。内因指烃源岩本身的特性,由于烃源岩的种类不同,它们的化学组成、结构特征、成岩机制和过程均不同,导致烃类的排烃动力、排烃通道、排烃相态、排烃机制等不同,各类烃源岩有其各自的特点,具体包括有机质丰度、类型、演化程度以及烃源岩的岩性、单层厚度、所处的成岩演化阶段及其物性特征(孔隙度和渗透率等)等;外因指疏导层的岩性、物性特征及其与烃源岩的接触关系,可划分为充分排烃型、有滞留带的排烃型、侧向排烃型等。影响烃源岩排烃效率和机制的因素及其相互作用关系(图 2),不仅内因各要素之间及内因与外因之间存在相互作用,如生烃的数量以及油气性质影响烃源岩的物性特

征,即有机和无机的相互作用;且区域动力如构造挤压应力及通过烃源岩的断层(包括断裂和剥蚀面等)亦影响烃源岩的排烃,如发生微裂缝排烃和断层排烃等。

大港南区的一个实际地质剖面(图 3),反映了有机碳和生烃潜力大的样品,由于排烃条件较好,滞留烃含量 S_1 较低;而有机碳和生烃潜力小的样品,由于排烃不畅,滞留烃含量 S_1 较高。大港南区官 77 井古近系孔店组二段(E_{k2})于 2 083~2 123 m 连续取心,其中除极少夹有薄层粉砂质泥岩外,主要为厚层的泥岩和(油)页岩。9 块样品的有机碳、生烃潜力、可溶烃含量及组分分析结果显示 2 点特征:有机碳含量高者,热解烃含量 S_2 亦高,表明有较大生烃潜力,但 S_1 含量则不同;与砂岩接触越近的样品, S_1 含量较低,沥青和烃转化率均较低,表明有大量烃排出(样品①);而远离砂岩的样品,虽有机碳和生烃潜力 S_2 均小于前者,但由于排烃不畅,滞留烃含量

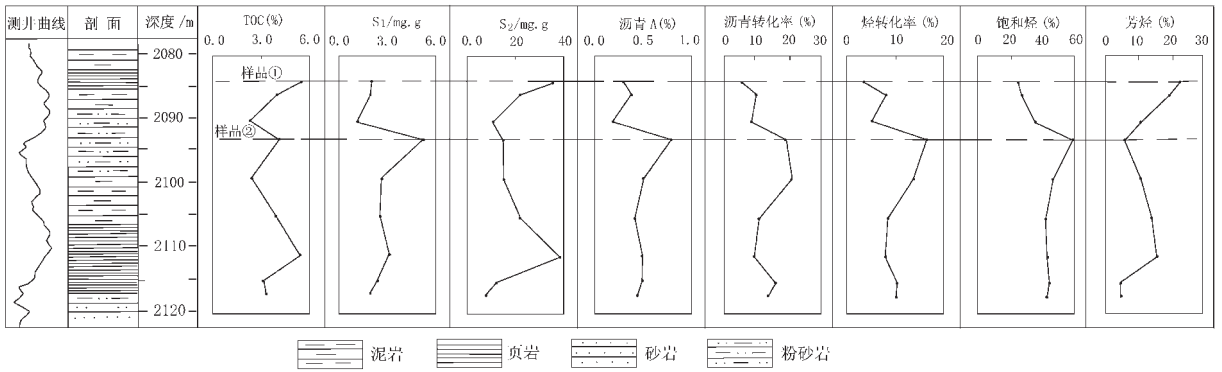


图3 烃源岩与疏导层的接触关系及排烃特征

Fig.3 Hydrocarbon expulsion characteristics according to the contact relationships between source rocks and leading beds

S₁ 较高(样品②);另外,饱和烃和芳烃相对含量分析表明,脂肪链烃和短链烃比芳香结构烃和长链烃易转移。

1.2.2 模拟实验反映的排烃率

烃源岩发生排烃的必要条件是生烃量大于岩石和其中有机质对烃的吸附量。烃源岩的岩性、所处的成岩演化阶段及其中有机质的数量均影响排烃机制、方式、相态和排烃效率。针对中国叠合盆地中下部组合海相烃源岩有机质丰度相对较低的特点,选取有机碳含量分别为 0.67%、0.62%和 10.6%的泥岩、灰岩和油页岩样品,进行低温加水热模拟实验研究其不同演化阶段的排烃率,3类烃源岩的最大排烃率分别为 45%、55%和 80%(图 4)。泥岩主要以压实排烃为主,排烃过程依次为水溶相排烃、油溶相排烃、气溶相排烃和扩散相排烃 4

个主要阶段。主要运移通道有较大的孔隙、构造裂缝和断层、微裂隙、缝合线以及有机质或干酪根网络等。油页岩富含有机质,由于有机质的吸附作用,初次排烃的门限值很高;但生烃量一旦达到排烃门限值后,排烃机制和方式将转化,由克服毛细管阻力发生排烃转化成通过由干酪根和液态烃以及孔隙、裂缝组成的有机质网络通道发生排烃,即由扩散排烃机制转变成渗流排烃机制^[9],排烃效率并不低,最高可达 80%。碳酸盐岩烃源岩由于胶结作用强烈,固结成岩较早,排烃作用是多种机制共存。成岩早期—中期阶段以压实和晶析排烃为主,在高—过成熟阶段,以微裂缝和分子扩散排烃为主。

液态烃滞留于烃源岩内是普遍现象,尤其是在有机质丰度较低的情况下;另外,在二次运移的路径上尚存在大量的分散液态烃,富集度较低,尚未聚集形成古油藏。因此,研究这部分液态烃在高—过成熟阶段的变化及成气潜力,无论对生烃理论的深化还是对拓展勘探领域,都有着十分重要的意义。

2 不同赋存状态原油裂解条件

2.1 生烃动力学实验样品的配置

前已叙及,烃源岩生成的液态烃主要有 3 种赋存状态,据塔里木和四川盆地研究^[7-13],“源内分散型”液态烃多赋存于泥岩、灰岩和泥灰岩中,“源外分散型”液态烃多赋存于砂岩和灰岩中。因此,选取塔里木盆地古生界的泥岩、灰岩和砂岩样品(表 1),分别与油配置模拟上述 3 种环境(表 2),进行不同赋存状态原油裂解成气的动力学研究。挑选的泥岩、灰岩和细砂岩抽提后的生烃潜力很低(表 1),其生气量可忽略不计。将不同介质分别进行 x 射线衍射分析(图 5),矿物的种类和含量见表 3。泥岩富含粘土矿物,其次为方解石和石英;砂岩富含石英,灰岩富含方解石。

2.2 不同赋存状态原油裂解成气的条件

将纯原油(代表古油藏中的油)及原油与不同介质的配样分别进行金管封闭体系的生烃动力学实验,分别以 2℃/h 和 20℃/h 升温速率(图 6)。不同介质条件下原油累积产气量

