

塔东地区天然气生成地质模式及其封盖条件评价

胡国艺^{①②*}, 李谨^①, 崔会英^①, 冉启贵^①, 张莉^①, 王晓波^①, 王义凤^①

① 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 中国石油天然气成藏与开发重点实验室, 廊坊 065007;

② 中国石油大学资源环境学院, 北京 102249

* E-mail: guoyihu2557@sina.com

收稿日期: 2008-05-28; 接受日期: 2008-06-28

国家“十五”石油科技项目(编号: 07-01C-01-07)和国家重点基础研究发展计划项目(编号: 2007CB209503)资助

摘要 针对塔东地区天然气勘探面临的是否具有大量晚期原油裂解气气源供给和气藏封盖条件优劣的两个成藏关键问题, 采用原油裂解气生成动力学方法和盖层微观参数评价方法对该区气藏形成条件进行评价研究. 原油裂解气生成动力学研究和储层沥青统计结果表明塔东地区原油裂解气生成层位在寒武系顶部至奥陶系底部之间, 原油裂解气至少有两种生成地质模式, 即满东 1 井原油裂解气早期快速生成(中奥陶世-志留纪末)、大量裂解(天然气转化率>90%)模式和英南 2 井原油裂解气两阶段生成模式, 英南 2 井晚期阶段原油裂解成气对塔东地区天然气勘探评价意义重大. 盖层评价结果表明下部组合寒武-奥陶系泥岩或灰岩盖层微观参数明显好于上部组合, 封闭能力强, 相对于上部组合来说, 盖层突破压力较大, 压力封闭效果较好, 天然气散失主要以扩散散失为主. 根据上述研究结果, 通过综合分析认为塔东地区环满加尔坳陷的孔雀河斜坡、塔东低凸起和英吉苏凹陷下部组合寒武-奥陶系天然气勘探前景广阔.

关键词

塔东地区
天然气
原油裂解气
生气模式
盖层评价
勘探前景

塔东地区位于塔里木盆地的东部, 包括满加尔凹陷东部、英吉苏凹陷、罗布泊凹陷、孔雀河斜坡和塔东低凸起等构造单元. 总面积约 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1). 塔东地区自 2000 年油气勘探以来, 共钻探井 14 口, 其中满东 1 和英南 2 井两口井在志留系或侏罗系获工业油气流, 英东 2、塔东 2、古城 4 下古生界和龙口 1 志留系 4 口井获低产油气流, 米兰 1 和罗西 1 等两口井下古生界见天然气显示, 展示该区具有良好的油气勘探前景.

自英南 2 井获得工业气流后, 对塔东地区天然气形成地质条件开展了一些研究工作. 塔东地区寒武-早奥陶世时期为被动陆缘欠补偿盆地, 发育厚层优质烃源岩, 目前该烃源岩处于过成熟阶段, 大部分地区 $R_o(\%)$ 值大于 2.5%^[1], 生气潜力巨大. 该区储层发育, 古生界主要发育志留系砂岩和寒武系白云岩储

层, 志留系砂岩储层物性差, 平均孔隙度 7.39%, 平均渗透率为 $0.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 寒武系储层主要为寒武系热液白云岩和台地相白云岩^[2,3]. 志留系气藏的盖层主要为致密砂岩, 由于致密砂岩产生强烈的水锁效应, 而成为有效盖层; 下古生界的盖层主要为奥陶系泥岩或灰岩, 该套盖层厚度较大, 岩性致密, 在塔东地区广泛分布.

勘探实践表明在环满加尔坳陷北部塔北隆起和南部塔中隆起都发现了大油气田, 但在东部的塔东隆起上一直没有获得重大突破. 寒武系-下奥陶统海相烃源岩目前已经处于过成熟阶段, 从其埋藏史和成熟演化史来看, 由于中晚奥陶世的急剧沉降和高古地温, 在加里东晚期烃源岩就已迅速转入生气阶段, 而英南 2 气藏形成于最近 10 Ma, 这种生烃史、成藏期与油气性质之间的不一致性意味着这一地区

