

塔里木盆地英南 2 井气藏生烃动力学研究

肖中尧^{①②*} 肖贤明^③ 马德明^④ 卢玉红^② 杨朝世^②

(① 中国矿业大学(北京), 北京 100083; ② 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院, 库尔勒 841000; ③ 中国科学院广州地球化学研究所, 广州 510640; ④ 中国石油东方地球物理公司综合物化探事业部, 涿州 072656)

摘要 英南 2 井是塔里木盆地东部地区一口重要的预探井, 该井在侏罗系获得高产工业油气流. 天然气组分与碳同位素组成表明该气藏中的天然气属于腐泥型天然气. 由于该区存在多套源岩, 天然气来自干酪根气还是原油裂解气存在一定争议. 通过应用生烃动力学与碳同位素动力学的方法, 认为英南 2 井天然气以原油裂解气为主, 约占 72%, 气源来自寒武-下奥陶统干酪根的二次生气、中上奥陶统油藏的裂解气. 英南 2 井侏罗系气藏主要充注时间在 65 Ma 之后, 属晚期成藏, 持续充注.

关键词 动力学 运聚成藏过程 原油裂解气 英南 2 井 塔里木盆地

英南 2 井位于塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷英南断裂构造带英南 2 号构造高点上, 为一口预探井^[1-3]. 该井在 2001 年 12 月 15 日中途测试获高产油气流, 标志着英吉苏凹陷油气勘探的重大突破, 也展示了塔东近 $15 \times 10^4 \text{ km}^2$ 地区油气勘探的前景. 近年来, 关于英南 2 井气藏中天然气的成因、干酪根气与原油裂解气的生成特征、对气藏的贡献、成藏时间与运聚模式等问题存在一定争议^[4-9]. 这些问题直接关系到该区油气资源远景评价与勘探工作的部署, 以及对邻区或相似地质条件下油气成因与成藏的评价与认识^[10-13]. 本研究应用生烃动力学与碳同位素动力学原理与方法, 结合气藏形成的地质地球化学背景, 对上述问题作进一步研究与探讨.

1 地质概况

英吉苏凹陷位于塔里木盆地东北部, 南北夹持于塔东低凸起和库鲁吉塔克断垄之间, 西部与满加尔凹陷相接, 西北方向为孔雀河斜坡, 东北方向过渡至罗布泊凹陷(图 1). 塔东地区油气勘探程度总体上

很低, 已完钻探井 16 口, 英南 1、华英参 1、英南 2、龙口 1 井在侏罗系和志留系见到油气显示, 其中英南 2 井在侏罗系 3626.02~3667.56 m 井段中途测试获得高产工业油气流, 预示着塔东地区是一个重要的天然气勘探领域.

2 英南 2 井天然气的地球化学特征

英南 2 井天然气以烃类气体为主, 烃类气体含量一般为 78.86%~87.67%. 烃类气体中甲烷含量分布范围为 68.92%~76.67%(表 1), 重烃气体 C_2^+ 含量为 9.17%~14.01%, 主力产层天然气干燥系数为 0.89, 属于湿气. 非烃组分含量从 13.88% 到 17.95%, 以 N_2 为主, 含量在 13.67%~17.87%, CO_2 含量低, 在 0.05%~0.31%.

天然气甲烷碳同位素为 $-37.5\text{‰} \sim -36.2\text{‰}$ (表 2), 乙烷碳同位素为 $-34.7\text{‰} \sim -30.9\text{‰}$, 丙烷碳同位素 $-29.1\text{‰} \sim -28.2\text{‰}$. 英南 2 井天然气 CO_2 的同位素值为 $-15.9\text{‰} \sim -10.3\text{‰}$, 表明 CO_2 是有机成因. 由于腐殖型来源的天然气中乙烷的碳同位素值 $> -28\text{‰}$ ^[14-16], 因

