

文章编号: 1000-0550(2009) 01-0153-11

深层海相天然气成因与塔里木盆地古生界油裂解气资源¹

王兆云 赵文智 张水昌 王红军 汪泽成

(中国石油天然气股份有限公司石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘要 我国海相地层时代老,演化程度偏高,高过成熟干酪根热降解生气潜力有限。针对深层海相天然气成因,提出了有机质接力成气机理,具体包含 3 方面涵义,生气母质的转换、生气时机的接替和气源灶的变迁。源内分散液态烃型气源灶继承了原生气源灶的特征,而源外分散和聚集型液态烃气源灶与原生气源灶相比,则发生了空间上的迁移。上述三部分液态烃在高一过成熟阶段均可裂解成气,但后者通常埋藏较前者浅,裂解成气的时机晚于前者,有利于晚期成藏。通过不同有机质丰度、不同岩性烃源岩生排烃模拟实验研究,建立了不同有机质丰度烃源岩的排油率图版,为源内、源外分散液态烃分配比例和数量研究提供了依据;从 3 个方面,生烃潜力评价指标 S_1 、热成因沥青和储层的荧光特征,论证了塔里木盆地古生界地层中分散可溶有机质的数量、分布、裂解程度,肯定了塔里木盆地古生界海相烃源岩有机质接力成气的现实性;并用正演研究思路计算了塔里木盆地中下寒武统分散可溶有机质裂解成气数量。有机质接力成气机理的应用大大提高了塔里木盆地台盆区古生界找气的潜力和希望。

关键词 深层海相天然气成因 有机质接力成气机理 气源灶变迁 油裂解气资源

第一作者简介 王兆云 女 1966 年出生 博士 高级工程师 油气藏地质 E-mail wzy@petrochina.com.cn
中图分类号 P593 TE122 文献标识码 A

我国海相地层时代老,演化程度偏高,现今多处于高、过成熟演化阶段^[1~3];其间并经历多期构造运动,埋藏史、生烃史、成藏史复杂^[4~8]。但塔里木、四川、鄂尔多斯三大盆地这套海相地层勘探成效显著,不断有大油气田发现,前期研究针对深层海相天然气成因提出油裂解生气是海相气源灶高效成气的重要途径和有机质接力成气机理^[9~11]。在明确了深层海相天然气的成因后,随着有机质接力成气机理研究的深化,有机质接力成气机理的内涵也由早先提出的生气母质转换和生气时机接替的机理性研究,扩展到地质体的评价,即气源灶的分布、演化和变迁研究。

1 塔里木盆地古生界地层中广泛存在分散液态烃

样品 Rock Eval 分析中的数据 S_1 为加热到 300℃ 时释放出的烃类气体,因此可用这个参数基本代表样品中分散可溶有机质的数量,但需说明样品中少部分重质可溶组分(胶质和沥青质)热解产生的烃类与干酪根热解产生的烃类 S_2 (300~500℃) 重叠在一起,所以可溶有机质中少部分重质组分含量未包括在数据 S_1 内。

塔里木盆地 10 口重点井 1 017 个样品的有机碳

TOC 和可溶有机质 S_1 的相关图示于图 1,可分为 4 个区间进行分析($TOC < 0.4\%$ 、 $S_1 < 2\text{mg/g}$ 岩石分别为烃源岩和非烃源岩的评价指标),iv-非气源岩区,样品的 2 个指标均未达到气源岩标准,表明已没有大量生气潜力,这里指残余有机质的生气潜力,或许样品已发生过大量油气的生成并发生高效排烃作用;或许原始沉积时有机质就少,属于非烃源岩。①-高、过成熟烃源岩不具备油裂解生气区,该区样品多处于高、过成熟演化阶段,即已完成大量生油过程,且高效排出生成的油,导致其中分散可溶有机质的数量很低,油裂解生气潜力有限。②-储层具备油裂解生气区,该区样品 TOC 未达到气源岩标准,属于非烃源岩;但由于储集性能较好,有烃类的充注,具备油裂解生气的物质基础。由于有机碳和热解数据用于评价烃源岩生油气能力,所以从未针对储层做过此项分析,故样品数量少,有关储层中可溶有机质的研究可采用薄片的荧光性分析,见本文 4.2 内容。③-源岩和少量储层中具备油裂解生气区。属于烃源岩且其中分散可溶有机质的数量达到油裂解生气的标准,具备油裂解生气的条件;少量储集岩由于原油大量运移至此,导致有机质丰度增高。

¹ 国家重点基础研究发展规划(973项目)(批准号:2007CB209500)和国家自然科学基金项目(批准号:40672097)资助。
收稿日期:2008-06-22

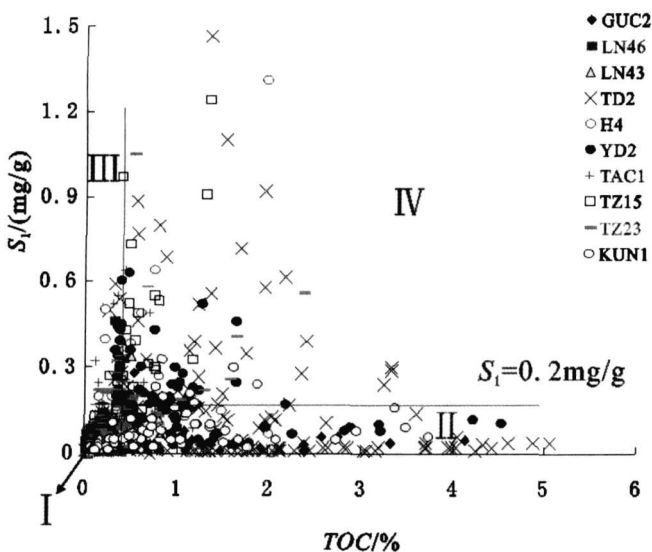


图 1 塔里木盆地古生界样品 TOC 和 S_1 相关图

Fig 1 Relative figure of TOC and S_1 of Palaeozoic samples in Tarim basin

2 塔里木盆地古生界分散液态烃的赋存空间分析及其演变特征

图 2 对比了塔里木盆地古生界海相泥岩和灰岩 (包括泥灰岩) 中分散可溶有机质的含量, 显著特征是除了烃源岩中 (泥岩和灰泥岩为主) 含较高含量的可溶有机质外, 储集性能较好的灰岩由于油气的充注含较多的可溶有机质。