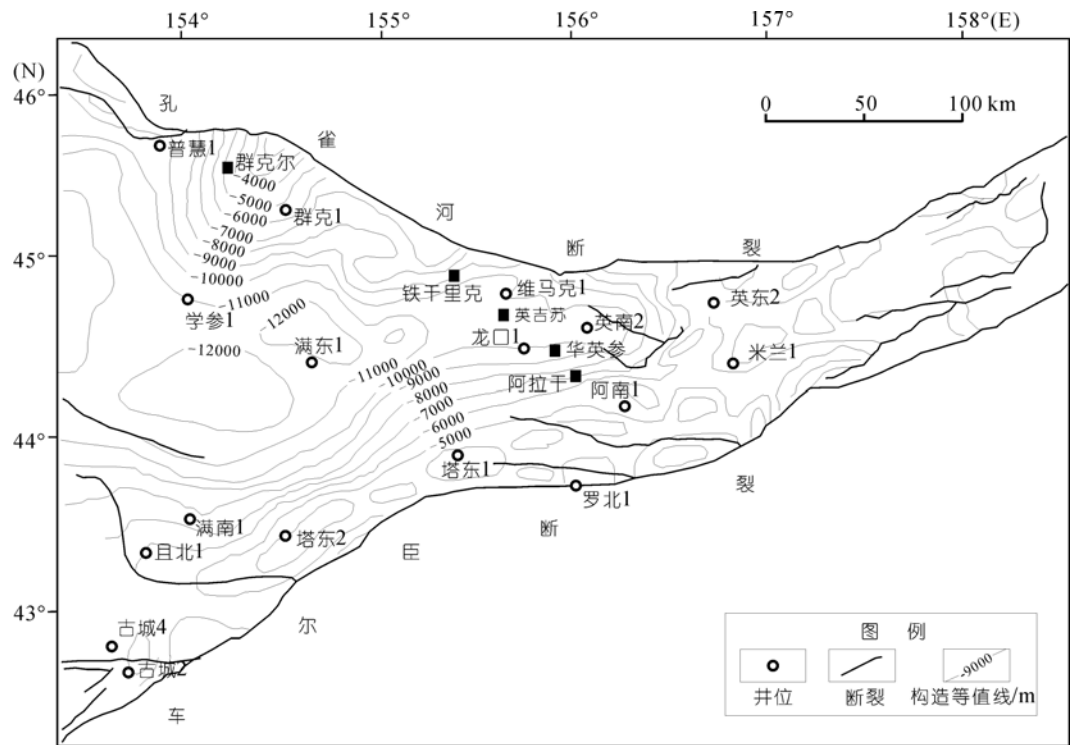


图 1 研究工区构造区划及井位分布图

存在特殊的成藏过程^[4]。从目前勘探和研究结果来看,塔东地区天然气勘探有两个问题需解决,一是在广阔的塔东地区,烃源岩热演化程度很高,而且大量生气时间很早,是否具有原油裂解气晚期生成条件及晚期裂解气分布范围;二是志留系和侏罗系为致密砂岩盖层,是否具有好的保存条件。针对这两个问题,本文主要采用原油裂解气生成动力学方法对满东 1 和英南 2 井生气地质模式进行了研究,预测了两种原油裂解气生成地质模式的分布范围;对盖层进行了扩散系数和突破压力的测定,评价有利盖层分布。在上述研究基础上,对塔东地区天然气勘探领域进行了分析和预测。

1 原油裂解气生成地质模式及分布

塔东地区天然气组成复杂,主要有高氮湿气(满东 1 和英南 2 井)、低氮湿气(龙口 1 井)和低氮干气(英南 2 井和古隆 1 井古生界)等 3 种类型,天然气碳同位素比较轻, $\delta^{13}C_1$ 分布在 $-36.2\text{‰} \sim -40.4\text{‰}$ 之间, $\delta^{13}C_2$ 分布在 $-30.9\text{‰} \sim -38.2\text{‰}$ 之间,天然气主要来源于高-过成熟的下古生界海相寒武系-下奥陶统腐泥型有

机质生成的原油裂解气^[5~10],气藏凝析油中存在高含量的金刚烷,指示原油经历了裂解,裂解程度为 80% 左右^[4]。张水昌等^[4]对英南 2 井的研究结果表明成藏期和生烃史之间的存在不匹配的矛盾,指示烃类流体的运移聚集存在中间过程,即原油的热裂解过程。因此,在研究塔东地区原油裂解气生成地质模式和分布时,原油裂解层位的厘定对评价该区原油裂解气生成潜力及时期是非常重要的,这里主要采用正演的生气动力学和反演的储层沥青含量统计两种方法相结合确定原油裂解气生成层位。

1.1 原油裂解气生成层位确定

生烃动力学方法在国内外广泛用于油气的生成过程、生气机制的研究和生气潜力的评价。随着近几年实验技术的提高,生气动力学发展较快,可以分别获得油和气的生成动力学参数。近年来分子级生烃动力学方法发展迅速,目前已可获得分子级的动力学参数^[11]。同位素动力学是目前研究的另一个热点,而且已经从碳同位素扩展到了氢和氮同位素的同位素动力学方面^[12~14],为气源灶的综合评价与灶-藏

关系的定量研究开辟了新的途径.

本次应用卢双舫等¹⁾对塔中 62 井原油在金管封闭体系下裂解获得的天然气产率和碳同位素数据, 采用其原油裂解气生成动力学模型标定并获取动力学参数, 结合该区沉积埋藏史和热史^[1,7], 对英南 2 井和满东 1 井原油裂解气层位和生气模式进行了研究.

采用正演思路运用原油裂解气动力学方法模拟原油在不同层位时原油裂解转化率, 可以确定古油藏层位. 首先, 假定英南 2 井和满东 1 井天然气来源于不同层位古油藏原油裂解气, 模拟计算不同层位古油藏原油在各地质历史时期原油裂解气的转化率(图 2 和 3), 模拟结果可以看出, 在英南 2 井, 当油藏分布在志留系顶部、奥陶系上部和中部时, 原油裂解