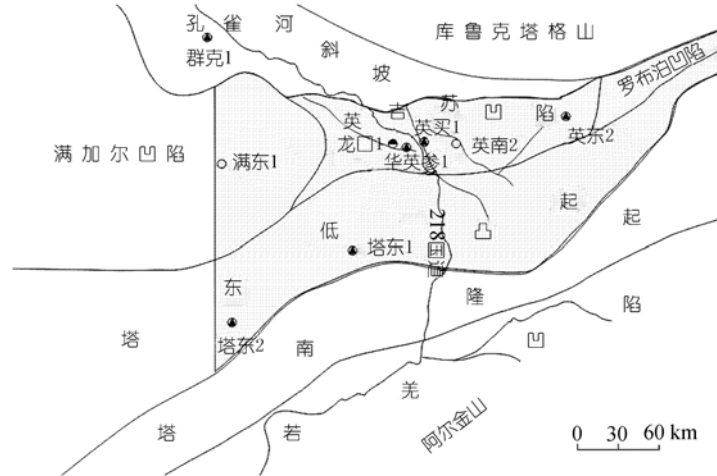


图 1 塔东地区地理位置图

表 1 英南 2 井天然气组分

井深/m	层位	天然气组分/%								C ₁ /ΣC ₁ ⁺	iC ₄ /nC ₄
		C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	C ₂ ⁺	CO ₂	N ₂		
3470.79~3501.65	J	69.83	7.7	2.8	0.53	0.72	12.21	0.08	17.87	85.31	0.74
3505.08~3517.85	J	69.01	7.75	2.98	0.64	1.03	12.46	0.06	17.3	84.18	0.62
3534.81~3554.53	J	70.73	6.75	2.17	0.41	0.52	10.19	0.087	18.39	87.55	0.78
3624.8~3667.56	J	73.87	6.56	2.37	0.53	0.94	11.28	0.13	14.65	87.21	0.56
3644.0~3646.0	J	72.97	6.32	2.19	0.43	0.66	10.29	0.13	16.62	88.04	0.66
3648.0~3680.0	J	72.82	6.3	2.23	0.45	0.7	10.37	0.16	16.65	87.9	0.65
3695.6~3707.78	J	74.43	3.54	0.35	0.035	0.06	4.21	0.65	20.73	94.85	0.72
3725.85~3776.0	S	76.74	5.99	1.84	0.34	0.61	9.3	0.13	13.83	89.48	0.55
3805.5~3833.99	S	75.06	6.63	2.03	0.39	0.77	10.5	1.105	13.31	88.01	0.51

表 2 英南 2 井天然气碳同位素(‰)数据

井段/m	层位	δ ¹³ C ₁	δ ¹³ C ₂	δ ¹³ C ₃	δ ¹³ C ₄	δ ¹³ C _{CO₂}
3470.9~3510.65	J	-36.3	-30.9	-28.8	-29.5	
3505.00~3517.85	J	-36.2	-31.5	-28.2	-27.6	
3626.02~3667.56	J	-37.3	-33.3	-29.3	-30.3	
3725.85~3776.00	J	-37.2	-34.6	-29.1	-27.6	-10.3
3805.47~3833.99	J	-37.5	-34.7	-28.9	-27.3	-15.9

此英南 2 井气藏天然气属于典型的腐泥型天然气。

3 英南 2 井天然气生成与碳同位素动力学模型

3.1 地质参数

应用生烃动力学与碳同位素动力学方法评价油气藏成因所需参数为油气藏或烃源岩的受热历史, 其涉及到三项相关地质参数: 埋藏史、古地温梯度及古地表温度。动力学模拟所采用英南 2 井埋藏史如图 2 所示。塔东地区采用的古地表温度一般为 20℃^[17-19]。

本研究生烃动力学参数采用 Kinetics(2000 版)专用软件, 在获取生烃动力学参数的基础上, 利用 GOR-Isotope(2005 年版)进行甲烷碳同位素的模拟计算^[20,21]。

本次研究利用英东 2 井寒武-奥陶系沥青反射率进行古地温研究。首先选择块体大, 多色性不强的沥青进行反射率测定, 然后根据公式 $VRE = 0.66BR_o + 0.34$ ^[22], 转化成等效镜质组反射率, 通过 Easy R_o 方法拟合计算古地温梯度。拟合计算结果表明, 寒武-奥陶纪为 3.0℃/100 m, 志留纪为 2.9℃/100 m, 泥盆纪—二叠纪为 2.8℃/100 m, 三叠纪为 2.7℃/100 m,