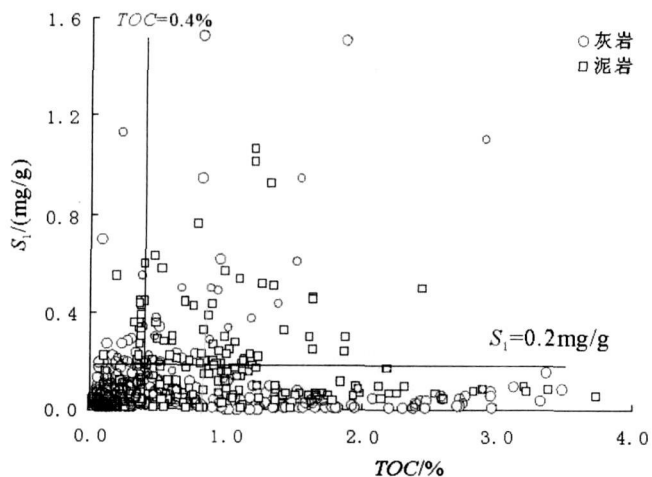


图 2 海相泥岩和灰岩中分散可溶有机质含量对比

Fig 2 The content correlation of dispersive soluble organic materials in marine mudstone and carbonate rocks

烃源岩中分散可溶有机质含量 S_1 是一个多变量动态函数, 与源岩的生油量 (丰度、类型、演化程度)、排油门限 (丰度、岩性、成岩作用, 成烃作用, 排烃作

用)、源储配置关系、外作用力 (区域动力、构造挤压力)、源岩经历的热史 (孔隙度和油裂解条件) 等众多因素相关联。图 3 对比了塔里木盆地古生界海相烃源岩和渤海湾第三系湖相泥岩中分散可溶有机质含量演化特征, 435℃ 以前为未熟—低熟阶段, 渤海湾第三系湖相泥岩中有机质富含 N、O 等杂原子化合物, 其分子键能弱^[12], 在较低演化阶段大量断裂形成未熟—低熟油, 因此, 源内可溶有机质 S_1 含量较塔里木古生界海相烃源岩中的高。435~455℃ 区间为生油窗阶段, 塔里木古生界海相烃源岩和渤海湾第三系湖相泥岩中分散可溶有机质含量均处于顶峰。大于

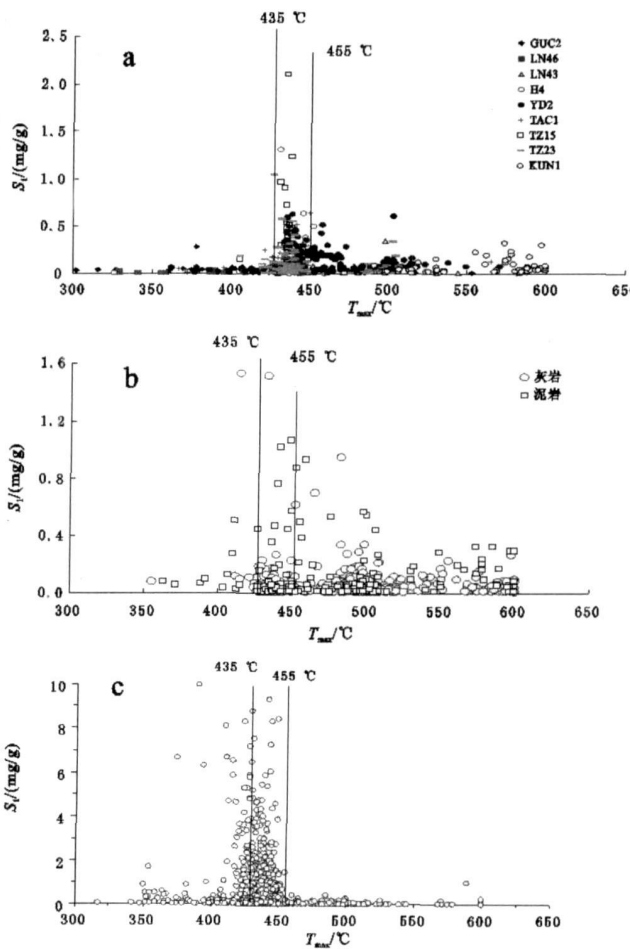


图 3 塔里木古生界海相烃源岩和渤海湾第三系湖相泥岩中分散可溶有机质含量演化对比

上: 塔里木盆地古生界样品; 中: 塔里木盆地古生界泥岩和灰岩样品; 下: 渤海湾第三系湖相泥岩

Fig 3 Content evolution correlation of dispersive soluble organic matter of Palaeozoic marine source rocks in Tarim basin and Tertiary lacustrine mudstone in Bohai Bay Upper Palaeozoic samples of Tarim basin; Middle Palaeozoic mudstone and calcareous rock of Tarim basin; Lower Tertiary lacustrine mudstone in Bohai Bay

455°C为高一过成熟阶段, 渤海湾第三系湖相泥岩 S_1 急剧降至最低, 反映滞留烃的大量排出。渤海湾盆地是富油气凹陷, 三明治结构特征明显, 第三系湖相泥岩有机质丰度高(图 4), 且断层、裂缝发育, 排油方式以达西流运移, 这些均有利于排油, 表现为排烃率很高, 滞留烃量少。而塔里木盆地海相烃源岩中滞留烃量表现特征则不同, 在高、过成熟阶段, 仍含有一定数量的可溶有机质。塔里木盆地古生界油气地质条件和渤海湾第三系截然不同, 有机质丰度、生排烃条件、源储配置关系等均有较大差异。因此, 精细研究不同有机质丰度烃源岩的排油率参数, 建立不同有机质丰度海相烃源岩的排油率图版, 可有效解决源内和源外分散液态烃分配比例和数量问题。