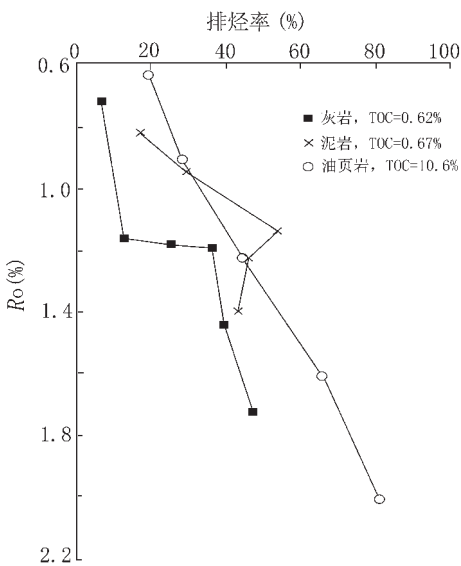


图 4 不同岩性和有机碳含量的烃源岩排烃率

Fig.4 Hydrocarbon expulsion efficiency of different source rocks with different lithologies and organic matter contents

表 1 原油赋存介质的生气潜力

Table 1 Gas potential analysis of different media for oil occurrence

样号	井号	层位	岩性	TOC(%)	S ₁ (mg/g)	S ₂ (mg/g)	I _H (mg/g.TOC)	有效碳PC(%)	降解率PC/TOC(%)
1	轮南63	O	泥岩	0.13	0.03	0.01	8.0	0.00	2.55
2	轮古41	O	灰岩	0.06	0.02	0.01	17.0	0.00	4.15
3	轮南63	C	细砂岩	0.10	0.04	0.04	40.0	0.01	6.64
4	轮古13	O	泥灰岩	0.04	0.02	0.01	25.0	0.00	6.23

表 2 塔里木轮南地区原油样品的基础数据

Table 2 Basic data of crude oil samples in the Lunnan area of the Tarim basin

深度(m)	层位	密度, 20℃(g/cm ³)	粘度(mPa·s)	凝固点(℃)	初馏点(℃)	含蜡量(%)	含硫量(%)
4010	O	0.8576	9.037	30	102	18.15	0.17

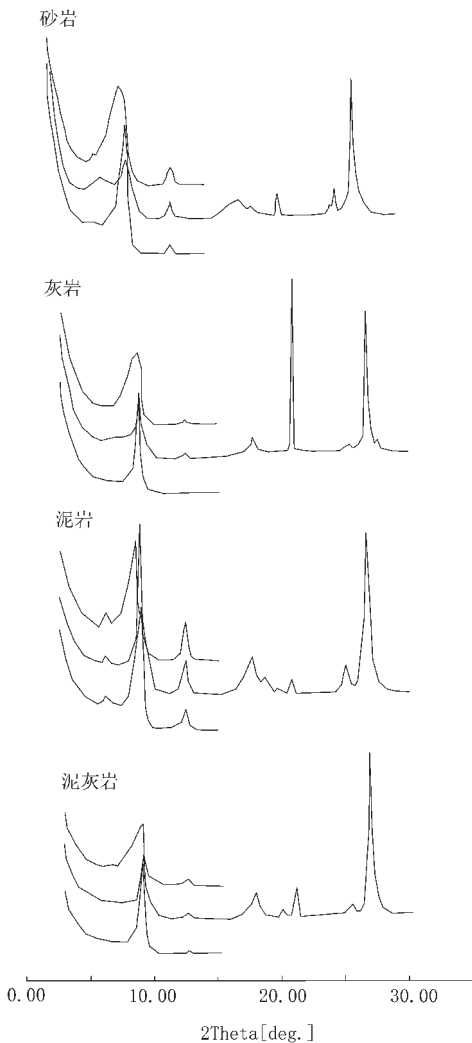


图 5 不同介质的 x 射线衍射分析

Fig.5 X-ray diffraction analysis of different media

相同,具体到塔里木盆地轮南地区奥陶系的原油,产甲烷量为 680m³/t.油,产天然气为 750m³/t.油。不同油的累积产气量与原油的性质、组分含量、演化程度以及后期是否遭受次生变化等因素皆有关,即不同的原油裂解生气量有一定的差别。

不同介质条件下甲烷的生成活化能分布有差异(图 7),碳酸盐岩对油裂解条件影响最大,可大大降低其活化能,导致原油裂解热学条件降低,体现在油发生裂解温度的降低。泥岩次之,砂岩影响最小。碳酸盐岩、泥岩和砂岩对油的催化作用依次减弱,不同介质条件下主生气期对应的 R_o 值:纯原油 1.5%~3.8%;碳酸盐岩中的分散原油 1.2%~3.2%;泥岩中的分散原油 1.3%~3.4%;砂岩中的分散原油 1.4~3.6%(图 8)。

3 油裂解成气的细化研究及其意义

有机质接力成气机理的提出^[4]及不同赋存状态原油裂解成气时机和生气量分析,为海相地区不同时期天然气生成量准确评估及资源量计算奠定了理论基础。下面以塔里木盆地地下古生界海相层系为例进行讨论。

塔里木盆地地下古生界海相层系主要发育中下寒武统与中上奥陶统两套烃源岩^[15-21]。中—下寒武统发育克拉通边缘拗陷饥饿盆地浮游藻类有机相和台内拗陷蒸发潟湖盐藻有机相两种烃源岩,分别分布于满加尔凹陷及其邻区,以及盆地西部地区,面积约 32×10⁴ km²,其经历了多期热演化和生烃过程,现今处于高一过成熟阶段(图 9)。中、上奥陶统有机质丰度较高的烃源岩发育在台缘斜坡带上,以台缘斜坡灰泥丘有机相、欠补偿海湾灰泥丘复合藻有机相和欠补偿海湾浮游藻有机相为主,而在超补偿盆地相和混源台地相有机质丰度很低。烃源岩分区分布,分期、分块成熟,导致复杂的油气生成史和油气成藏史(图 10)。加里东—早海西期、晚海西期以及喜山期是海相烃源岩的 3 个主要生烃高峰期,3 个时期烃源灶的有效分布区、产物类型均有差异,且与 3 个时期有效烃

表3 不同介质的矿物种类和含量

Table 3 Species and contents of minerals in different media

样号	井号	层位	岩性	矿物种类和含量(%)						粘土矿物总量(%)
				石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	
1	轮南63	O	泥岩	21	1.1	/	33.7	3.3	/	40.9
2	轮古41	O	灰岩	1.3	/	/	92	4.7	/	2.0
3	轮南63	C	细砂岩	64.5	7.0	/	19.4	0.4	/	8.7
4	轮古13	O	泥灰岩	4.1	0.9	/	86.7	/	1.9	6.4