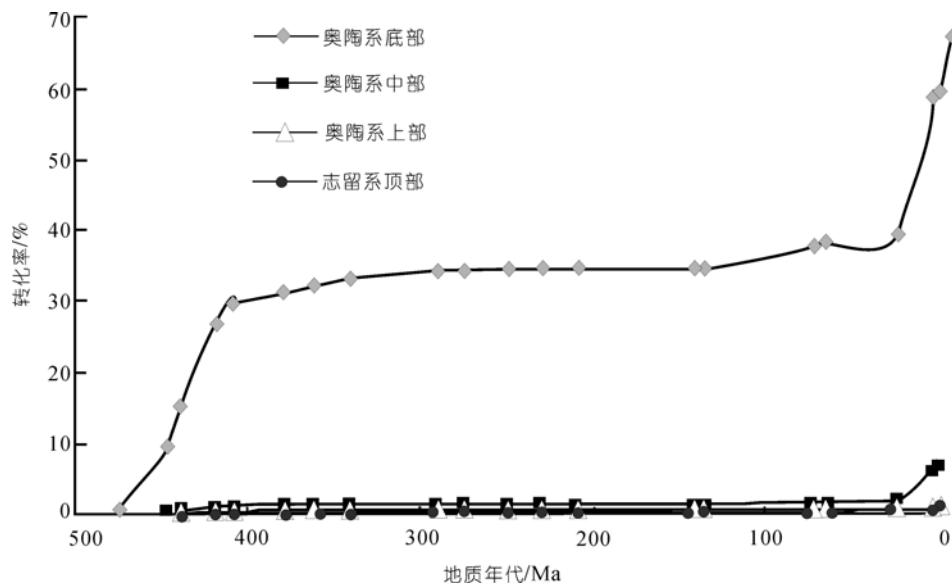


图 2 英南 2 井不同层位假设油藏在各地质历史时期原油裂解气转化率分布

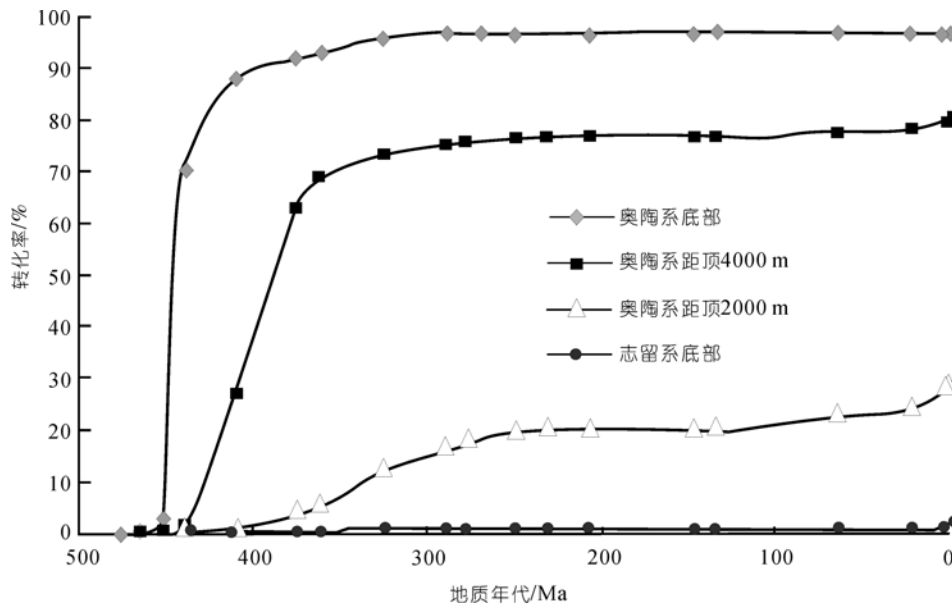


图 3 满东 1 井不同层位假设油藏在各地质历史时期原油裂解气转化率分布

1) 卢双舫, 薛海涛, 申家年, 等. 塔东地区碳酸盐岩生、排烃的化学动力学评价. 大庆石油学院, 2004

气转化率都非常低, 不超过 10%, 唯有当油藏分布在奥陶系底部时, 原油裂解气转化率才达到 60%(图 2), 与张水昌等^[4]根据英南 2 井凝析油中金刚烷含量判断气藏原油裂解程度达到 80%接近. 而对满东 1 井来说, 唯有油藏分布在奥陶系底部时, 原油裂解气转化率才达到 100%(图 3), 这与目前在满东 1 井志留系发现的气藏为纯气藏是一致的.

原油裂解气层位的确定另一种方法是统计储层中炭沥青含量. 固体沥青的形成与石油的演化密切相关, 炭沥青是石油热裂解和热力变质作用后残余

产物, 利用显微光度计镜下统计储层岩石薄片上沥青面积占全部视面积的百分率作为储层中炭沥青含量. 因此, 通过对储层中炭沥青含量的统计分析可以反推古油藏的分布层位和规模^[15]. 图 4 为米兰 1 井寒武-奥陶系储层岩石中炭沥青含量纵向分布, 从图中可以看出在寒武系顶部至奥陶系底部白云岩储层中炭沥青含量最高, 可达 2.4%, 而在其他层段, 炭沥青含量都比较低, 绝大部分小于 1.0%. 因此, 从炭沥青含量的分布来看在塔东地区寒武系顶部和奥陶系底部可能是古油藏分布层位.

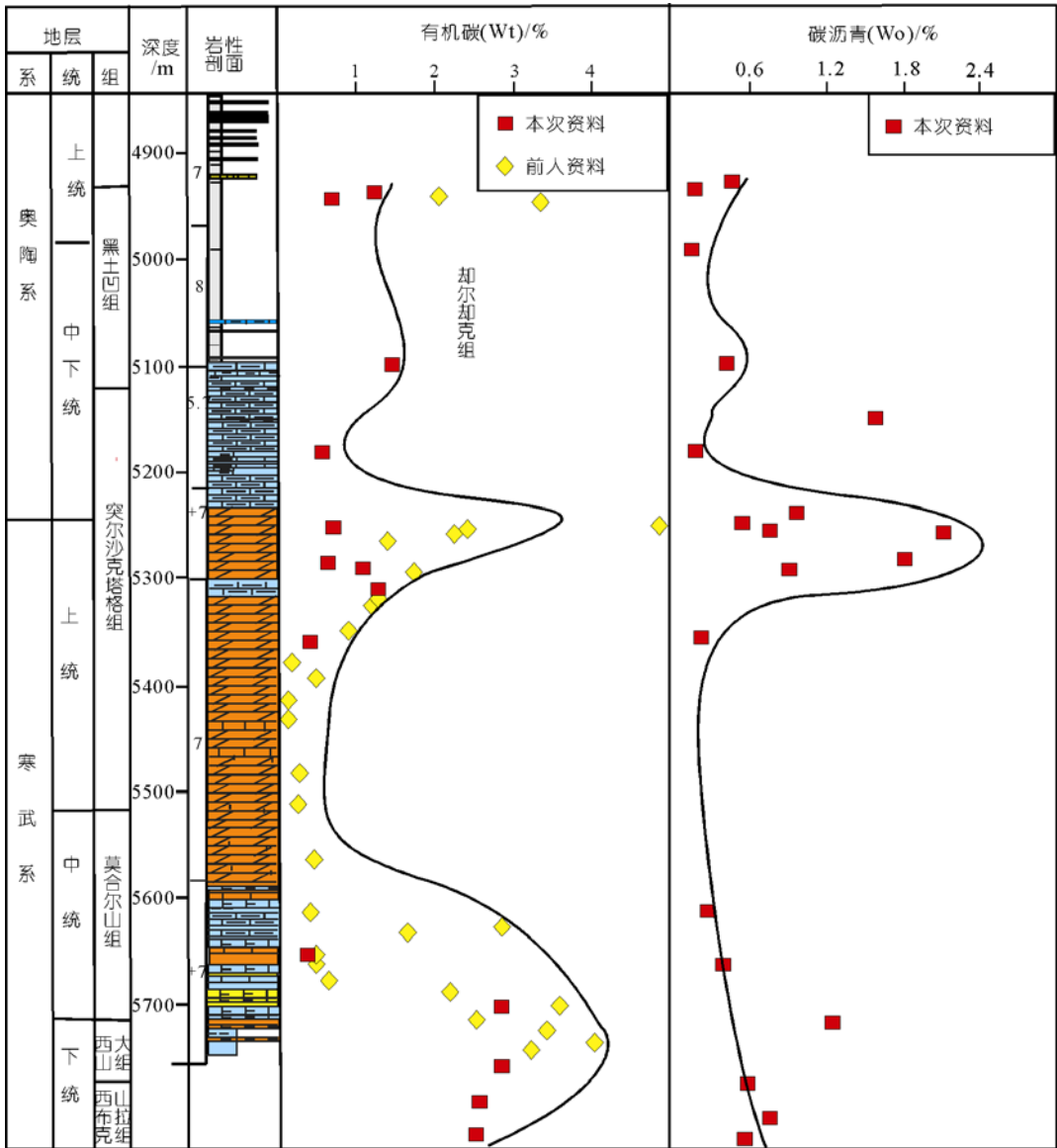


图 4 米兰 1 井炭沥青含量垂向变化图

从满东 1 井和英南 2 井假定不同层位油藏原油裂解气生气动力学特征和米兰 1 井炭沥青含量纵向变化特征来看, 下古生界寒武系顶部至奥陶系底部可能是塔东地区古油藏分布的主要层段, 该段赋存的原油大量裂解成气, 为塔东地区气藏形成提供了气源.