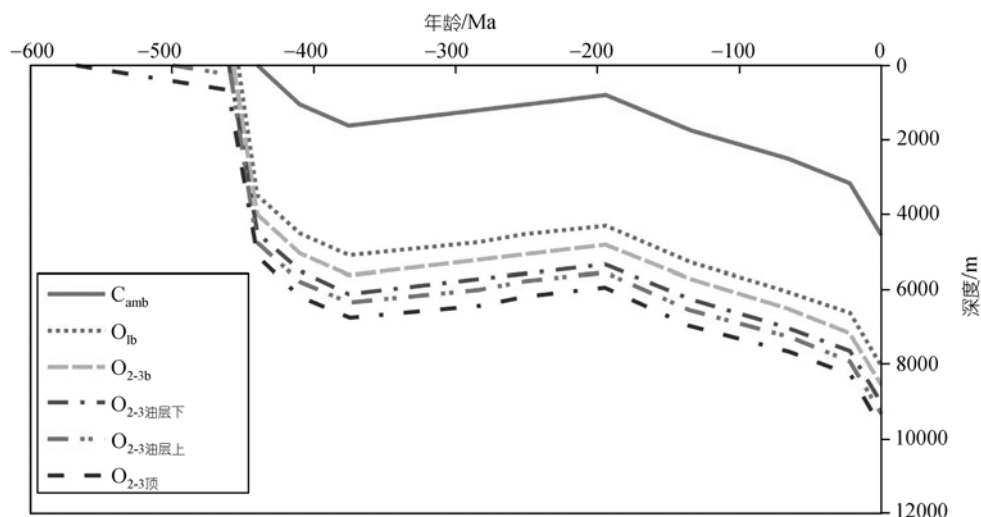


图 2 英南 2 井埋藏史图

侏罗纪为 $2.6^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, 白垩纪为 $2.5^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, 早第三纪为 $2.4^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, 晚第三纪—第四纪为 $2.1^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$. 这一结果与盆地其他地区相似, 都表现为地温梯度逐渐降低的特点. 由于英南 2 井与英东 2 井在古生代具有类似的沉积特征, 因此本研究利用英东 2 井古地温梯度代表英南 2 井的古地温梯度.

3.2 烃源岩生气与碳同位素动力学模型

英吉苏凹陷寒武-奥陶系烃源岩具体是指中下寒武—下奥陶统地层, 根据邻区钻孔资料, 以黑色泥岩、黑色泥灰岩为主. 英南 2 井区在中晚奥陶世就发育了深大断裂, 构成较好运移系统, 天然气以纵向运移为主. 根据这两点特征, 生烃动力学模拟方法如下: (i) 目标点: 寒武系底、下奥陶底、下奥陶顶; (ii) 动力学参数: 萨干页岩二次裂解模型; (iii) 古地温梯度: 英东 2 井古地温梯度模拟结果; (iv) 地表温度: 20°C ; (v) 埋藏史, 见图 2.

下面对各模拟点模拟计算结果说明如下:

(1) 英南 2 井寒武系底: 模拟结果见图 3. 现今甲烷转化率达 0.984, 已接近生气下限, 天然气累积 $\delta^{13}\text{C}_1 = -32.8\text{‰}$, 瞬时 $\delta^{13}\text{C}_1 = -21.5\text{‰}$; 主生气期出现在志留纪—泥盆纪期间, 石炭纪末期生气潜力基本结束; 天然气为干气, 累积气干燥系数为 0.99.

(2) 英南 2 井下奥陶底: 模拟结果见图 4. 现今甲烷转化率达 0.95, 已达生气晚期; 天然气累积 $\delta^{13}\text{C}_1 = -33.7\text{‰}$, 瞬时 $\delta^{13}\text{C}_1$ 达 -24.2‰ ; 天然气生成明显分两个阶段, 早期阶段出现在中志留世—泥盆纪, 为主生气期, 晚期阶段出现在 135 Ma 以后, 只有少量气体

生成; 天然气为干气, 累积干燥系数为 0.96.

(3) 英南 2 井下奥陶顶: 模拟结果见图 5. 总的规律与下奥陶底烃源岩相似, 只是烃源岩成熟度略低. 现今甲烷转化率为 0.905, 也达生气晚期, 天然气累积 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -35.0‰ , 瞬时 $\delta^{13}\text{C}_1$ 达 -25.9‰ ; 天然气生成历史同样体现出两个阶段, 70% 的气形成于志留-泥盆纪, 15% 的气形成于 135 Ma 以后, 天然气为干气, 累积干燥系数为 0.93.