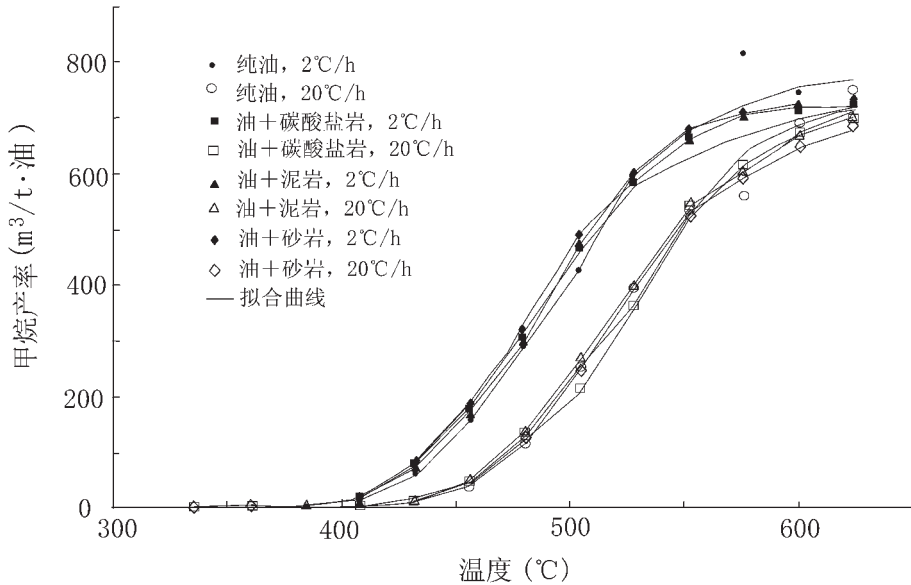


图6 不同介质条件下甲烷产率及拟合曲线

Fig.6 Methane yields and fitting curves under different medium conditions

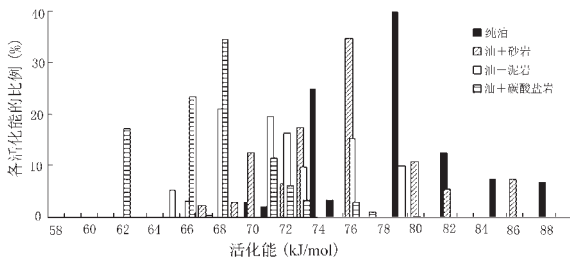


图7 不同介质条件下甲烷生成的活化能分布

Fig.7 Distribution of activation energy for methane generation under different medium conditions

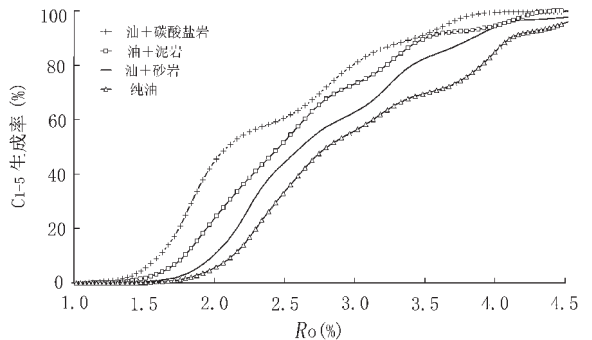


图8 不同介质条件下原油裂解生气时刻及主要生气期

Fig.8 Times of oil cracking gas generation under different medium conditions and main gas-generating stage

源灶相匹配的古隆起的发育也有差别,由此控制油气分布特征。塔里木古生界海相油气系统实际上是这3个时期形成的油气系统时空叠加演变的结果。

表4比较了塔东地区(满加尔凹陷主体 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$)寒武系—下奥陶统气源岩按照常规生气机理和接力生气机理

分别计算的不同时期的天然气生成量,累计生气均为 $558.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$,但接力生气机理计算的生气时期在晚期也有一定数量的天然气生成(图11),因此导致天然气聚集条件变好。塔里

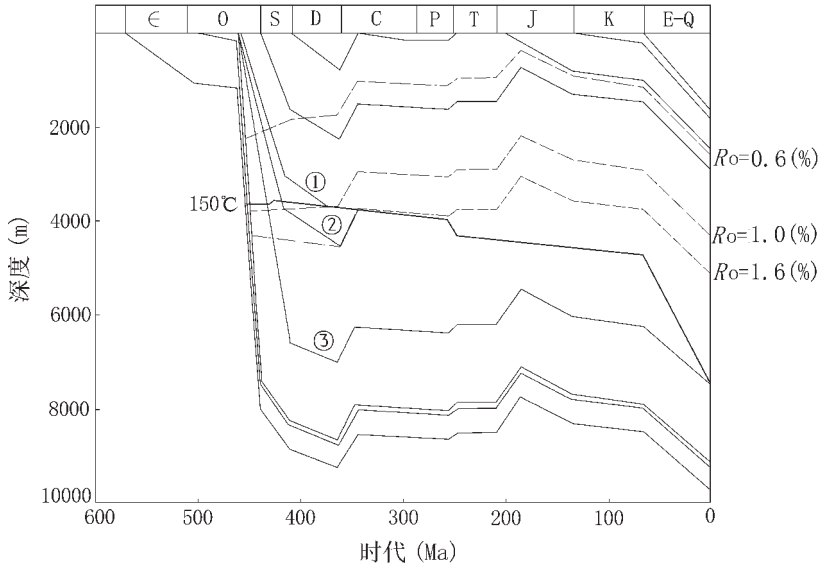


图 9 维马 1 井埋藏、受热和生烃史图

- ①—未发生油裂解生气的奥陶纪地层底界;②—泥盆纪以前发生油裂解生气,但后期未发生的奥陶纪地层顶界;
- ③—古近纪以后未发生原油裂解生气的奥陶纪地层底界

Fig.9 Burial, thermal evolution and hydrocarbon generation history of well Weima 1

- ① -Lower boundary of Ordovician strata in which no oil cracking gas generation occurred; ② -Upper boundary of Ordovician strata in which oil-cracking gas generation occurred before the Devonian but no oil generation occurred thereafter; ③ -Lower boundary of Ordovician strata in which no oil-cracking gas generation occurred after the Paleogene



图 10 塔里木盆地克拉通区供烃中心与油气藏的分布示意图

Fig.10 Distribution of source rock kitchens and their oil and gas pools in the cratonic area of the Tarim basin

表 4 塔里木盆地寒武系一下奥陶统气源岩按不同生气机理计算的不同时期生气量

Table 4 Gas-generating quantities of Cambrian-Lower Ordovician source rock kitchens in different periods in the Tarim basin calculated according to the conventional and consecutive gas generation mechanisms

地 区	评价方法	生气时期	∈-O ₁	O ₂	S	D	C	P	T	J	K	Kz	合计
塔里木东部满加尔凹陷	常规评价	生气量(×10 ¹² m ³)	129.6	227.3	70.9	30.9	39.1	25.5	19.9	10.8	1.2	3.2	558.4
		占百分比(%)	23.2	40.7	12.7	5.5	7.0	4.6	3.6	1.9	0.2	0.6	100.0
	接力生气机理评价	生气量(×10 ¹² m ³)	70.9	111.7	83.8	44.7	50.3	33.5	44.7	39.1	33.5	46.3	558.4
		占百分比(%)	12.7	20.0	15.0	8.0	9.0	6.0	8.0	7.0	6.0	8.3	100.0
塔里木整个台盆区	常规评价	生气量(×10 ¹² m ³)	182.3	319.8	99.7	43.4	55.1	35.9	28.0	15.2	1.6	4.5	785.7
		占百分比(%)	23.2	40.7	12.7	5.5	7.0	4.6	3.6	1.9	0.2	0.6	100.0
	接力生气机理评价	生气量(×10 ¹² m ³)	99.8	157.1	117.8	62.9	62.9	70.7	47.1	55.0	47.1	65.2	785.7
		占百分比(%)	12.7	20.0	15.0	8.0	9.0	6.0	8.0	7.0	6.0	8.3	100.0