1.2 原油裂解气生成地质模式

应用塔中 62 井原油生气动力学模拟参数, 对塔东地区满东 1 井和英南 2 井原油裂解气生气动力学特征进行了研究, 两口井寒武系顶部至奥陶系下部原

油在不同地质时期天然气转化率如图 5 和图 6 所示.

塔东地区原油裂解气至少存在两种生气地质模式, 一种是以英南 2 井区原油裂解气为代表, 原油裂解气生成可分为两个阶段: (i) 中奥陶世-志留纪末, 转化率为 30%; (ii) 中新世至现今, 转化率为 35%, 在距今约 20 Ma 内, 原油大量裂解, 天然气转化率从 35% 增加到 70%, 但在志留纪末-中新世相当长的地质时期内, 原油裂解气的生成一直处于停滞状态(图 5(a)). 英南 2 井原油裂解气碳同位素动力学演化特征表明阶段生成甲烷碳同位素明显比累积生成甲烷碳同位素重(图 5(b)), 英南 2 井天然气甲烷碳同位素

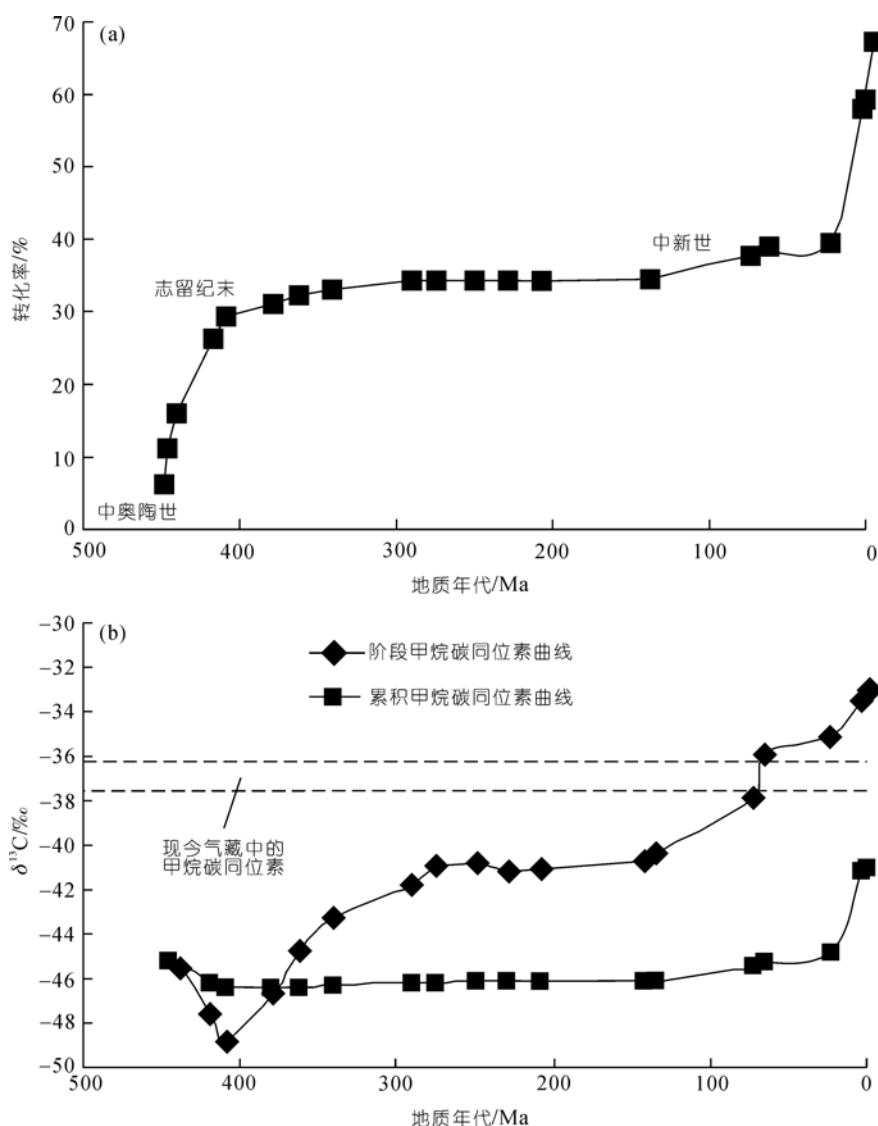


图 5 英南 2 井奥陶系底部原油裂解气转化率和甲烷碳同位素在各地质历史时期变化

(a) 转化率; (b) 碳同位素

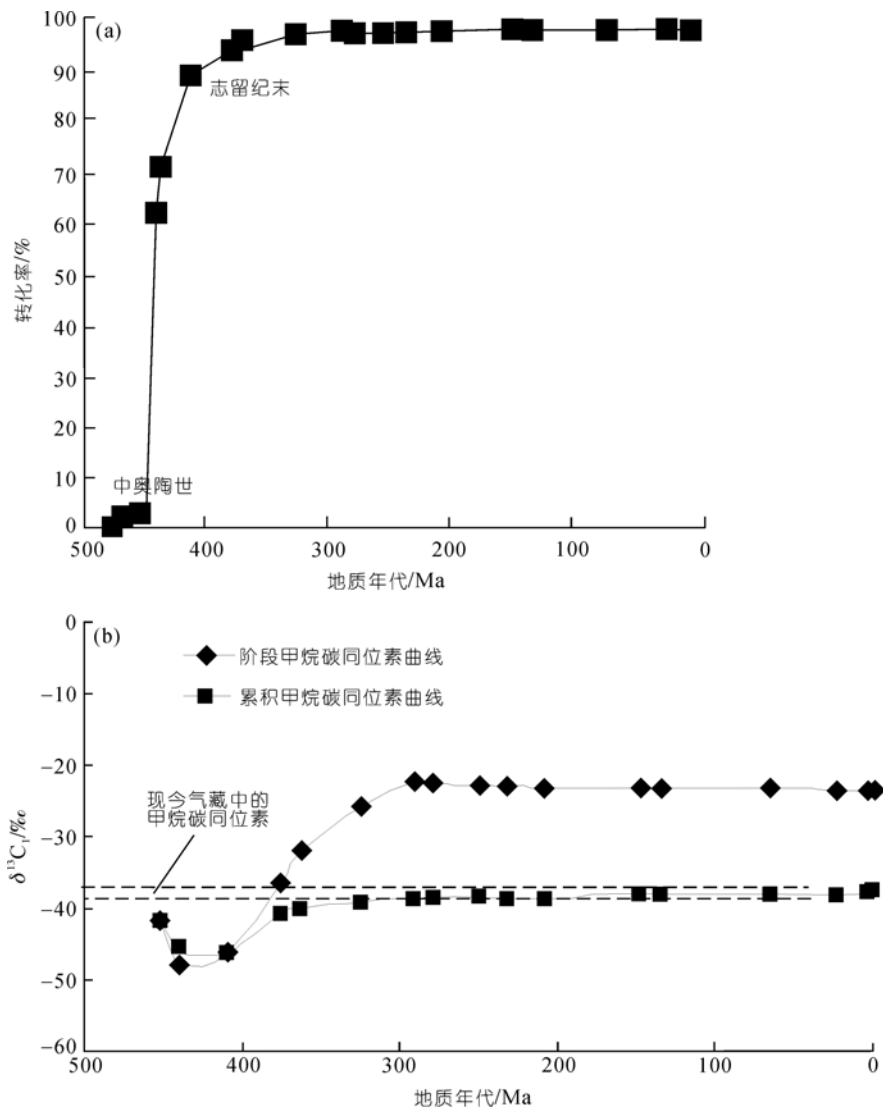


图6 满东1井奥陶系底部原油裂解气转化率和甲烷碳同位素在各地质历史时期变化
(a) 转化率; (b) 碳同位素

分布范围为 $-36.2‰ \sim -37.5‰$, 对比英南2井原油裂解气甲烷碳同位素演化特征, 与晚期阶段生成的原油裂解气甲烷碳同位素比值接近, 结合英南2井原油裂解气生成模式, 推测英南2井可能只捕获了原油在晚期阶段裂解生成的天然气。

塔东地区另一种原油裂解气生成地质模式是以满东1井为代表, 原油裂解气大量生成时期早, 并且裂解速度快。满东1井区原油裂解气主要形成于中奥陶世至志留纪末, 在近30 Ma内, 原油大量裂解, 天然气转化率达到90%以上(图6(a))。满东1井由于埋深较大, 奥陶系底部的原油绝大部分在380 Ma以前

已裂解成气, 该井甲烷碳同位素分布在 $-36.9‰ \sim -38.4‰$ 之间, 按照满东1井原油裂解气演化模式, 推测其天然气为累积式聚集(图6(b))。