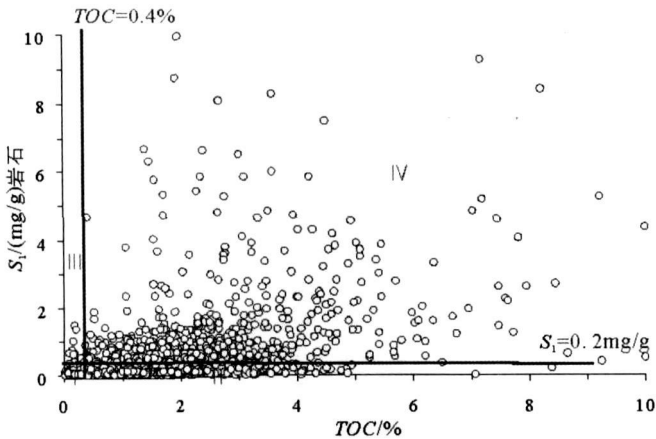


图 4 渤海湾第三系湖相泥岩 TOC 和 S_1 的相关图

Fig. 4 Relative figure of TOC and S_1 of Tertiary lacustrine mudstone in Bohai Bay

3 不同有机质丰度烃源岩排油率对比及排油率图版的建立

在前面的研究中多次提及影响源内分散液态烃数量的因素颇多, 但在深层天然气定量评价中排油率参数很重要, 是定量评价源内和源外(分散)液态烃分配比例和数量的关键。另外, 结合含油气系统分析和油气聚集条件可定量评价三种赋存状态液态烃的数量和分配比例。为此, 我们完成了不同有机质丰度 5 个样品的生排烃模拟实验, 样品岩性和演化程度如下, 华北下马岭灰岩, $TOC = 0.62\%$, $R_o = 0.68\%$; 山西灰岩, $TOC = 0.68\%$, $R_o = 0.58\%$; 泌阳第三系泥灰岩 $TOC = 4.75\%$, $R_o = 0.64\%$; 唐山油页岩, $TOC = 7.55\%$, $R_o = 0.60\%$; 广东茂名油页岩 $TOC = 10.08\%$, $R_o = 0.34\%$ 。滞留液态烃量、排出液态烃量、总生油量及排油率示于图 5 反映 3 个特点:

1) 单位有机碳的总生油量差异较大, 变化于 150 ~ 550 $mg/gTOC$ 范围内, 与有机质类型有关。泌阳凹陷第三系泥灰岩为腐泥型有机质, 脂碳(能生油气的碳)含量高, 最大生油量为 550 $mg/gTOC$ 。从世界范围看油页岩多为腐泥—腐殖型有机质, 我国油页岩也表现此特征, 即为 C_1 型有机质, 最大生油量为 150 ~ 160 $mg/gTOC$ 。山西灰岩和华北下马岭灰岩最大生油量分别为 275 $mg/gTOC$ 和 152 $mg/gTOC$ 。

2) 源内滞留烃量和排出烃量均呈现先逐渐增大后再减少的特征。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。烃源岩中有机质的数量、岩性、所处的成岩演化阶段均影响排烃机制、方式、相态和排烃效率, 所以每个样品的滞留烃量曲线、排出烃量曲线及其相关性均表现出不同的特征。在模拟实验体系中, 由于模拟温度远远高于实际地层温度, 所以模拟实验中热作用更强, 导致排烃效率更高。

3) 不同有机质丰度烃源岩的排油率曲线见图 5 右下图, 首先每个样品在不同演化阶段排油率不同, 都有一个突变段, 即油开始大量排烃阶段; 第二, 不同有机质丰度烃源岩最大排油率差异较大, 变化于 48% ~ 94% 范围内; 丰度较低烃源岩 ($TOC < 1.0\%$) 最大排油率在 45% ~ 55% 之间; 第三, 特别一提的是油页岩的排油率曲线变化特征, 在高、过成熟阶段排油率急剧增大, 最大可达 90% 以上, 原因分析有二, 一是油页岩有机质丰度高, 吸附了大量原油, 在高、过成熟阶段原油裂解成气体体积膨胀形成微裂缝, 有利于原油的排出, 二是高、过成熟阶段干酪根结构发生变化, 导致对烃类吸附能力发生变化, 这点需进一步做工作。由此, 我们联想到页岩气的研究, 页岩气是否随着演化程度的增高也有一个最大存在范围, 演化程度过高后, 页岩吸附气量反而会减少, 值得关注。

由此可见, 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 ($TOC < 1.0\%$) 的情况下。

4 塔里木盆地古生界分散液态烃裂解成气潜力及找气前景

4.1 分散液态烃裂解残余物沥青的分布

在开展塔里木盆地古生界分散液态烃裂解成气潜力的研究中, 除了上述工作从气源岩的角度正演开展工作外, 我们亦从分散液态烃裂解成气残余物沥青的分布入手, 反演研究分散液态烃的数量及其分布。累计观察塔里木盆地古生界 67 口井 2 436 块薄片的