表 5 塔里木盆地东部和整个台盆区下古生界气源岩按不同生气机理计算的天然气资源量

Table 5 Gas resources in Lower Paleozoic gas source rocks in the eastern Tarim basin and the whole platform-basin region calculated according to the conventional and consecutive gas generation mechanisms

地 区	参 数	常 规	接 力	增 加
塔东地区满加尔凹陷主体 (10×10 ⁴ km ²)	生气量(×10 ¹² m ³)	558.38	558.38	
	运聚系数(‰)	1.5	4	
	资源量(×10 ¹² m ³)	0.84	2.23	1.39
塔里木盆地台盆区 (32×10 ⁴ km ²)	生气量(×10 ¹² m ³)	785.66	785.66	
	运聚系数(‰)	2.5	4.5	
	资源量(×10 ¹² m ³)	1.96	3.53	1.57

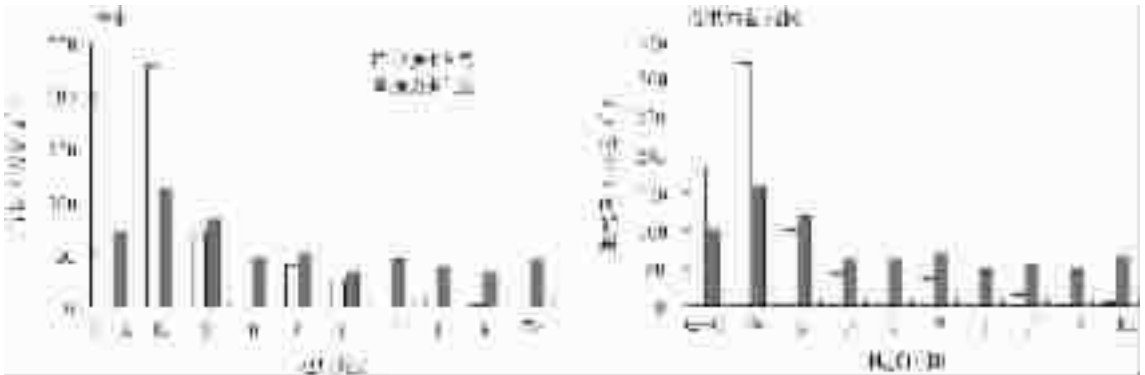


图 11 不同时期不同生气机理计算的资源量对比

Fig.11 Comparison of gas resources in Cambrian-Lower Ordovician source rock kitchens in different periods in the Tarim basin calculated according to the conventional and consecutive gas generation mechanisms

木盆地台盆区(32×10⁴ km²) 累计生气 785.7×10¹²m³。

由于生气时机较常规的偏晚, 导致天然气聚集条件变好,塔东地区天然气运聚系数由原来的 1.5‰增至 4‰,天然气资源量由原来的 0.84×10¹²m³ 增至 2.23×10¹²m³,增加 1.39×10¹²m³(表 5)。塔里木盆地台盆区运聚系数由原来的 1.5‰增至

4.2‰, 天然气资源量由原来的 1.96×10¹²m³ 增至 3.30×10¹²m³,增加 1.34×10¹²m³。

4 油裂解型气源灶的正演和反演研究

油裂解型气源灶是一种特殊气源灶,是优质干酪根在成

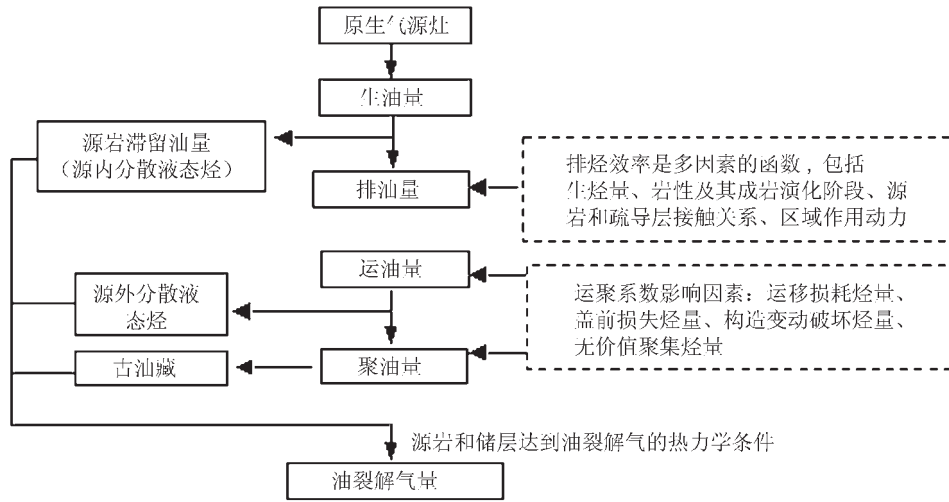


图 12 油裂解型气源灶正演研究思路和流程

Fig.12 Concept and process of forward inference study of oil cracking type gas source kitchen

气过程中派生出的, 在生油窗阶段生成的液态烃, 一部分可以排出烃源岩, 形成古油藏或源外分散液态烃, 一部分则呈分散状仍滞留在烃源岩内, 在进入高过成熟阶段这些不同赋存状态液态烃分别发生热裂解, 且具有良好的生气潜力, 这就是油裂解型气源灶的形成过程及其成气过程。

油裂解型气源灶是一种中间体, 直观看到的是原生气源灶和由此形成的气藏, 而对油裂解型气源灶的赋存形式、分布范围、成气数量和储量规模等问题, 只能通过正演和反演研究去确定且相互印证。

4.1 油裂解型气源灶的正演研究

正演研究从原生气源灶分析入手(图 12), 通过生油量、排油量、油聚集效率研究(成藏条件和保存条件分析, 关键是古构造研究), 确定原油的规模 and 分布; 通过研究储集层和生油层经历的受热条件, 研究油裂解气量和有效聚气率(关键是现今构造和圈闭研究, 以及古构造和现今构造的关系)。

按照此思路分析了塔里木盆地不同构造带中下寒武统生油量、油赋存层位及其裂解气的数量(表 6)。中下寒武统烃源岩原始生油量 $2\ 232.24 \times 10^8 t$, 剩余油量(未发生裂解的油) $806.21 \times 10^8 t$, 油裂解气量 $106.95 \times 10^{12} m^3$ 。需要说明的是特别要关注储层所经历的受热历史, 这是发生油裂解成气的必要条件; 另外, 这里均指烃类的一次运聚成藏过程, 未考虑气藏的再次调整和最终定型。

4.2 油裂解型气源灶的反演研究

反演研究主要是针对高度聚集型油裂解气源灶(即古油藏型气源灶)的研究。由于原油分布集中, 所以裂解后的残渣沥青的分布有一定的规律可循^[22~24]。根据沥青的赋存形式、数量及其空间分布, 以及优质储层展布; 结合生烃高峰期以来的古构造恢复及其演变, 大致推测古油水界面及古油藏的分布范围。根据残渣沥青的裂解程度、残余生气潜力, 计算古油藏裂解成气的数量。