这两种分布模式从地质方面也得到佐证。塔东地区满加尔凹陷和英吉苏凹陷在奥陶系快速沉降, 形成了巨厚的奥陶系烃源岩。满加尔凹陷满东1井所在地区的中上奥陶统泥岩厚度甚至超过6000 m, 这些烃源岩厚度大、有机质丰度高、埋藏深, 生烃早、热演化程度高, 在奥陶纪末期已达到高-过成熟阶段。

而英吉苏凹陷在奥陶系沉积相对满加尔凹陷小,

英南 2 井所在地区中上奥陶统泥岩厚度在 4000 m 左右, 热演化程度相对低. 在中奥陶世进入生油窗, 志留系末部分埋藏较深的烃源岩生成一些原油裂解气. 在志留系末至中新世相当长的时间里, 地层没有继续沉降, 原油裂解气的生成处于停滞状态. 但白垩纪以来, 英吉苏地区快速沉降了新生代沉积, 埋藏深度加大, 该区奥陶系烃源岩重新开始生成原油裂解气¹⁾.

由此可见, 英南 2 气藏天然气为晚期阶段聚集, 满东 1 气藏天然气可能为早期累积捕获.

1.3 两种生成地质模式的原油裂解气分布

在对塔东地区原油裂解气生成地质模式的研究基础上, 开展两种生成地质模式的原油裂解气分布范围. 在研究工区内, 均匀地选择 50 个人工井点, 按照满东 1 井和英南 2 井的研究思路对每个人工井点原油裂解气的生气动力学进行模拟计算, 分析原油裂解气大量生成时期, 确定两种裂解气的分布范围, 并求取 50 个人工井点的天然气转化率, 结果如图 7 所示.

具有英南 2 井生成地质模式的原油裂解气主要

分布在孔雀河斜坡、英吉苏凹陷和塔东低凸起, 原油裂解气具有晚期二次裂解特征, 天然气转化率比较低, 在 60%~80%之间, 是较为有利的天然气勘探地区. 具有满东 1 生成地质模式的原油裂解气主要分布在塔东的西部, 原油裂解气具有生成时间早、天然气转化率高(大于 80%)的分布特征.

2 塔东地区原油裂解气藏封盖条件评价

2.1 塔东地区原油裂解气藏储盖组合

塔东地区寒武-下奥陶统原油裂解气藏主要对应两套储盖组合: 志留系(或侏罗系)致密砂岩层段与下伏优质砂岩段非常规储盖组合(称为上部组合)和奥陶系泥岩、灰岩与寒武系白云岩储盖组合(称为下部组合)(图 8).