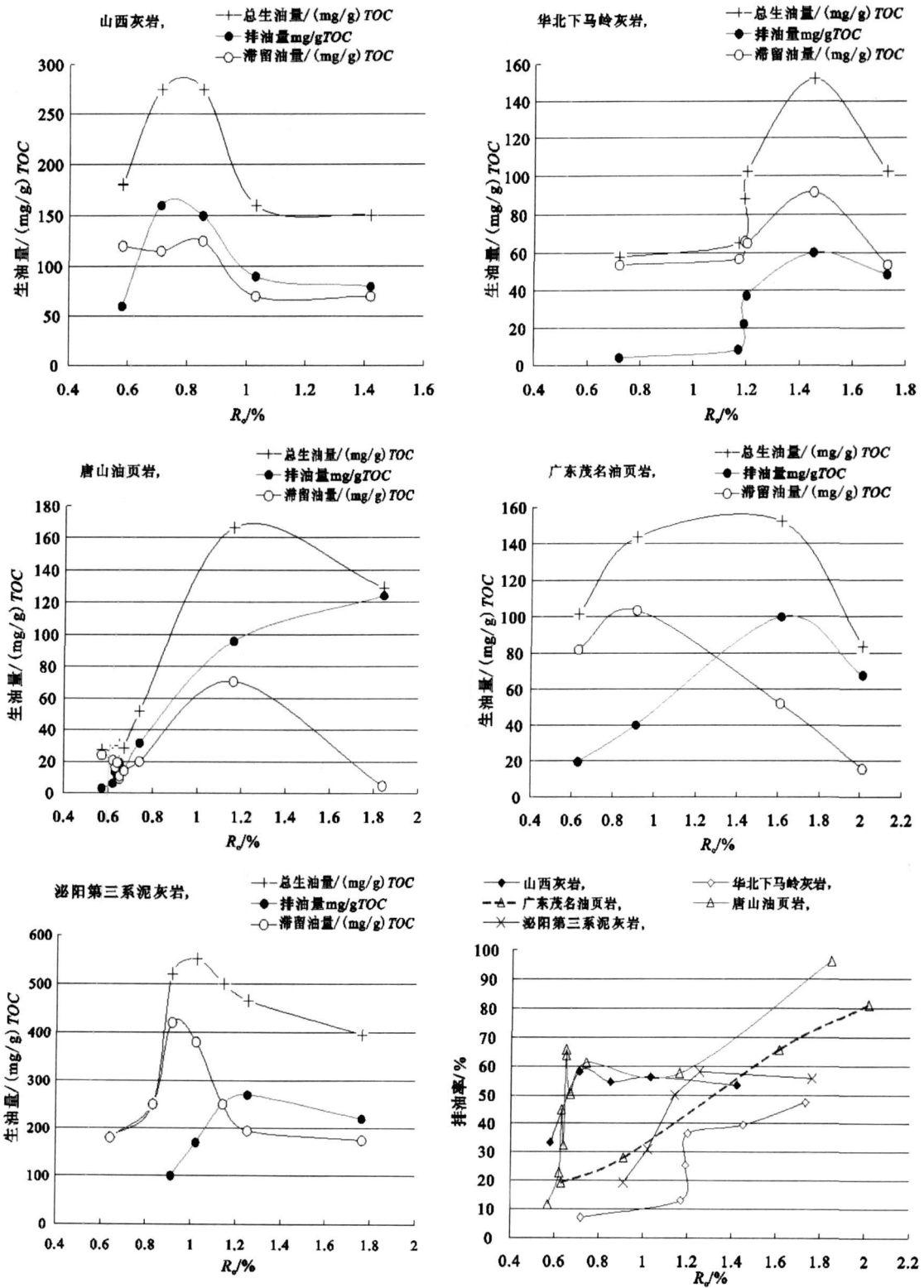


图 5 不同有机质丰度烃源岩滞留烃量、排出烃量及排油率对比图

Fig 5 Correlation figure of retain quantity, expulsion quantity and expulsion oil rate of source rocks with different TOC

描述, 统计结果有沥青的井有 54 口, 薄片 595 块, 有沥青的井数和薄片数分别占统计样品的 80.1% 和

24.4%, 广泛分布的沥青证实了分散液态烃的广泛存在。重点井各层系沥青含量列于表 1, 分散液态烃裂

解残余物沥青的含量一般小于 1.0%, 方 1 井寒武系地层中沥青含量较高, 可达 3.2%。

4.2 沥青的成因及未裂解分散可溶有机质的荧光特征

典型样品透射光沥青和矿物沥青基质荧光特征见图版 iv 和 ④。沥青可见粗晶晶间充填状固体沥青、粗晶晶洞充填状固体沥青、细晶晶间充填状固体沥青等, 以充填状或浸染状赋存, 且表现为高、低不同的反射率特征, 反映油气不同的充注时期。这些沥青均为热成因沥青, 从沥青的赋存层系分类, 分为 (1) 原生一同层沥青: 产于暗色泥岩、粉砂质泥岩及泥灰岩中, 部分由未运移出的可溶有机质重质组分转变而成, 部分是高、过成熟阶段分散可溶有机质裂解成气的残余物; (2) 后生—储层沥青: 充注的原油经历热变质作用后形成, 常产于各种碳酸盐岩中, 呈分散状分布于岩石裂缝、粒间孔、生物体腔、胶结物晶间孔隙、溶孔、溶洞及次生矿物中, 形态取决于它们所占有的空腔形状。类型 iv: 呈他形, 充填于晶洞、晶间隙或显微孔隙中; 类型 ④ 是一种典型晶间沥青, 沥青非常细小, 分散在晶间, 在分布上的特征是整体构成块状或层状分布, 形成黑色纹层。这类沥青见于细晶—微晶碳酸盐岩或是含有一定泥质的碳酸盐岩中。

表 1 塔里木盆地重点井各层系沥青百分含量

Table 1 Percentage of asphalt in each reservoir of key wells in Tarim basin

井号	层位	百分含量 %	井号	层位	百分含量 %
英东 2	O ₃	0.3~0.6	塔东 1	O ₃	0.2
	O ₁₊₂	0.2~0.4		黑土凹	1.3
	ε ₃	0.2~1.1		O ₁₊₂	0.4
	ε ₂	0.2~1.0		ε ₃	0.2
	ε ₁	0.2		ε ₂	0.4~0.6
米兰 1	黑土凹	0.3~0.6	ε ₁	0.3~1.4	
	O ₁₊₂	0.2~0.4	Z	0.1~0.7	
	ε ₃	0.2~1.9	黑土凹	0.2	
	ε ₂	0.2~0.3	O ₁₊₂	0.1~0.6	
	ε ₁	0.4~0.5	库南 1	ε ₃	0.1~0.3
塔东 2	O ₃	0.3	ε ₂	0.1~0.2	
	黑土凹	0.8~0.9	ε ₁	0.1	
	O ₁₊₂	0.1	O ₃	0.15~0.35	
	ε ₃	0.2	O ₁₊₂	0.05~0.25	
	ε ₂	0.9	ε ₃	0.1	
	ε ₁	0.6	方 1	ε ₂	0.4~3.2
	Z	0.2~0.3			