四川盆地东北部飞仙关组鲕滩勘探面积约 $4\ 000\ km^2$, 该地区陆续发现了渡口河、铁山坡、罗家寨、滚子坪、金珠坪等气藏。飞仙关组储层中不同程度地含有沥青, 含量为 $0.09\% \sim 2.5\%$ (图 13)^[25~27]。沥青含量的多寡与岩性有关, 残余鲕粒白云岩中的沥青含量最高, 范围值 $0.2\% \sim 2.3\%$, 平均 1.33% ; 亮晶鲕粒白云岩次之, 范围值 $0.1\% \sim 2.5\%$, 平均 0.59% ; 细晶—中晶白云岩第三, 范围值 $0.1\% \sim 1.2\%$, 平均 0.36% ; 细晶鲕粒白云岩和灰质粉晶白云岩的平均含量分别为 0.16% 和 0.1% 。这表明沥青含量与岩性及储集孔隙性能有关。飞仙关组储层的主要岩石类型是残余鲕粒白云岩^[28], 储集性能最好。

川东北地区在早侏罗世沉积后, 二叠系烃源岩大量生油(图 14), 此时, 二叠系烃源岩成熟度与飞仙关组(主要储集层)顶构造叠合(图 15), 构造高部位是油的有利聚集区。

飞仙关组于晚侏罗世达到油开始大量裂解的温度 ($160^\circ C$), 持续时间 $35\ Ma$ 左右。因此, 最大埋深时构造高部位是油裂解气的有利聚集区。

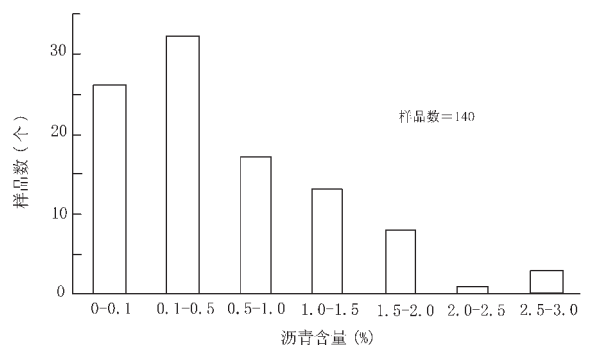


图 13 川东北飞仙关组储层沥青含量频率分布

Fig.13 Frequency distribution of the bitumen content in the reservoir of the Feixianguan Formation in the northeastern Sichuan basin

表 6 塔里木盆地中下寒武统生油量及其油裂解气量

Table 6 Oil-generating quantity of Middle-Lower Cambrian source rocks and their oil cracking gas quantity in the Tarim basin

不同构造带	原始生油量($\times 10^8$ t)	储油特征		裂解油数量		剩余油量($\times 10^8$ t)	油裂解气量($\times 10^8$ m ³)	主要气藏 (层位, 探明储量 $\times 10^8$ m ³)	
		层位	比例/%	Ro/%	裂解油的比例/%				
塔北隆起	161.86	源内	∈	50	1.8~2.6	20~60	32.37	36418.5	
		源外	O	35~40	1.4~2.0	3~40	38.85	19423.2	轮古东, O, 170.04; 桑塔木, O, 81.07; 塔河, O, T, 221.96
			D、C、T、K ₁	10~15	1.0~1.4	0~5	15.38	607.0	吉拉克, D _{3d} , T, 127.05; 解放旗东, T _{2sk} , 2.48; 吉南 4, T _{2sk} , 25.76; 雅克拉, K ₁ , 245.63
北部拗陷	821.12	源内	∈	50	2.6~3.8	60~90	41.06	277128.0	塔东 2
		源外	O	35	2.0~3.4	40~85	43.11	183212.4	塔中 1, O, 195.3; 孔 1
			S	15	1.2~1.6	0~5	117.01	4618.8	满东 1、英南 2、龙口 1
中央隆起	846.20	源内	∈	50	2.2~2.8	45~65	148.09	206261.3	塔参 1
		源外	O	40	1.2~2.0	0~40	203.09	101544.0	塔中 62, O, 203.44; 塔中 1、塔中 162、塔中 80
			D-C	10	1.2	0	84.62	0	和田河, C, 616.94; 塔中 6, D _{3d} , 85.28; 塔中 4, C、D _{3d} , 29.22
西南拗陷	403.06	源内	∈	50	2.2~4.6	45~99	2.02	149636.0	
		源外	O	40	1.4~2.4	5~55	72.55	66504.9	
			C	10	1.2~3.8	0~80	8.06	24183.6	阿克 1, C, 0.26~0.51

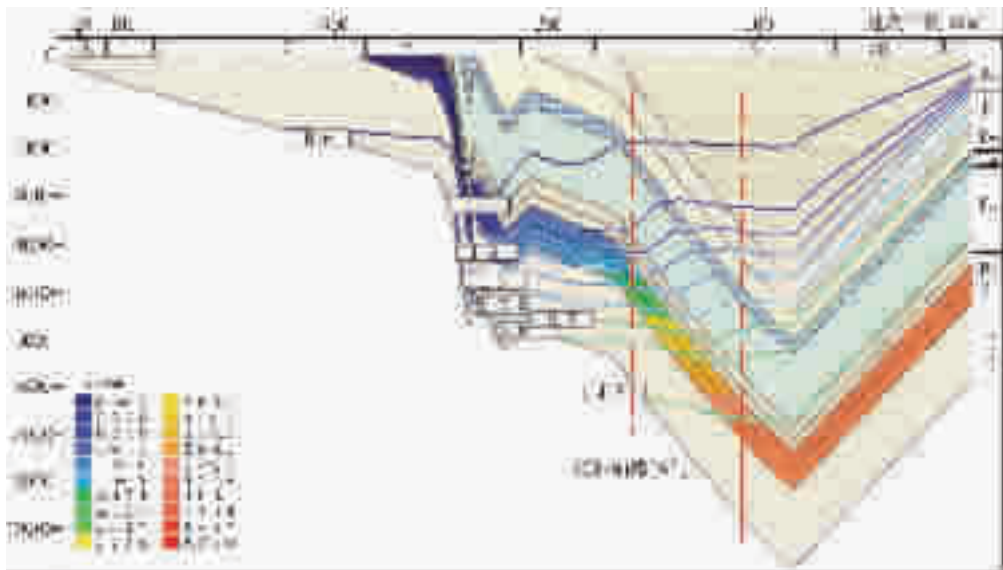


图 14 川东北地区最大埋深处(人工井)埋藏、受热史演化剖面

Fig.14 Section showing the burial and thermal evolution history of the deepest site (manual well) in the northeastern Sichuan basin