上部组合志留系(或侏罗系)致密砂岩盖层主要分布在中上志留统和下志留统上部, 平面上分布在英吉苏-罗布泊凹陷, 以满东 1 井为代表. 黄志龙等^[16]和李艳霞等^[17]认为该区碳酸盐胶结物中近 20%是有机成因, 消耗天然气沉淀碳酸钙是致密砂岩形成的重要原因, 导致致密砂岩产生强烈的水锁效应, 成为

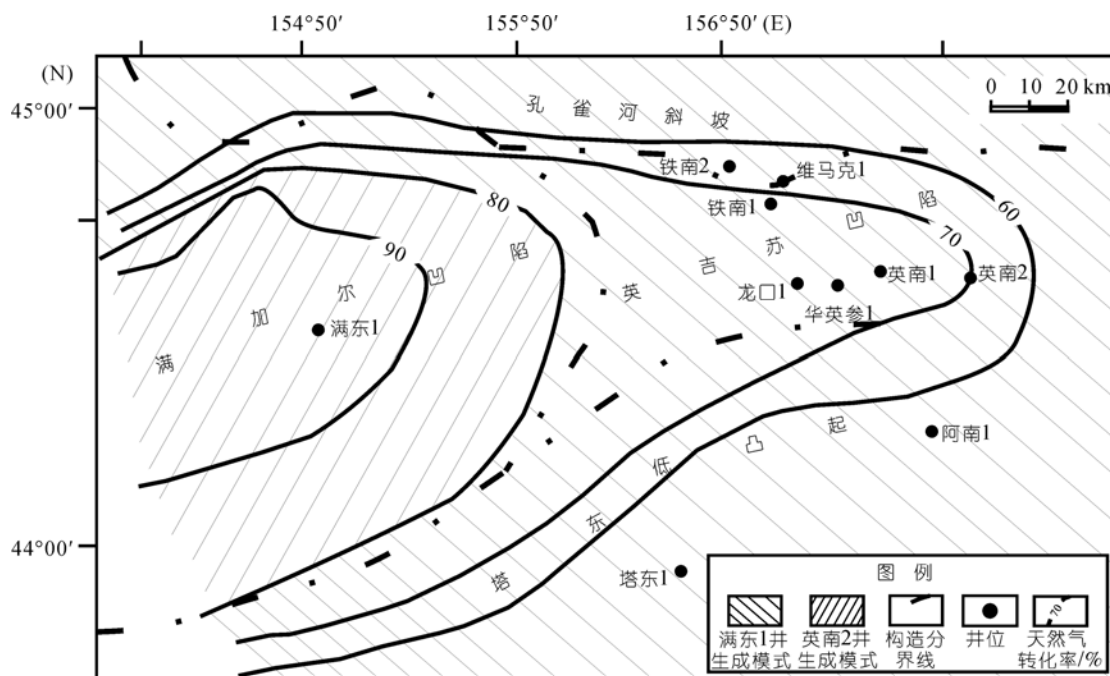


图 7 塔东地区两种生成地质模式的原油裂解气分布图

1) 李启明, 等. 塔里木盆地塔东地区石油地质条件与勘探方向. 中国石油勘探开发研究院, 内部报告, 2007

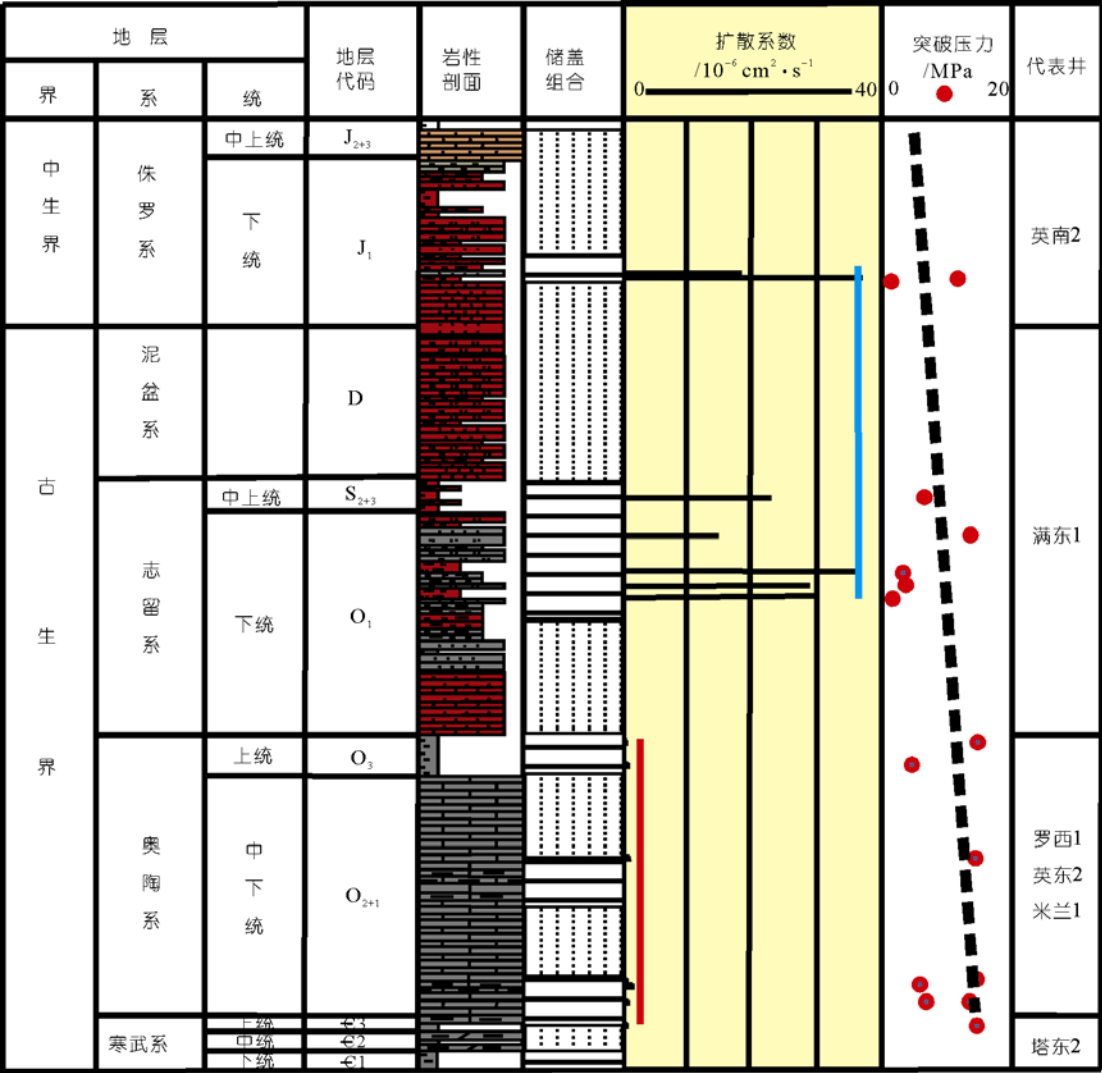


图 8 塔里木盆地东部地区盖层分布及评价图

有效盖层。下部组合奥陶系泥岩和下寒武统泥岩盖层全区均有分布，盖层厚度较大，岩性致密。

本次采集的盖层样品主要是上部组合志留系的致密砂岩和下部组合寒武系、奥陶系的泥岩、灰岩。

2.2 塔东地区原油裂解气藏盖层微观封闭特征

突破压力和扩散系数是反映盖层微观封闭能力的主要参数。突破压力是指在一定围压下，流体在多孔隙介质中发生渗流作用的最小压力，它是盖层岩石封闭能力的最直接、最根本的反映^[18]，扩散系数也是反映天然气盖层浓度差导致气藏浓度封闭的能力^[19]。为了研究塔东地区盖层微观封闭能力，本次研究选

取了志留系上部组合致密砂岩盖层和寒武-奥陶系下部组合泥岩、灰岩盖层样品共 13 个，开展了盖层扩散系数和突破压力实验测定。

从表 1 可以看出，塔东地区原油裂解气藏盖层的突破压力普遍较高，除满东 1 井 4867.8 m 井段志留系砂岩突破压力最低，为 2 MPa 以外，其他均在 4 MPa 以上。46% 的样品突破压力值大于 14 MPa，54% 的样品突破压力分布在 2~7 MPa 之间。其中致密砂岩盖层突破压力分布在 2~14 MPa 之间，对天然气藏起到了很好的封盖作用；扩散系数分布范围较宽，主要分布在 $(9.74\sim374)\times10^{-6}$ cm²/s 之间，致密砂岩盖层的扩散系数较大，高于泥岩和灰岩盖层 1~2 个数量级。

表 1 塔东地区原油裂解气藏盖层封闭能力实验数据表

	井号	井深/m	层位	岩性	扩散系数/cm ² ·s ⁻¹	饱和标准盐水突破压力/MPa
上部组合	满东 1	4270.00	S	砖红色砂岩	2.30×10 ⁻⁵	7
	满东 1	4492.35	S	灰绿色砂岩	1.53×10 ⁻⁵	14
	满东 1	4715.70	S	砖红色砂岩	3.74×10 ⁻⁵	4
	满东 1	4798.00	S	灰绿色砂岩	2.90×10 ⁻⁵	4
	满东 1	4867.80	S	砂岩	3.04×10 ⁻⁵	2
下部组合	塔东 2	4086.58	O ₂₊₃	黑色泥岩	1.02×10 ⁻⁶	5
	米兰 1	4950.09	O ₁	黑色泥岩	8.82×10 ⁻⁷	14