3.3 原油裂解气及其碳同位素动力学模型

英南 2 井早古生代沉积厚达 7000 余米, 寒武系底埋深约 10000 m, 存在原油裂解成气的温度条件. 根据早期研究报告, 英南 2 井区不仅在寒武-下奥陶统中发育古油藏, 而且在中上奥陶统中同样存在古油藏^[4]. 由于中上奥陶统厚度超过 5000 m, 有必要对油藏的位置进行大致标定. 具体标定思路如下: 以中下寒武统生油岩主排油期出现在 $R_o = 0.75\% \sim 1.0\%$ 为基础, 则主要成藏期在 450 Ma 左右(即中晚奥陶世中期), 此时中上奥陶统厚度约 2500 m. 根据我国新生代含油气盆地的资料, 盖层具有有效封盖能力时一般埋深应超过 1500 m. 据此推算出油气在中上奥陶统中运聚成藏的顶部位置距下奥陶地层顶约 1000 m, 其中部位置距下奥陶地层顶则 500 m.

原油裂解气的特征是湿度大, 含有大量重烃. 原油裂解成天然气后体积成百倍增大, 生成的天然气必须排出古油藏, 散失或聚集成藏. 基于此, 本研究认为, 原油裂解气的生成存在二次裂解, 但主要发生在天然气藏内部或是储集天然气的地层中, 而不是