热成因沥青是可溶有机质达到原油裂解温度后发生裂解成气后的残余物, 若地层未达到原油大量裂

解的温度^[13~19], 则源内和源外分散可溶有机质则继续以液态烃形式存在, 这时表现的特征是荧光较强, 矿物沥青基质含量高 (图版 ④-4~6)。不同样品荧光有强、中、弱之分, 反映分散可溶有机质的多期次形成和充注以及后期经历的不同受热历史。累计观察塔里木盆地古生界 148 口井 2 178 块薄片的荧光, 有荧光显示的井有 145 口, 薄片有 1 876 块, 分别占统计样品的 98.0% 和 86.1% (表 2)。

液态烃大量滞留于有机质丰度较低烃源岩内是普遍现象; 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。

4.3 分散可溶有机质裂解成气潜力及塔里木盆地古生界找气前景

上述研究从 3 个角度, 源岩中分散可溶有机质的数量、裂解残余物沥青的分布、数量和特征、以及储层中未裂解分散可溶有机质的荧光特征, 分别研究了塔里木盆地古生界分散可溶有机质的数量、分布、裂解程度。下面以正演研究思路, 以塔里木盆地中下寒武统生油及油裂解气研究为例, 研究分散可溶有机质裂解成气的数量。

正演研究从原生气源灶分析入手, 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)。具体到研究区, 首先根据塔里木盆地不同构造带中下寒武统烃源岩面积、生油指标、埋藏和受热历史计算原始生油量; 第二步依据含油气系统分析研究成果, 确定不同构造带的油分别赋存的层位及其所占的比例; 第三步分别考察不同构造带的原油赋存层位所经历的受热历史, 目的是研究原油的裂解程度。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列于表 3。中下寒武统烃源岩原始生油量 2.232×10^8 t, 剩余油量 (未发生裂解的油) 806.21×10^8 t, 油裂解气量 106.95×10^{12} m³。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。

表 2 塔里木盆地观察荧光的井号及薄片块数

Table 2 Well No and thin sections for watching fluorescence in Tarim basin

井号	薄片数/块	有荧光薄片数/块	井号	薄片数/块	有荧光薄片数/块	井号	薄片数/块	有荧光薄片数/块
塔参1	13	13	方1	5	5	轮南2-33-3	16	16
塔中1	8	8	古城2	10	0	沙南2	5	5
塔中3	6	6	古城4	40	3	神木1	15	13
塔中19	7	7	塔中19	7	7	胜利1	4	4
塔中24-2	15	15	哈6	8	8	乌西1	9	7
塔中722	4	4	HD14	10	1	学参1井	6	6
塔中83	20	20	哈得18-1H	12	12	牙哈10	30	30
塔中84	3	3	哈得111	19	14	牙哈3	2	2
塔中122	47	42	HD112	23	22	牙哈5	6	6
塔中166	16	16	哈得114	6	5	雅尔当山	1	0
塔中243	19	18	哈得116	3	3	羊塔8	18	17
塔中263	32	32	哈得117C	1	1	羊塔502	9	8
塔中721	26	26	哈得117	3	3	羊屋2	22	20
塔中825	7	7	HD404	6	5	羊屋4	5	3
塔中826	35	33	和3	16	16	羊屋5	4	3
塔中4-7-38	21	21	和4	18	16	英东2井	3	3
塔中4	33	19	和田1	9	9	英买2	4	4
塔中16-13	40	40	吉南4-2	13	3	YM16	1	1
塔中32	6	2	康村2	5	2	英买33	1	1
塔中40-H6	29	27	柯深103	3	3	英买34-H1	39	39
塔中53	2	2	轮古5	12	12	英买34	14	14
塔中58	29	23	轮古7	27	25	英买35	4	4
塔中62-1	10	8	轮古32	37	37	英买36	8	8
塔中62-2	13	13	轮古36	13	10	英买37	9	9
塔中62-3	12	12	轮古37	24	21	英买38	4	4
塔中62	14	9	轮古39	25	18	英买39	17	13
塔中63	7	3	轮古208	16	15	英买41	6	6
塔中71	15	15	轮古351	10	10	英买321	3	3
塔中72	16	16	轮古381	24	23	英买322	47	43
塔中74	26	26	轮古391	19	19	英买323	1	1
塔中75	81	79	轮古621	54	48	英买341	4	3
塔中82	11	11	轮古801	8	8	英买浅1	6	6
塔中86	6	6	轮古802	27	26	英南201	34	3
塔中104	30	30	轮古901	15	6	玉东3	9	9
塔中169	56	56	轮古902	10	3	跃南1	9	9
塔中242	31	31	轮古903	15	5	跃南2	31	28
塔中408	14	14	轮南2-33-H6	6	6	中古41	2	2
塔中621	18	18	轮南2-34-2	4	4	大北101	16	1
塔中823	8	8	轮南4	40	34	大北102	24	3
哈得4-35	23	21	轮南17	15	14	迪那3	5	0
哈得17	6	6	轮南25	46	46	迪那102	5	4
哈得21	15	15	轮南50	4	3	东河1	2	2
哈得115	8	8	轮南631	49	49	米兰1	14	13
哈得118	3	3	轮南632	11	11	却勒101	19	19
哈得120	7	5	轮南634	4	4	群601	6	6
哈得171	5	5	玛纳1	3	3	若参1	7	7
哈得173	11	9	满参2	6	2	沙南1	9	8
罗西1	35	32	满南1	6	1	满西1	2	1
巴东2	15	15	总计	2178	1876			