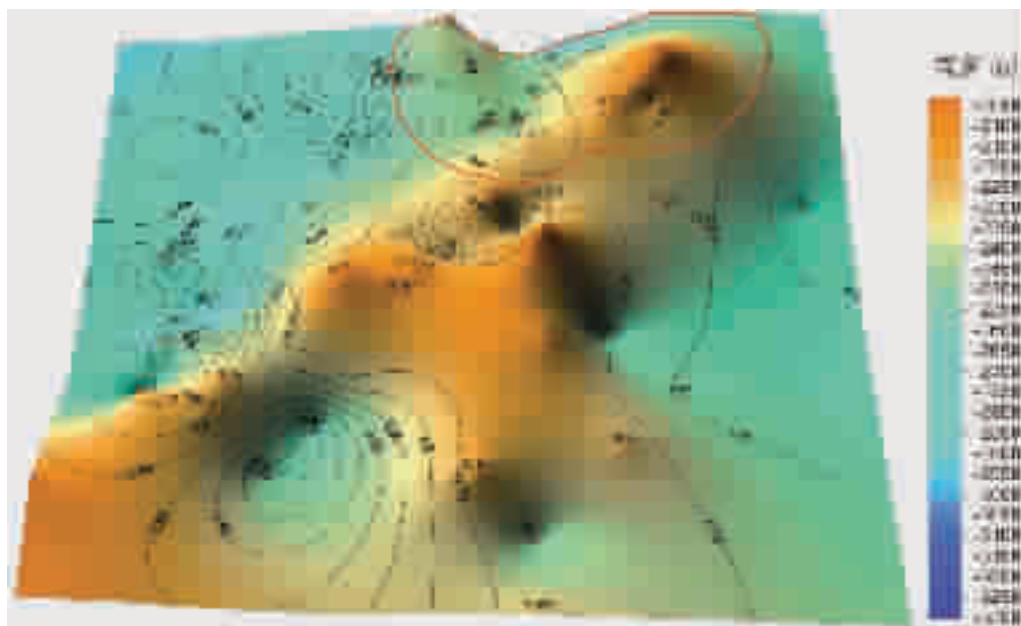


图 15 早侏罗世末(大量生油期)飞仙关组顶构造与二叠系烃源岩成熟度叠合图

Fig.15 Superposition map of the top structure of the Feixianguan Formation and the Permian source rock maturity during the stage of generation of large amount of oil at the end of the Early Jurassic)

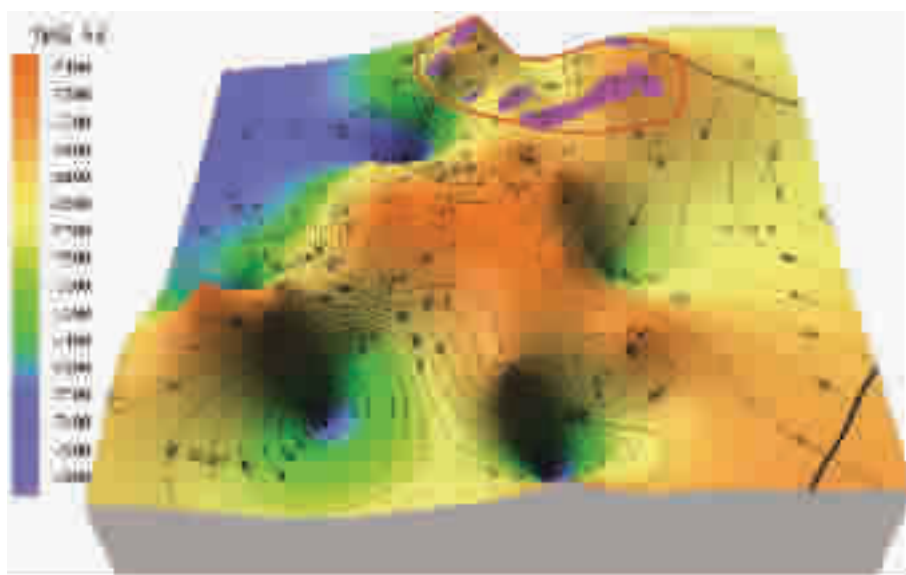


图 16 最大埋深时(白垩纪中期,84 Ma)飞仙关组温度与顶构造叠合图
(红圈为飞仙关组白云岩型古油藏的可能分布范围,桃红区为已发现的气藏)

Fig.16 Superposition map of the temperature and top structure of the Feixianguan Formation in the deepest burial stage (Middle Cretaceous, 84 Ma) (the red circle is the possible distribution scope of the old oil accumulation of dolomite type of the Feixianguan Formation; the pink area is the gas accumulation discovered)

表7 川东北飞仙关组白云岩古油藏原油数量及其油裂解气的数量

Table 7 Oil tonnage in the old oil accumulation of dolomite of the Feixianguan Formation in the northeastern Sichuan basin and its cracked gas quantity

面积 /km ²	厚度/m	孔隙度	原油数量 /10 ⁸ t	R _o /%	裂解油比例/%	裂解气量 /10 ¹² m ³	运聚系数/%	裂解气资源量 /10 ¹² m ³	主要气藏 探明储量 /10 ¹² m ³
735	10~260 平均 60	15%	45.38	2.2-2.8	55-80	2.72	50	1.36	罗家寨, 581.08 渡口河, 359.00 铁山坡, 373.97 滚子坪, 138.97 普光, 1143.63

注: 古油藏原油数量=面积×厚度×15%×80%×0.8575 g/cm³; 油裂解气量=古油藏原油数量×80%×750 ml/g. 油; 储量数据截至2005年。

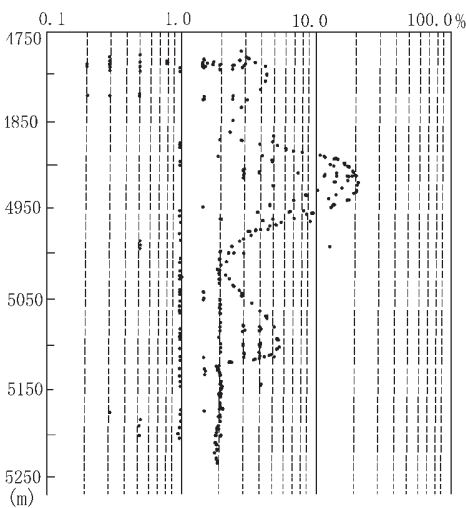
图17 普光2井沥青含量分布层段^①

Fig.17 Intervals of bitumen distribution in well Puguang 2

普光2井纵向上沥青大量分布层段在4850~4950 m (图17), 含量普遍大于8%, 在5100 m以深含量较低, 小于2%。混合水白云岩化作用是优质储层形成的主要控制因素, 鲕滩储层孔隙发育, 如渡口河、罗家寨气田的平均孔隙度达到10%~15%。

因此, 在古构造背景下, 结合沥青含量的分布趋势及储层孔隙发育程度, 可圈定古油藏范围, 面积约735 km² (图15), 计算的古油藏原油数量45亿t (表7), 油裂解气量及油裂解气资源量分别为2.72×10¹² m³和1.36×10¹² m³。

5 结论

(1) 烃源岩在生油窗阶段生成的油主要有3种赋存形式, 一是“源内分散状液态烃”, 即生成的液态烃未发生初次运移, 仍滞留在烃源岩内; 二是“源外分散状液态烃”, 即生成