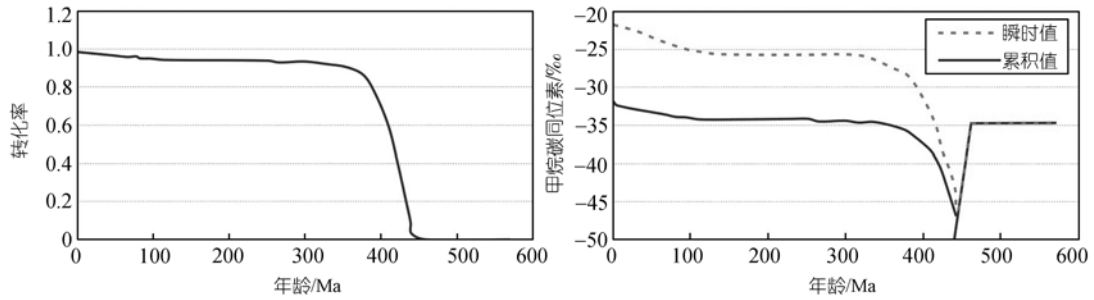


图 3 英南 2 井寒武系底烃源岩生气动力学模型

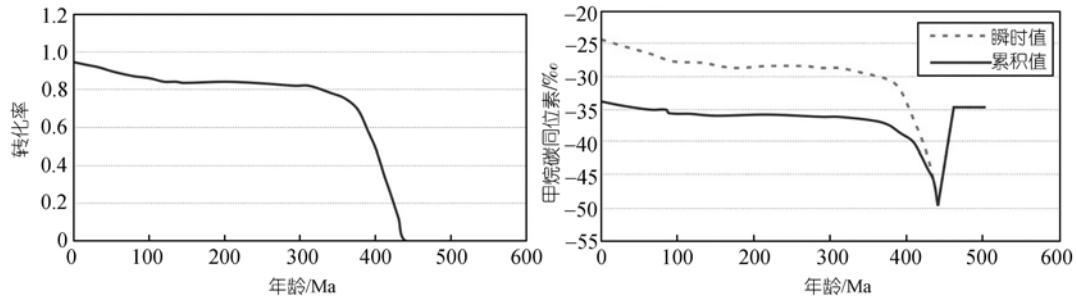


图 4 英南 2 井下奥陶底烃源岩生气动力学模型

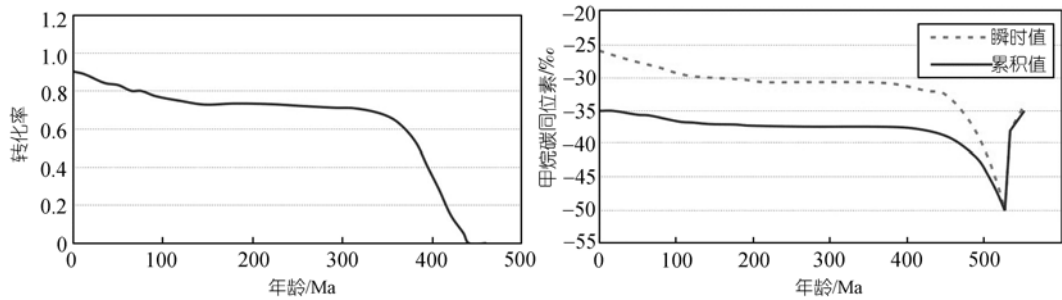


图 5 英南 2 井下奥陶顶烃源岩生气动力学模型

主要发生在原来的油藏内. 根据上述讨论, 本研究原油裂解生烃动力学模拟方法如下: (i) 目标点: 下奥陶底, 下奥陶顶, 中上奥陶油藏内部(距下奥陶顶 500 m), 中上奥陶统油藏顶部(距下奥陶顶 1000 m). (ii) 动力学参数: 原油二次裂解模型与原油初次裂解模型. (iii) 古地温梯度与古地表温度: 英东 2 井古地温梯度模拟计算结果. (iv) 埋藏史, 见图 2. 油气开始运聚成藏的时间设定为-450 Ma.

下面对各模拟点模拟结果说明如下:

(1) 英南 2 井寒武系底: 代表可能的油藏最深点. 模拟结果见图 6. 原油在志留纪末期完全转化为天然气, 其后主要发生的是天然气的二次裂解. 甲烷累积碳同位素-43.6‰, 瞬时值-28.6‰.

(2) 英南 2 井下奥陶底: 代表寒武-下奥陶统油藏

的中部. 模拟结果见图 7. 原油在泥盆纪末期完全转化为天然气, 其后主要是天然气的二次裂解. 甲烷累积碳同位素-46.3‰, 瞬时值-33.6‰.

(3) 英南 2 井下奥陶顶: 代表寒武-下奥陶统油藏的顶部. 模拟结果见图 8. 原油在泥盆纪末期转化率达 0.995. 天然气二次裂解主要发生在 135 Ma 之后. 甲烷累积碳同位素-48.3‰, 瞬时值-37.4‰.

(4) 英南 2 井中上奥陶统油藏中部(距下奥陶顶 500 m): 模拟结果见图 9. 可见原油在 410 Ma 开始明显裂解, 泥盆纪末期转化率达到 0.8, 此后裂解变缓, 目前转化率已达 0.99. 油藏内天然气尚不存在二次裂解. 甲烷累积碳同位素-52.1‰, 瞬时值-43.8‰.