表 3 塔里木盆地中下寒武统生油量及其油裂解气量

Table 3 The oil quantity of middle-lower Cambrian source rocks and its oil cracking gas quantity in Tarim basin

不同构造带	原始生油量 /10 ⁸ t	储油特征		裂解油数量		剩余油量 /10 ⁸ t	油裂解气量 /10 ⁸ m ³	主要气藏 (层位, 探明储量/10 ⁸ m ³)	
		层位	比例 /%	R ₀ /%	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, Q, 170.04; 桑塔木, Q, 81.07; 塔河, Q, T, 221.96
			D, C, T, K ₁	10~15	1.0~1.4	0~5	15.38	607.0	吉拉克, D ₃ d, T, 127.05 解放旗东, T _{2,3} k, 2.48; 吉南 4, T _{2,3} k, 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 ₃ d, 85.28; 塔中 4, C, D ₃ d, 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

5 结论

(1) 随着有机质接力成气机理研究的深化, 有机质接力成气机理内涵由早先提出的生气母质转换和生气时机接替的机理性研究, 扩展到地质体的评价, 即气源灶的变迁研究。根据分散可溶有机质的赋存状态, 划分为源内分散型液态烃气源灶, 源外分散型液态烃气源灶和源外聚集型液态烃气源灶 3 种。

(2) 通过不同有机质丰度、不同岩性烃源岩生排烃模拟实验研究, 建立了不同有机质丰度烃源岩排油率图版, 为单位有机质生油量评价, 源内和源外分散液态烃分配比例和数量的研究提供依据。丰度较低烃源岩 ($TOC < 1.0\%$) 最大排油率为 45% ~ 55%, 油

页岩在高、过成熟阶段排油率急剧增大, 可达 80% 以上。

(3) 从 3 个角度分别研究了塔里木盆地古生界分散可溶有机质的数量、分布及其裂解程度, 即用生烃潜力评价指标 S_1 研究源内未裂解分散可溶有机质的数量, 用裂解残余物沥青研究源内和源外已裂解分散可溶有机质的数量、分布和特征, 用荧光特征研究源外未裂解分散可溶有机质的数量和特征, 肯定了塔里木盆地古生界分散可溶有机质裂解成气的现实性。用正演研究思路计算了塔里木盆地中下寒武统生油及油裂解气量, 中下寒武统烃源岩原始生油量 $2.232 \sim 2.4 \times 10^8$ t; 剩余油量 (未发生裂解的油) 806.21×10^8 t; 油裂解气量 106.95×10^{12} m³。

致谢 中国石油勘探开发研究院塔里木分院彭燕、张丽萍、贾进华博士, 实验研究中心陈建平、罗忠、张鼎、魏宝和、崔金刚博士, 石油地质研究所赵长毅、陈瑞银、李永新博士, 程克明教授提供了部分分析资料, 对他们的帮助深致谢意。

参考文献 (References)

- 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 (Vol 1) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 37-38, 46-50]
- 戴金星, 等. 中国大气田及其气源 [M]. 北京: 科学出版社, 2003 [Dai Jinxing et al. Large Gas Fields and Their Source Rocks in China [M]. Beijing: Science Press, 2003]
- 戴金星, 夏新宇, 洪峰. 天然气地质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, Hong Feng. Natural gas geology accelerated the growth of natural gas reserve in large scale in China [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23(5): 357-365]
- 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]
- 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]
- 张光亚, 王红军, 宋建国, 等. 塔里木盆地满西寒武系一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]
- 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(suppl): 24-29]
- 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]
- 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
- 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]
- Zhao Wenzhi, Wang Zhaoyun, Zhang Shuichang et al. Cracking condition of crude oil under different geological environment. Science in China (Series D): Earth Sciences, 2008, 51: 77-83
- Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence [M]. New York: Springer-verlag, 1984
- Kuiley T M, Mackenzie A S. The temperature of oil and gas formation in sub-surface [J]. Nature, 1998, 333: 549-552
- Mango F D, Hightower J W. The catalytic decomposition of petroleum into natural gas [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1997, 61(24): 5347-5350
- McNeil R I. Thermal stability of hydrocarbons: laboratory criteria and field examples [J]. Energy & Fuels, 1996, 10(2): 60-67
- Schenk H J, Di Primio R, Horsfield B. The conversion of oil into gas in petroleum reservoir. Part IV: Comparative kinetic investigation of gas generation from crude oil of lacustrine, marine and fluvio-deltaic origin by programmed-temperature closed-system pyrolysis [J]. Organic Geochemistry, 1997, 26(7-8): 467-481
- Ungerer P. State of the art of research in kinetic modeling of oil formation and expulsion [J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(1-3): 1-25
- Stephane T, Marcel E, Jacques P. Oil-cracking processes: evidence from synthetic petroleum inclusions [J]. Journal of Geochemical Exploration, 2003, 26(78-79): 421-425
- Domine F, Dessort D, Brevant O. Towards a new method of geochemical kinetic modeling: implications for the stability of crude oils [J]. Organic Geochemistry, 1998, 28(9-10): 597-612