的液态烃发生初次运移至储集层中, 但富集度较低, 尚未形成古油藏; 三是“源外富集型液态烃”, 即古油藏。3种赋存状态液态烃的数量及分配比例受控于多种因素, 首先是原生烃源岩生成液态烃的总数量, 这决定于烃源岩的优劣及分布规模; 其次是烃源岩的排油率及原油富集成藏条件。排油效率和机制受控于内因和外因, 且二者之间相互作用。有机碳含量分别为0.67%、0.62%和10.6%的泥岩、灰岩和油页岩, 最大排油率分别为45%、55%和80%。

(2) 油裂解型气源灶是一种特殊气源灶, 是优质生烃母质在成气过程中派生出的, 其形成必须具备两个必要条件, 一是在生油窗阶段有大量油的生成, 这是油裂解型气源灶形成的物质基础; 二是原油必须经历较高的温度, 达到裂解成气的热力学条件。原油与不同介质配样的生气动力学实验表明, 不同介质条件下甲烷的生成活化能分布有差异, 碳酸盐岩对油裂解条件影响最大, 可大大降低其活化能, 导致原油裂解热学条件降低, 体现在油发生裂解温度的降低。泥岩次之, 砂岩影响最小。碳酸盐岩、泥岩和砂岩对油的催化作用依次减弱, 不同介质条件下主生气期对应的R_o值: 纯原油为1.5%~3.8%; 碳酸盐岩中的分散原油为1.2%~3.2%; 泥岩中的分散原油为1.3%~3.4%; 砂岩中的分散原油为1.4%~3.6%。

(3) 油裂解型气源灶是一种中间体, 直观看到的是原生气源灶和由此形成的气藏, 而对油裂解型气源灶的赋存形式、分布范围、成气数量和储量规模等问题, 只能通过正演和反演的研究去确定且相互印证。正演研究以塔里木盆地中下寒武统生油及油裂解气研究为例, 中下寒武统烃源岩原始生油量2232.24×10⁸ t, 剩余油量806.21×10⁸ t, 油裂解气量106.95×10¹² m³。反演研究以川东北飞仙关组白云岩中油裂解气为例, 在古构造背景下, 结合沥青含量的分布趋势及储层孔隙发育程度, 圈定的古油藏面积约735 km², 计算的古油藏原油数量45亿t, 油裂解气量及油裂解气资源量分别为2.72×10¹² m³和1.36×10¹² m³。

致谢: 不同介质条件原油裂解成气动力学实验及参数计

①资料由中石化南方项目经理部提供, 内部交流。

算由中国科学院广州地球化学研究所刘金钟教授完成,中石油勘探开发研究院塔里木分院彭燕、张宝民教授帮助挑选塔里木样品,中石油勘探开发研究院博士生唐泽伟帮助做了部分图件,在此致以谢意。

参考文献(References):

- [1] Zhao Wenzhi, Wang Zhaoyun, Zhang Shuichang, et al. Oil cracking: an important way for highly efficient generation of gas from marine source rock kitchen[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(23):1~8.
- [2] Zhao Wenzhi, Wang Zhaoyun, He Haiqing, et al. Gas formation mechanism of marine carbonate source rocks in China[J]. Science in China, 2005, 48(4):441~453.
- [3] 赵孟军, 张水昌, 廖志勤. 原油裂解气在天然气勘探中的意义[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4):47~49, 56.
Zhao Mengjun, Zhang Shuichang, Liao Zhiqin. The cracking gas from crude oil and its significance in gas exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(4):47~49, 56 (in Chinese with English abstract).
- [4] 赵孟军, 张水昌, 刘丰忠. 油藏演化的两个极端过程[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(5):21~23.
Zhao Mengjun, Zhang Shuichang, Liu Fengzhong. Two possible fates for paleo-reservoir oils [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(5):21~23 (in Chinese with English abstract).
- [5] 张水昌, 王招明, 王宇飞, 等. 塔里木盆地塔东 2 油藏形成历史——原油稳定性与裂解作用实例研究 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6):25~31.
Zhang Shuichang, Wang Zhaoming, Wang Yufei, et al. Oil accumulation history in Tadong 2 oil reservoir in Tarim basin, NW China—A case study of oil stability and cracking [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6):25~31 (in Chinese with English abstract).
- [6] Welte D H. Petroleum and Basin Evolution [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1997.
- [7] 赵靖舟, 罗继红, 时保宏, 等. 塔里木盆地成藏系统分析 [J]. 石油实验地质, 2002, 24(4):311~321.
Zhao Jingzhou, Luo Jihong, Shi Baohong, et al. The study on the reservoir-forming systems of the Tarim basin [J]. Experimental Petroleum Geology, 2002, 24(4):311~321 (in Chinese with English abstract).
- [8] 张光亚, 王红军, 宋建国, 等. 塔里木盆地满西寒武系—下奥陶统油气系统的确定及其在勘探上的应用[J]. 中国石油勘探, 2002, 4(4):18~24.
Zhang Guangya, Wang Hongjun, Song Jianguo, et al. The identification of Manxi Cambrian-lower Ordovician petroleum system of Tarim basin and its application to oil and gas exploration [J]. China Petroleum Exploration, 2002, 4(4):18~24 (in Chinese with English abstract).
- [9] 张光亚, 王红军, 李洪辉. 塔里木盆地克拉通区油气藏形成主控因素与油气分布[J]. 科学通报, 2002, 47(增刊):24~29.
Zhang Guangya, Wang Hongjun, Li Honghui. The major factor of the oil and gas pool forming and distributing in Cratonic area of Tarim basin [J]. Chinese Science Bulletin, 2002, 47(supp.):24~29 (in Chinese).
- [10] 杨天泉, 黄先平, 周肖. 川东渡口河气田飞仙关组气藏地质特征与勘探前景[J]. 天然气工业, 2002, 19(6):11~14.
Yang Tianquan, Huang Xianping, Zhou Xiao. The geology characteristics of the Feixianguan gas pool of the Dukouhe gas field and prospect foreground in the eastern Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2002, 19(6):11~14 (in Chinese with English abstract).
- [11] 王一刚, 窦立荣, 文应初, 等. 四川盆地东北部三叠系飞仙关组高含硫气藏 H₂S 成因研究[J]. 地球化学, 2002, 31(6):517~523.
Wang Yigang, Dou Lirong, Wen Yingchu, et al. Origin of H₂S in Triassic Feixianguan formation gas pools, Northeastern Sichuan Basin, China [J]. Geochimica, 2002, 31(6):517~523 (in Chinese with English abstract).
- [12] 江兴福, 徐人芬, 黄建章. 川东地区飞仙关组气藏硫化氢分布特征[J]. 天然气工业, 2002, 22(2):24~27.
Jiang Xingfu, Xu Renfen, Huang Jiangzhang. Characteristics of hydrogen sulfide distribution in Feixianguan formation gas reservoirs in east Sichuan [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(2):24~27 (in Chinese with English abstract).
- [13] 冉隆辉, 陈更生, 张健, 等. 四川盆地东北部飞仙关鲕滩储层分布研究与勘探潜力分析[J]. 中国石油勘探, 2002, 7(1):46~55.
Ran Longhui, Chen Gengsheng, Zhang Jian, et al. The study of Feixianguan oolitic beach reservoir distribution and analysis of exploration potential in the northeast of Sichuan basin [J]. China Petroleum Exploration, 2002, 7(1):46~55 (in Chinese with English abstract).
- [14] 赵文智, 王兆云, 张水昌, 等. 有机质“接力成气”模式的提出及其在勘探中的意义[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2):1~7.
Zhao Wenzhi, Wang Zhaoyun, Zhang Shuichang, et al. Successive generation of natural gas from organic material and its significant in future exploration [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2):1~7 (in Chinese with English abstract).
- [15] 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气[M]. 北京:石油工业出版社, 1997.
Jia Chengzao. The Structure Feature and Oil and Gas in Tarim Basin, China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [16] 梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 等. 从塔里木盆地看中国海相生油问题[J]. 地学前缘, 2000, 7(4):534~547.
Liang Digang, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, et al. Understanding on marine oil generation in China based on Tarim Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(4):534~547 (in Chinese with English abstract).
- [17] 康玉柱. 塔里木盆地海相古生界油气勘探的进展[J]. 新疆石油地质, 2002, 23(1):76~78.
Kang Yuzhu. The progress for onshore marine petroleum exploration of Paleozoic in Tarim basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23(1):76~78 (in Chinese with English abstract).