(5) 英南 2 井中上奥陶统油藏顶部(距下奥陶顶 1000 m): 模拟结果见图 10. 泥盆纪结束时原油转化

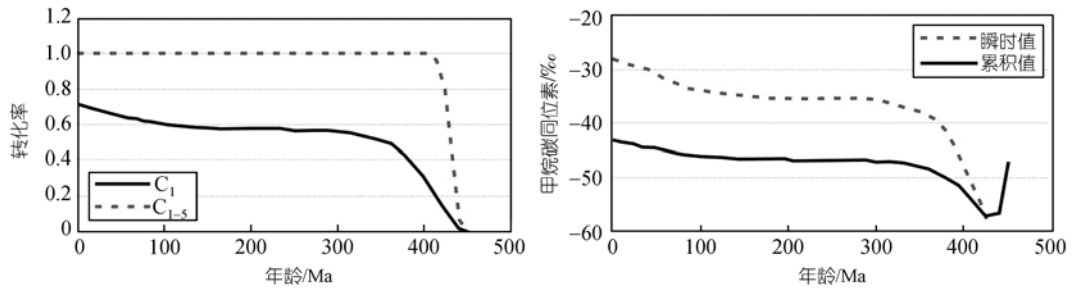


图 6 英南 2 井寒武系底原油裂解动力学模型

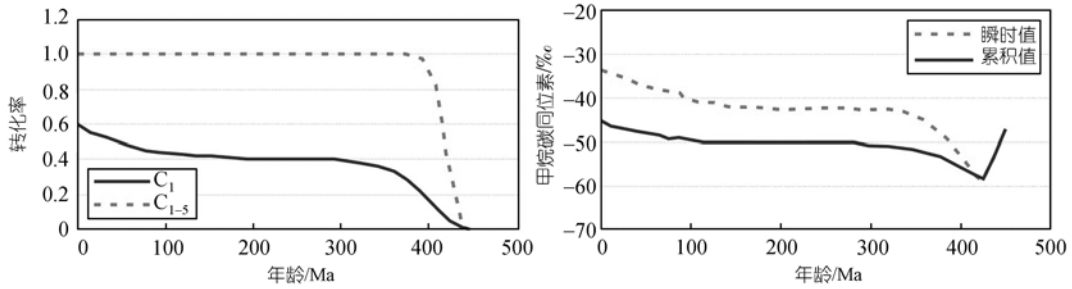


图 7 英南 2 井下奥陶统底原油裂解动力学模型

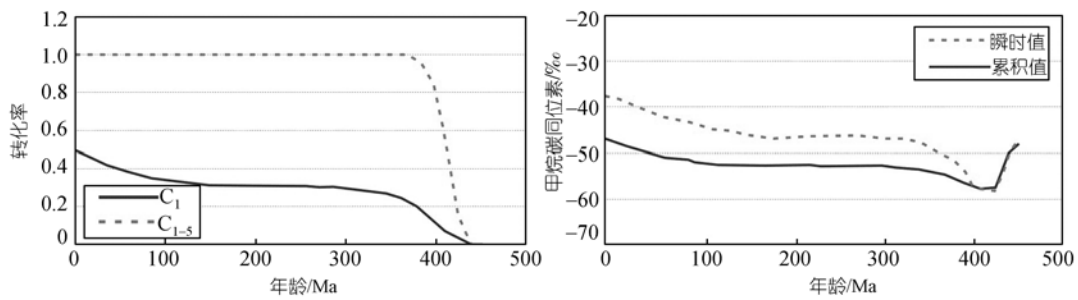
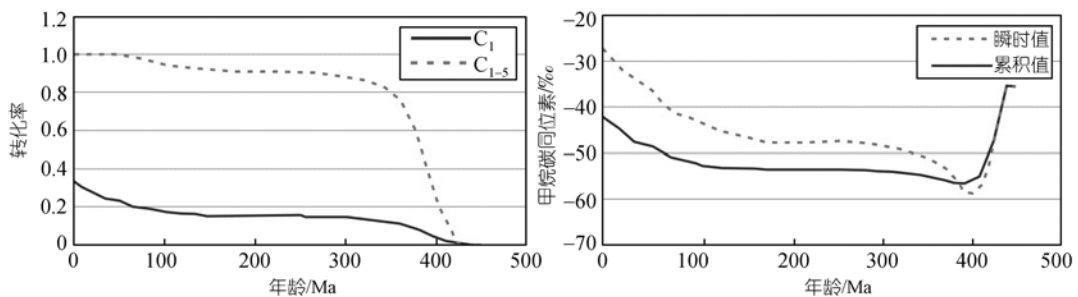


图 8 英南 2 井下奥陶统顶原油裂解动力学模型

图 9 英南 2 井中上奥陶统原油(距 O₁ 顶 500 m)裂解动力学模型

率为 0.3, 侏罗纪结束时为 0.46, 迅速裂解在 135 Ma 之后, 目前原油转化率为 0.96, 尚未发生二次裂解. 甲烷累积碳同位素 -55.5% , 瞬时值 -50.5% .

上述研究结果表明: 寒武系-下奥陶统油藏内原油在志留纪-泥盆纪几乎全部转化为天然气, 在不同深度有不同程度的二次裂解, 这部分天然气可能聚

集. 层位只能是寒武-奥陶系中; 由于泥盆纪晚期—三叠纪晚期的持续隆升, 天然气很难保存. 中上奥陶统油藏内原油裂解程度相对较低, 在泥盆纪末还没有完全裂解, 加之中上奥陶统盖层较厚, 会有一些的油藏、凝析油气或湿气得以保存. 随着新生代的沉积这些残余古油藏会继续裂解, 因此能够提供大量湿