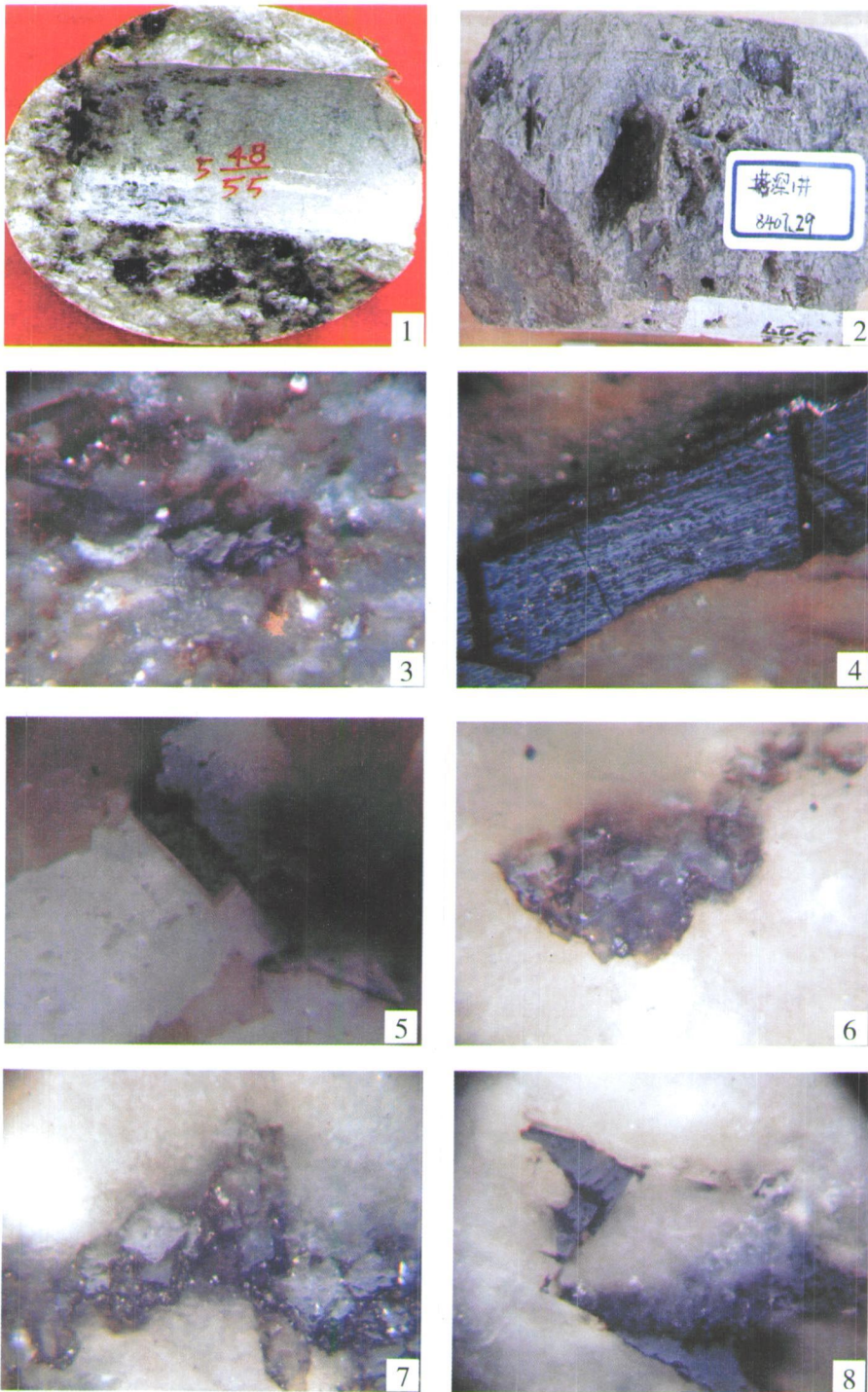
Origin of Deep Marine Gas and Oil Cracking Gas Potential of Paleozoic Source Rocks in Tarim Basin

WANG Zhao-yun ZHAO Wen-zhi ZHANG Shu-chang WANG Hong-jun WANG Ze-cheng
(Petrochem Exploration and Development Institute, CNPC, Beijing 100083)