	米兰 1	4950.20	O ₁	黑色泥岩	9.74×10 ⁻⁷	7
	罗西 1	4214.88	O	灰色灰岩	1.14×10 ⁻⁶	15 MPa 24 h 未突破
	罗西 1	4998.03	O	致密灰岩	1.83×10 ⁻⁶	6
	英东 2	3996.00	O	泥岩	7.65×10 ⁻⁷	15 MPa 24 h 未突破
	英东 2	4171.73	O	深色泥岩	8.90×10 ⁻⁷	15 MPa 24 h 未突破
	塔东 2	4770.00	Є	黑色泥岩	7.88×10 ⁻⁷	15 MPa 24 h 未突破

以罗西 1 井、英东 2 井、塔东 2 井为代表的下部组合寒武和奥陶系泥岩盖层突破压力分布较均匀, 大于 14 MPa 的占多数; 以满东 1 井为代表的志留系致密砂岩盖层突破压力主要分布在 2~7 MPa 之间, 部分样品高达 14 MPa, 整体分析, 岩石突破压力均较大, 达到好盖层标准^[19], 对天然气藏起到良好压力封闭效果, 但通过对比分析, 下部组合盖层突破压力比上部组合明显高, 说明天然气压力封闭能力相对较强。

上部组合志留系致密砂岩盖层扩散系数普遍较高, 基本上分布在(1.5~3.7)×10⁻⁵ cm²/s 之间, 对气藏来说, 烃浓度封闭能力较弱, 扩散散失可能是塔东地区上部组合气藏天然气散失的主要原因; 下部组合寒武系和奥陶系泥岩、灰岩盖层的扩散系数较低, 分布范围在(7.6~18.3)×10⁻⁷ cm²/s, 远小于上部组合盖层的扩散系数, 进一步反映了下部组合盖层封闭能力相对较强。

2.3 塔东地区原油裂解气藏盖层综合评价

通过对塔东地区下古生界 13 个样品的盖层扩散系数和突破压力实验测定, 以天然气封盖层评价标准^[20]对塔东地区下古生界盖层封闭性进行了分级评价, 认为塔东地区下古生界上部组合盖层为Ⅲ~Ⅳ类盖层, 而下部组合属于Ⅰ~Ⅱ类盖层。

从盖层的突破压力和扩散系数分析结果来看, 下部组合寒武系和奥陶系泥岩、灰岩盖层扩散系数低, 饱和盐水突破压力大, 天然气封闭能力相对较强; 而上部组合志留系致密砂岩盖层扩散系数大, 封闭能

力相对较差, 但饱和盐水突破压力较大, 也能对气藏起到良好的压力封闭作用, 因此, 盖层压力封闭效果应该还是比较好的, 天然气散失可能主要以扩散散失为主。对英南 2 井侏罗系碳酸盐胶结物中近 20% 是有机成因研究结果表明消耗天然气沉淀碳酸钙是致密砂岩盖层形成的重要原因, 致密砂岩盖层的形成与天然气的散失是同时进行的, 英南 2 气藏是不断散失的残余气藏^[16]。进一步说明扩散作用是上部组合天然气散失的主要因素。

3 塔东地区天然气有利勘探领域分析

由于天然气易扩散和中国盆地的多旋回性等因素损害和降低聚集气藏的保存条件和储量, 因此, 晚期成藏是大气田形成的必要条件之一, 对大气田形成具有很强的控制作用^[21~24]。塔东地区寒武-下奥陶统烃源岩从其埋藏史和成熟演化史来在加里东晚期内就已迅速转入生气阶段^[4], 聚集的气藏在经历近 440 Ma 后显然难以保存下来。