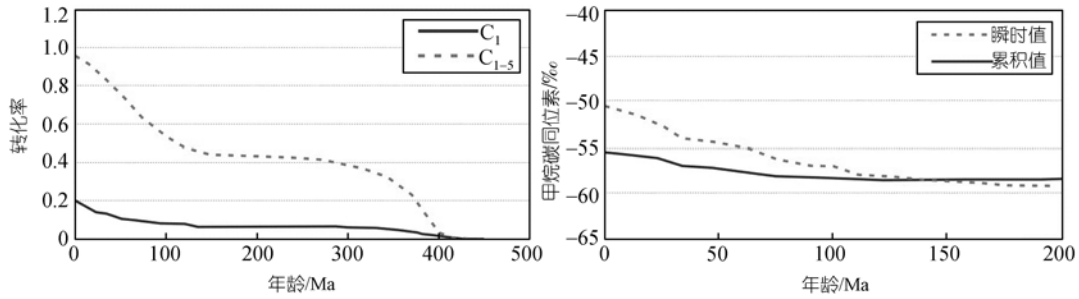


图 10 英南 2 井中上奥陶统原油(距 O₁ 顶 1000m)裂解动力学模型

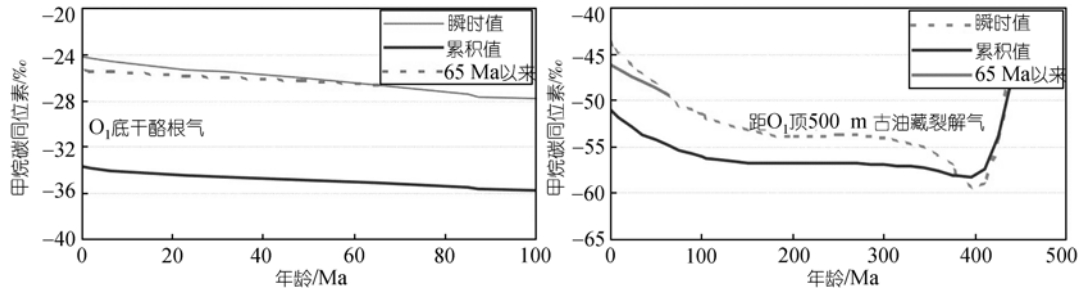


图 11 下奥陶统底干酪根生气和中上奥陶统中部古油藏(距 O₁ 顶 500 m)原油裂解气阶段聚集甲烷碳同位素计算图

气或凝析油气。

4 英南 2 井天然气混合成藏模式

根据本研究上述结果, 英南 2 井气藏可能的气源有两套: 寒武系一下奥陶统烃源岩中干酪根与中上奥陶统油藏内原油。这两类气源在 65 Ma 以后均有天然气生成, 并且在时空上相重叠, 深大断层切穿各时代地层成为有效的运移通道。这种地质地球化学背景, 使得英南 2 井气藏可能属混源成因。最新研究成果表明, 在侏罗纪末期英吉苏地区发生了一次明显的断裂活动, 下伏寒武-奥陶系中的气体向上运移至侏罗系圈闭, 但由于保存条件较差, 大部分天然气散失掉了。根据上述认识及区域盖层为白垩系这一事实, 本研究认为侏罗系气藏主要捕获了 65 Ma 后的天然气。为了计算两类气体的比例, 本研究以下奥陶统底部烃源岩干酪根气和中上奥陶统中部古油藏(距 O₁ 顶 500 m)原油裂解气为参考点。图 11 展示了参考点阶段聚集气的甲烷同位素, 其中干酪根气的甲烷同位素为-25.5‰, 原油裂解气的甲烷同位素为-46.1‰。以此作为两类气体的端元同位素值, 可推算两类气体的比例。

设原油与干酪根裂解气的混合比例分别为 X 与 Y, 可得如下计算公式:

$$X+Y=1. \tag{1}$$

$$(-46.1X)+(-25.5Y)=\text{实测值}. \tag{2}$$

英南 2 井侏罗系与志留系天然气甲烷碳同位素为-37.5‰~-36.2‰, 并且浅部的甲烷气体同位素值偏重, 其原因可能与轻碳甲烷的散失和次生改造有关^[5,23,24]。此外, 英南 2 井附近龙口 1 井侏罗系天然气甲烷同位素为-39‰~-40.4‰, 明显轻于英南 2 井。这些现象说明, 英南 2 井天然气的原始甲烷碳同位素可能比较低, 与龙口 1 井比较, 可认为英南 2 井天然气甲烷碳同位素的初始值为-40.4‰。将该值代入公式(2), 则可得英南 2 井原油裂解气的比例为 72%左右, 干酪根气比例为 28%。因此, 英南 2 气藏是以原油裂解气为主的气藏。

5 结论

- (1) 通过应用生烃动力学与碳同位素动力学方法研究认为, 英南 2 井侏罗系气藏的天然气是原油裂解气与干酪根裂解气的混源气, 并且以原油裂解气为主, 约占 72%, 干酪根气约 28%;
- (2) 英南 2 井侏罗系气藏主要充注时间在 65 Ma 之后, 属晚期成藏, 持续充注;
- (3) 英南 2 井成藏演化主要包括两个阶段: 早期(中晚奥陶—泥盆纪)寒武-下奥陶统干酪根生油、油藏形