- [18] 戴金星, 夏新宇, 洪峰. 天然气地质学研究促进了中国天然气储量的大幅度增长[J]. 新疆石油地质, 2002,23(5):357~365.
Dai Jinxing, Xia Xinyu, Hongfeng. Natural gas geology accelerated the growth of natural gas reserve in large scale in China [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002,23(5):357~365(in Chinese with English abstract).
- [19] 赵文智. 中国叠合盆地含油气系统基本特征及其评价方法[M]. 北京: 科学出版社, 2003.
Zhao Wenzhi. The Features of Petroleum System in Superimposed Sedimentary Basins of China and Their Evaluation Methodology [M]. Beijing: Science Press, 2003.
- [20] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学(卷一)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992.37~38,46~50.
Dai Jinxing, Pei Xigu, Qi Houfa. Natural Gas Geology in China (Volume 1) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992. 37 ~ 38,46~50.
- [21] 刘洛夫, 赵建章, 张水昌, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的成因类型及特征[J]. 石油学报, 2000, 21(6):12~17.
Lin Luofu, Zhao Jianzhang, Zhang Shuichang, et al. Genetic types and characteristics of the Silurian asphaltic sandstones in Tarim Basin [J]. Acta Petroleum Sinica, 2000, 21 (6):12~17 (in Chinese with English abstract).
- [22] Pepper A S, Dodd T A. Simple kinetic models of petroleum formation. Part II :oil -gas cracking [J]. Marine and Petroleum Geology, 1995,12:321~340.
- [23] Hunt J M, McNichol A P. The Cretaceous Austin Chalk of South Texas- A petroleum source rock. In: Palacas J G (eds.). Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks: AAPG Studies in Geology 18[M]. 1984.
- [24] Robert R B, Anthony F G. Primary migration by oil-generation microfracturing in low - permeability source rocks: application to the Austin Chalk, Texas[J]. AAPG Bulletin, 1999, 83(5):727~756.
- [25] 谢增业, 田世澄, 魏国齐, 等. 川东北飞仙关组储层沥青与古油藏研究[J]. 天然气地球科学, 2005,16(3):283~288.
Xie Zengye, Tian Shicheng, Wei Guoqi, et al. The study on the bitumen and foregone pool of Feixianguan oolitic in northeastern Sichuan basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2005,16 (3):283~288 (in Chinese with English abstract).
- [26] 刘德汉, 史继扬. 碳酸盐岩高演化有机质的地球化学特征及油气非常规评价方法[J]. 天然气工业, 1994,14(增刊):62~67.
Liu Dehan, Shi Jiyang. The geochemistry characteristics and unconventional evaluation methods of the oil and gas of the high evolution carbonate rocks[J]. Natural Gas Industry, 1994,14(supp.): 62~67 (in Chinese with English abstract).
- [27] 肖贤明, 刘德汉, 傅家谟. 应用沥青反射率推算油气生成与运移的地质时间[J]. 科学通报, 2000,45(19):2123~2127.
Xiao Xianming, Liu Dehan, Fu Jiamo. The generating and migration stage of the oil calculated by the asphaltum reflectivity [J]. Chinese Science Bulletin, 2000,45 (19):2123~2127 (in Chinese).

Cracking conditions of oils existing in different modes of occurrence and forward and backward inference of gas source rock kitchen of oil cracking type

ZHAO Wen-zhi, WANG Zhao-yun, WANG Hong-jun, WANG Ze-cheng,
ZHANG Shui-chang, WANG Zhen, ZHANG Qing-chun

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: The gas source rock kitchen of oil cracking type is a kind of special gas source rock kitchen derived from high-quality hydrocarbon source rocks. The oils generated from source rocks mainly have three modes of occurrence: disperse liquid hydrocarbon inside source rocks, disperse liquid hydrocarbon outside source rocks and concentrated liquid hydrocarbon outside source rocks. The quantities and proportions of the three modes of occurrence of hydrocarbon are controlled by various factors, including internal and external ones. As to the oil expulsion efficiency, the organic carbon contents in mudstone, limestone and oil shale are 0.67%, 0.62% and 10.6% respectively and their maximum oil expulsion efficiencies are 45%, 55% and 80% respectively. The kinetic experiments of cracked gas in different media indicate that the activation energy of methane changes according to the medium conditions. Carbonate rocks have the greatest influence on oil cracking and can significantly reduce the activation energy of cracked gas and the temperatures of oil cracking. Mudstone takes the second place and sandstone has the smallest influence. The corresponding R_o values of main gas-generating periods in different media are as follows: 1.5%–3.8% for pure crude oil, 1.2%–3.2% for disperse oil in carbonate rocks, 1.3%–3.4% for disperse oil in mudstone and 1.4%–3.6% for disperse oil in sandstone. The gas source rock kitchen of oil cracking type is an intermediate and what are visible are the primary gas source kitchen and gas accumulation formed by it. However, the modes of occurrence, distribution scope and amount and resources of gas generated for the gas source rock kitchen of oil cracking type can be only determined and proved through forward and backward inference. Take the Middle–Lower Cambrian in the Tarim basin as an example of forward inference, the original oil-generating quantity is $2\ 232.24 \times 10^8$ t and the residual oil quantity and oil cracked gas quantity are 806.21×10^8 t and 106.95×10^{12} m³ respectively. Take the cracked gas in dolomites of the Feixianguan Formation in the northeastern Sichuan basin as an example of backward inference, the area of the delineated paleo-oil accumulation is approximately 735 km², the quantity of crude oil is 45×10^8 t, and the quantity and resources of oil cracked gas are 2.72×10^{12} m³ and 1.36×10^{12} m³ respectively.

Key words: cracking condition; different modes of occurrence of oils; gas source rock kitchen of oil cracking type; forward and backward inference

About the first author: ZHAO Wen-zhi, male, born in 1958, Ph.D and senior professor, specializes in petroleum geology; E-mail: zwz@petrochina.com.cn.