通过本次对塔东地区的原油裂解气层位以及生气动力学特征研究, 塔东地区至少存在两种原油裂解气生成地质模式。满东 1 井原油裂解气生成地质模式表明原油裂解气生成时间早并且天然气转化率达到 90% 以上, 对形成大气田并一直保存下来是非常不利的。但是在塔东地区存在原油在晚期阶段大量裂解成气的地质条件, 如英南 2 井原油裂解气在距今 20 Ma 内转化率为 35%, 为该区天然气晚期成藏提供了充足的气源条件, 具有这种地质条件原油裂解气分布在孔雀河斜坡、塔东低凸起和英吉苏凹陷的广大

范围内(图 7), 为大中型气田形成提供了物质基础。

优质区域盖层的发育是大气田得以保存的另一个关键因素。通过对塔东地区气藏保存的封盖条件对比评价结果表明, 塔东地区下部组合寒武-奥陶系泥岩或泥灰岩盖层微观封闭参数明显优于上部组合致密砂岩盖层, 因此, 下部组合寒武-奥陶系白云岩储层是非常值得关注的领域。

综合以上认识, 环满加尔坳陷周围的下古生界是天然气勘探最值得重视的领域, 其次是环满加尔坳陷周围上部组合砂岩气藏。满加尔坳陷周围油气资源丰富, 在塔北和塔中都发现了大中型油气田, 塔东地区具有晚期原油裂解气生成条件, 分布范围较广, 天然气勘探前景非常广阔。

4 结论

(1) 根据原油裂解气生成动力学和储层炭沥青

含量统计分析认为塔东地区原油裂解气生成层位分布在寒武系顶部至奥陶系下部, 原油裂解气生成至少具有两种地质模式, 即满东 1 井原油早期快速裂解模式和英南 2 井原油两阶段裂解模式。其中, 原油晚期裂解对塔东地区天然气勘探具有重要意义。

(2) 塔东地区上部组合砂岩致密盖层微观参数扩散系数和突破压力大, 压力封闭效果较好, 但天然气散失严重, 天然气散失可能以扩散散失为主; 下部组合泥岩或灰岩盖层扩散系数和突破压力明显好于上部组合, 盖层封闭能力强。

(3) 塔东地区孔雀河斜坡、塔东低凸起和英吉苏凹陷的广大范围内具有原油裂解气晚期裂解和下古生界盖层封闭能力强的特点, 并且分布范围较广, 天然气勘探前景广阔, 特别是下古生界是大气田勘探最值得关注的领域。

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. 北京: 石油工业出版社, 2004. 19—201
- 2 张月巧, 贾进斗, 靳久强, 等. 塔东地区寒武-奥陶系沉积相与沉积演化模式. 天然气地球科学, 2007, 18(2): 229—235
- 3 刘永福, 殷军, 孙雄伟, 等. 塔里木盆地东部寒武系沉积特征及优质白云岩储层成因. 天然气地球科学, 2008, 19(1): 126—132
- 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—456
- 5 Zhao W Z, Zhang S C, Wang F Y, et al. Gas accumulation from oil cracking in the eastern Tarim Basin: A case study of the YN2 gas field. *Org Geochem*, 2005, 36(12): 1602—1616 [\[DOI\]](#)
- 6 王云鹏, 赵长毅, 王兆云, 等. 海相不同母质来源天然气的鉴别. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2007, 37(增刊 II): 125—140
- 7 肖中尧, 肖贤明, 马德明, 等. 塔里木盆地英南 2 井气藏生烃动力学研究. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2007, 37(增刊 II): 90—96
- 8 李艳霞, 塔里木盆地塔东英南 2 气藏气源分析. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007, 22(4): 27—32
- 9 胡国艺, 肖中尧, 罗霞, 等. 两种裂解气中轻烃组成差异性及其应用. 天然气工业, 2005, 25(9): 23—27
- 10 聂采军, 郑威, 李梅, 等. 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
- 11 Behar F, Vanden broucke M, Tang Y, et al. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Org Geochem*, 1997, 26(5-6): 321—339 [\[DOI\]](#)
- 12 李贤庆, 肖贤明, 米敬奎, 等. 塔里木盆地库车坳陷烃源岩生成甲烷的动力学参数及其应用. 地质学报, 2005, 79(1): 133—142
- 13 Tang Y, Perry J K, Jenden P D, et al. Mathematical modeling of stable carbon isotope ratios in natural gases. *Geochim et Cosmochim Acta*, 2000, 64(15): 2673—2687 [\[DOI\]](#)
- 14 Cramer B, Faber E, Gerling P, et al. Reaction kinetics of stable carbon isotopes in natural gas—insights from dry, open system pyrolysis experiments. *Energy Fuels*, 2001, 15: 517—532 [\[DOI\]](#)
- 15 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. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 283—288
- 16 黄志龙, 张振英, 陈践发, 等. 塔里木盆地东部英南 2 气藏天然气散失特征. 天然气工业, 2006, 26(9): 12—13
- 17 李艳霞, 钟宁宁, 张枝焕, 等. 塔里木盆地英南 2 气藏成藏机理. 石油学报, 2005, 26(2): 53—58
- 18 付广, 姜振学, 李椿. 压力封闭在盖层封油气中的应用. 天然气工业, 1995, 15(3): 13—17
- 19 李国平, 郑德文, 欧阳永林, 等. 天然气封盖层研究与评价. 北京: 石油工业出版社, 1996. 1—56
- 20 郑德文. 天然气毛细管封闭盖层评价标准的建立. 天然气地球科学, 1994, 23(5): 29—34
- 21 戴金星, 卫延召, 赵靖舟. 晚期成藏对大气田形成的重大作用. 中国地质, 2003, 30(1): 10—19
- 22 戴金星, 邹才能, 陶士振, 等. 中国大气田形成条件和主控因素. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 473—484
- 23 戴金星, 王庭斌, 宋岩, 等. 中国大型天然气田形成条件与分布规律. 北京: 地质出版社, 1997. 184—198
- 24 戴金星, 陈践发, 钟宁宁, 等. 中国大气田及其气源. 北京: 科学出版社, 2003. 170—194