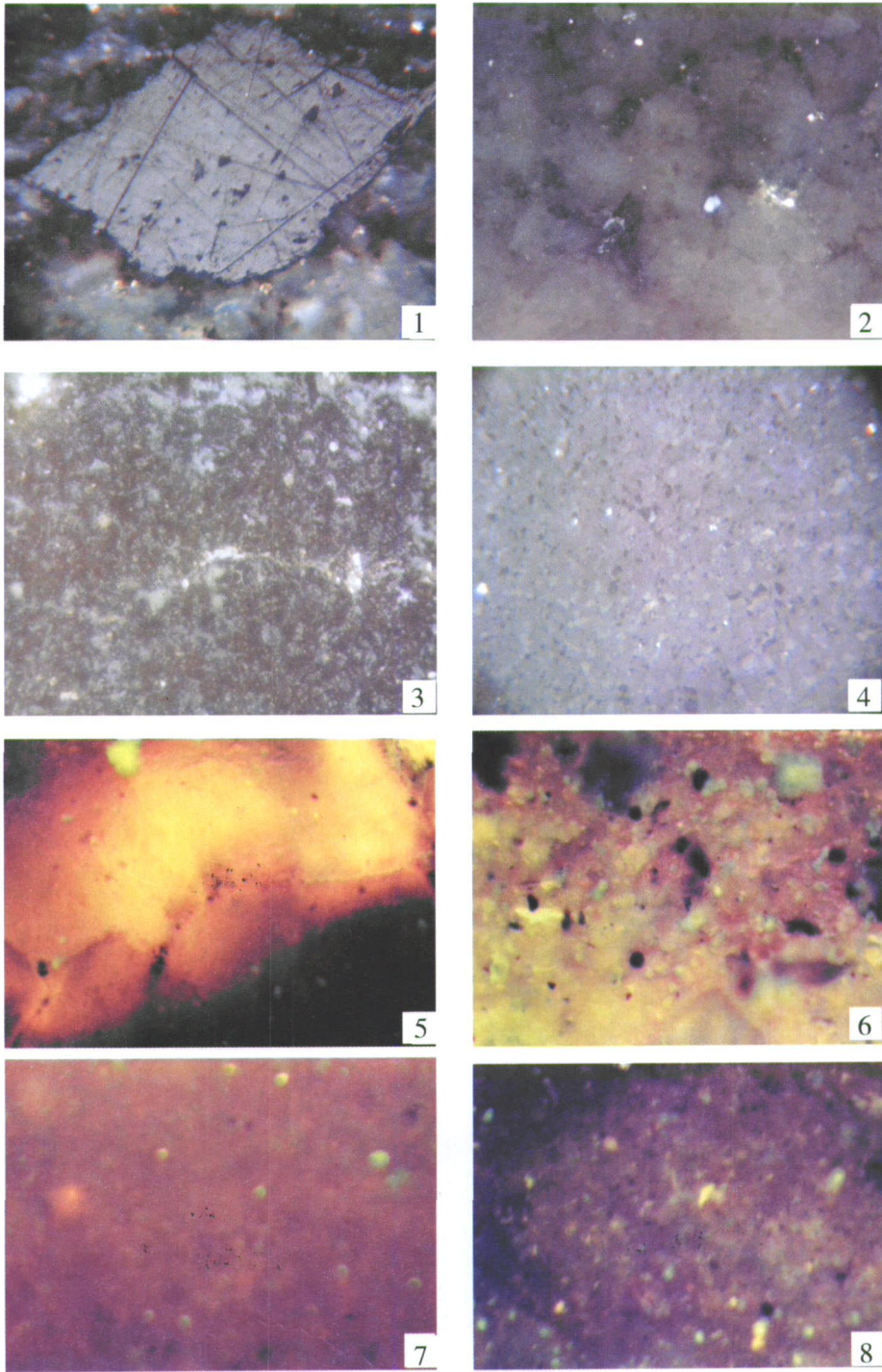
Abstract The marine strata in China is of old age and in high evolution period, and the potential of gas generated from high-overmature source rocks is limited, but the gas exploration of this marine strata in Tarim, Sichuan and Ordos basin has greatly effective with large oil and gas fields constantly discovered. This paper brings up the successive gas generation mechanism for the origin of deep marine gas, including three meanings of transformation of gas generation matter, replacement of gas generation time, and change of gas source kitchen. The gas source kitchen of dispersive liquid hydrocarbon inside of source rocks inherits the characteristics of original gas source kitchen, but the gas source kitchen of dispersive & concentrated liquid hydrocarbon outside of source rocks has occurred the spacial change comparing with original gas source kitchen. The above three liquid hydrocarbon can be cracked into gas at high-overmature stage, but the latter is embedded flatter and its time of cracking and gas generation is later than the former, which makes for the late gas accumulations.

This paper creates expulsion oil rate plates of different organic matter abundance through simulation experiments of hydrocarbon generation and expulsion of different organic matter abundance and different lithology source rocks, providing the basis for the reasearch of allocation proportion and quantity of dispersive liquid hydrocarbon inside & outside of source rocks. This paper demonstrates the quantity, distribution and cracking degree of dispersive soluble organic materials of Palaeozoic strata in Tarim basin from the evaluating indicator S_1 of hydrocarbon generating potential, heat-origin asphalt and the fluorescence characteristic of reservoirs, and makes sure of the reality of successive gas generation of organic matter of Palaeozoic marine source rocks in Tarim basin, and also calculates the cracking gas quantity of dispersive soluble organic matter in middle and lower Cambrian of Tarim basin. The application of successive gas generation mechanism of organic matter can greatly increase the gas exploration potential and openness of palaeozoic strata in Tarim basin.

Key words origin of deep marine gas, successive gas generation mechanism of organic matter, change of gas source kitchen, oil cracking gas potential



图版 iv 说明 1. 塔中 44 井, 4884.5~4893.3 m, 浅灰亮晶生屑砂屑灰岩, 小型溶孔洞十分发育, 其中见沥青及油侵; 2. 塔深 1 井, 8407.29 m, 灰色泥灰岩, 小型溶孔洞十分发育, 其中见沥青及油侵; 3. 晶间充填状固体沥青, 且为两期, 英东 2 井, 3288.3 m, 灰色泥岩, 油浸反射光, 260 \times ; 4. 粗晶晶间充填状低反射率固体沥青, 米兰 1 井, 5235 m, 灰岩, 油浸反射光, 260 \times ; 5. 粗晶晶间充填状低反射率固体沥青, 古董 2 井, 2184 m, 灰岩, 油浸反射光, 260 \times ; 6. 粗晶晶间充填状低反射率固体沥青, 和 3 井, 4038.1 m, 灰岩, 油浸反射光, 260 \times ; 7. 粗晶晶间充填状低反射率固体沥青, 和 3 井, 4038.1 m, 灰岩, 油浸反射光, 260 \times ; 8. 粗晶晶间充填状低反射率固体沥青, 古董 1 井, 1632 m, 灰岩, 油浸反射光, 260 \times .



图版 10 说明: 1. 粗晶晶间充填状低反射率固体沥青, 英东 2 井, 3 288.3 m, 灰色泥岩, 油浸反射光, 260 \times ; 2. 粗晶晶间充填状高反射率固体沥青, 英东 2 井, 4 802.35 m, 灰黑色泥岩, 油浸反射光, 260 \times ; 3. 碳质泥岩中分散状沥青, 塔东 1 井, 4 713 m, ϵ , 油浸反射光, 300 \times ; 4. 细晶晶间充填状高反射率固体沥青, 和 4 井, 5 299.28 m, 灰岩, 油浸反射光, 260 \times ; 5. 粗晶间淡黄色荧光, 和 4 井, 4 359.99 m, 灰岩, 反射荧光, 260 \times ; 6. 强荧光矿物沥青基质, 英东 2 井, 4 803.2 m, 硅质泥岩, 反射荧光, 260 \times ; 7. 弱荧光矿物沥青基质, 英东 2 井, 4 355.6 m, 灰色泥岩, 反射荧光, 260 \times ; 8. 中等偏弱荧光矿物沥青基质, 和 3 井, 4 024.37 m, 灰岩, 反射荧光, 260 \times .