成与裂解, 天然气散失; 晚期(第三纪—第四纪)寒武-下奥陶统干酪根二次生气、中上奥陶地层中油藏裂解成气, 两类气混合形成侏罗系气藏。

参 考 文 献

- 1 张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 塔里木盆地海相油气的生成/塔里木盆地石油地质与勘探丛书. 北京: 石油工业出版社, 2003
- 2 唐友军, 张秋茶, 肖中尧, 等. 塔里木盆地英南 2 井天然气地球化学特征. 天然气地球科学, 2004, 15(2): 142—143
- 3 聂采军, 关威, 李梅. 塔里木东北部英南 2 气藏天然气运移和聚集. 地质科学, 2004, 39(4): 589—598
- 4 张水昌, 赵文智, 王飞宇, 等. 塔里木盆地东部地区古生界原油裂解气成藏历史分析——以英南 2 气藏为例. 天然气地球科学, 2004, 15(5): 441—451
- 5 黄志龙, 赵宝顺, 肖中尧, 等. 盖层微渗漏散失机理与定量模型. 天然气地球科学, 2007, 18(1): 37—40
- 6 赵德力, 曾小阳, 肖学, 等. 塔东北孔雀河地区油气藏过程重建. 成都理工大学学报(自然科学版), 2006, 33(3): 256—261
- 7 杨晓宁, 王国林, 张丽娟, 等. 塔里木盆地英南 2 井侏罗系气藏性质. 新疆石油地质, 2003, 24(3): 218—220
- 8 杨永才, 常象春, 张枝焕. 英吉苏凹陷石油地球化学特征及油源对比. 新疆石油地质, 2006, 27(4): 410—413
- 9 余和中, 张丽霞, 韩守华, 等. 英南 2 井气藏致密砂岩盖层的形成. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 133—135
- 10 肖中尧, 卢玉红, 吴懿, 等. 塔里木东部满东 1 井志留系天然气成因与成藏期初步分析. 地质科学, 2005, 40(2): 262—273
- 11 张水昌, 王飞宇, 张保民, 等. 塔里木盆地中上奥陶统油源层地球化学研究. 石油学报, 2000, 21(6): 23—28
- 12 肖中尧, 卢玉红, 桑红, 等. 一个典型的寒武系油藏: 塔里木盆地塔中 62 井油藏成因分析. 地球化学, 2005, 34(2): 155—160
- 13 张水昌, 朱光有. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探方向探讨. 石油学报, 2006, 27(5): 1—8
- 14 Dai J, Xia X, Qin S, et al. Origins of partially reversed alkane $\delta^{13}\text{C}$ values for biogenic gases in China. *Org Geochem*, 2004, (3): 405—411
- 15 戴金星, 秦胜飞, 陶士振, 等. 中国天然气工业发展趋势及其地质理论重要进展. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 127—142
- 16 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及其气源地学前缘, 2006, 13(2): 234—248
- 17 金奎励. 有机岩石学研究——以塔里木为例. 北京: 地震出版社, 1987
- 18 周中毅, 范善发, 潘长春, 等. 盆地深部形成油气藏有利因素. 勘探家, 1997, 2(1): 7—11
- 19 王红军, 周兴熙. 塔里木盆地海相成因天然气藏成藏机制. 石油学报, 2001, 22(1): 14—18
- 20 Tang Y, Perry J K, Jenden P D, et al. Mathematical modeling of stable carbon isotope ratios in natural gases. *Geochim Cosmochim Acta*, 2000, 64(15): 2673—2687[DOI]
- 21 肖贤明, 刘祖发, 刘德汉, 等. 应用储层流体包裹体信息研究天然气气藏的成藏时间. 科学通报, 2002, 47(12): 957—960
- 22 刘德汉, 史继扬, 郑旭明. 高演化碳酸盐岩的地球化学特征及非常规评价方法的探讨. 天然气工业, 1994, 14(增刊): 67—71
- 23 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 川东北地区飞仙关组高含 H_2S 天然气 TSR 成因的同位素证据. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2005, 35(11): 1037—1046
- 24 Zhu G Y, Jin Q, Zhang S C, et al. Character and genetic types of shallow gas pools in Jiyang depression. *Org Geochem*, 2005, 35: 1650—1663[DOI]