

文章编号:0253-9985(2010)02-0173-07

济阳坳陷东营凹陷北带丰深1井区深层沙四下古油藏与天然气成因

李延钧¹, 宋国奇², 李文涛², 郭瑞超¹, 杨显成², 陈义才³, 罗文军¹

(1. 西南石油大学 资源与环境学院, 四川 成都 610500; 2. 中国石油化工股份有限公司 胜利油田分公司, 山东 东营 257000; 3. 成都理工大学, 四川 成都 610059)

摘要: 济阳坳陷东营凹陷北带丰深1井区深层古近系沙四段下亚段以产出凝析油气为特征。根据天然气烃类气体组成、氮气含量、气体碳同位素、储层显微荧光薄片观察与测试结果以及热模拟实验结果综合分析, 丰深1井区天然气属于原油裂解气, 且储层孔隙大量分布热蚀变焦沥青。结合储层地温史和烃源岩生烃史, 证实该区深层沙四下砂砾岩体存在古近纪末期(E_s^1 末)古油藏, 并在新近纪明化镇组沉积期至今($Nm-Q$)因热力作用发生裂解, 形成现今的深层凝析气藏。同时发现, 在古油藏边缘, 如丰深3井区存在源岩干酪根裂解与原油裂解成因的混合气; 储层大量微观泄压缝的存在是凝析气藏保持正常压力系统的主要原因。

关键词: 碳同位素; 显微荧光; 焦沥青; 原油裂解气; 凝析气藏; 东营北带; 济阳坳陷

中图分类号: TE122.1 **文献标识码:** A

A fossil oil-reservoir and the gas origin in the Lower Sha-4 Member of the Well Fengshen-1 area, the North Dongying zone of the Jiyang Depression

Li Yanjun¹, Song Guoqi², Li Wentao², Guo Ruichao¹, Yang Xiancheng², Chen Yicai³, and Luo Wenjun¹

(1. School of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257200, China;

3. Chengdu University of Technology, Chendu, Sichuan 610059, China)

Abstract: The deep interval of Lower Sha-Member 4 is characterized by producing condensate oil and gas in the Well Fengshen-1 area, the North Dongying zone, Bohai bay Basin. According to a comprehensive analysis of hydrocarbon gas composition, nitrogen content, gas carbon isotope, microfluorometric reservoir section and thermal simulation experiment, it is revealed that the gas in this area belongs to a type of crude-cracked gas, and that pyrobitumen generated by thermal alteration occurs widely in the reservoir pores. In combination with the geothermal history of the reservoir rocks and hydrocarbon generation history of the source rocks, it can be verified that a latest Paleogene (E_s^1) fossil oil-reservoir existed in the deep Sha-Member 4 sandstone-conglomerate body, the oil in which was thermally cracked from Neogene Minghuazhen to the present time ($Nm-Q$), resulting in the formation of a deep condensate gas reservoir. It is also found that a type of gas mixed by source-kerogen-cracked gas and oil-cracked gas occurs along the fossil oil-reservoir margin, such as the Well Fengshen-3 area, and that a lot of releasing microfractures in the reservoir rocks are the main factor to maintain a normal pressure system in the condensate gas reservoir.

Key words: carbon isotope, microfluorescence, pyrobitumen, oil-cracked gas, condensate gas reservoir, North Dongying zone, Jiyang Depression

收稿日期:2009-04-01; 修订日期:2010-03-10。

第一作者简介:李延钧(1966—),男,博士、副教授,油气成藏机理和油气地质。

基金项目:四川省重点学科资助项目(SDZ 0414);中石化股份公司东部深层重点科技攻关项目(PZ07008)。

济阳坳陷东营北带包括利津洼陷与民丰洼陷两个生油洼陷,主要发育两套生油岩层:沙(河街组)四段和沙三段。有机质类型以Ⅰ和Ⅱ₁型为主。在洼陷中,沙四上亚段烃源岩主要处于生油高峰阶段;沙四下亚段($E_s^{4(下)}$)的地层埋深在3 500~5 000 m, R_o 可高达1.1%~1.6%,显然已进入高成熟阶段,可以生成凝析油和湿气,是该区深层油气藏的主力烃源岩。丰深1井区凝析油气与沙四下烃源岩具有来源关系。埋藏深度超过3 500 m的深层发育了多套厚层、分布相对广泛的膏盐岩,以及紧邻沙四段沉积发育的沙三下亚段稳定、厚层的烃源岩,它们均可作为深层油气藏的良好盖层;而东营北带大量发育的砂砾岩体可作为良好的储集层^[1]。因此,东营凹陷古近系深层形成凝析气藏乃至气藏的地质条件优越。自丰深1井沙四下获得凝析油气以来,东营北带深层展示了良好的天然气勘探前景。

当地层达到一定温度时,不仅干酪根会发生裂解形成气体,并且原油也会发生裂解形成天然气。在东营北带,根据丰深1井的温度资料,沙四下4 200余米深度时其储层温度已达到185℃,完全具备了形成原油裂解气的条件。所以,东营北带深层凝析油气既有可能是源岩干酪根热裂解直接形成^[2],地质上的主要理由是洼陷区烃源岩已达到干酪根高温热裂解阶段;亦有可能是已有沙四下的古油藏发生裂解形成,主要理由是烃源岩生油高峰生成的大量液态烃不知去向,且储层地温可以满足原油大量裂解所需要的160℃温度。天然气成因类型的确定直接关系到进一步勘探的方向。针对这一问题,我们利用天然气地球化学特征和储层显微荧光薄片观察与测试,通过综合分析,证实丰深1井区天然气属于原油裂解气,且储层孔隙大量分布热蚀变焦沥青和大量微观泄压缝。结合储层地温史和烃源岩生烃史,证实该区深层沙四下砂砾岩体存在古近纪末期(E_s^1 末)古油藏,并在新近纪明化镇组沉积期至今($Nm-Q$)因热力作用发生裂解,由油藏转变为现今的深层凝析气藏和储层中的焦沥青。同时也发现,在古油藏边缘,如丰深3井区存在源岩干酪根裂解与原油裂解成因的混合气。这一研究成果为东营北带深层天然气的深入勘探提供了科学依据,且明确了勘探方向和前景。

1 天然气地球化学

1.1 烃气组成

20世纪90年代以来,国内外学者应用天然气中的 C_1-C_3 组成及 $\delta^{13}C_1-\delta^{13}C_3$ 同位素资料来鉴别原油裂解气和干酪根裂解气。Behar等^[3]对来自巴黎盆地的Ⅱ型干酪根和马坎哈三角洲的Ⅲ型干酪根两个样品在金属管封闭体系中进行了产烃模拟实验,结果表明干酪根初次裂解气和原油二次裂解气的 C_1/C_2 比值与 C_2/C_3 比值有一定差异。Prinzhofer等^[4]根据这一实验结果成功地判断了安哥拉和勘萨斯天然气的成因类型,认为它们分别属于干酪根初次裂解气和原油二次裂解气。我国学者也多有成功的应用,如张敏等^[5]根据塔里木的原油与干酪根样品进行热模拟实验也得到同样的认识;赵孟军等^[6]利用 $\ln(C_1/C_2)$ 与 $\ln(C_2/C_3)$ 交会图,对比确认了塔里木盆地和田河气田天然气为原油裂解气;李艳霞等^[7]及陈世加等^[8]分别据此原理判定了川东地区石炭系气藏和塔里木盆地腐泥型气藏的成因。

但我们发现,利用气体组成变化确定天然气成因类型存在两个问题:一是对凝析气或含油气藏或混源气,会出现偏离文献报道的趋势线;二是需要系列演化数据点,才能观察气体组成的变化趋势。当演化序列不全时,往往可采取放大比例的方法,观察总体的变化趋势,但容易引起误判,因此必须辅以其他方法加以综合判断。

根据区分干酪根裂解气和原油裂解气的原理,我们将现有东营北带丰8井、丰深1井和丰深3井的天然气组成数据绘制成 $\ln(C_1/C_2)$ 与 $\ln(C_2/C_3)$ 交会图(图1)。这些井的气样均为 $E_s^{4(下)}$ 深层产出,埋深大于4 000 m。从图1中可见,这些井在不同深度的 C_2/C_3 比值变化显著,而 C_1/C_2 比值差异较小,且 $\ln(C_1/C_2)$ 比值低于文献报道的3.7,主要表现为原油裂解气特征。

1.2 氮气含量

我国学者戴金星^[9]指出,天然气中 N_2 的来源有3种:一为有机成因,是由有机质或石油中的含氮化合物经生物化学作用或热演化作用形成;二是大气成因,处于气-水交换活动带, N_2 通过地下水活

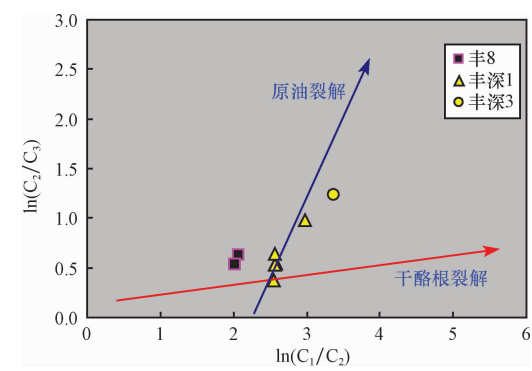


图1 东营北带天然气成因类型烃气组成判别图

Fig.1 Genetic discrimination chart for natural gas from the North Dongying zone

动进入储层;三是岩浆成因,火山活动时期及后期与岩浆活动有关释放的 N_2 。对于泥质岩类,在成岩作用过程中, NH_4^+ 容易与粘土矿物结合形成铵盐类,这种铵盐在高温条件下才释放出来形成 N_2 。因此,干酪根晚期生成的气往往 N_2 含量较高,在成熟度低时生成的气 N_2 含量会很少;而碳酸盐源岩则相反。郝黎明^[10]进行的热模拟实验证实了这一点。

高含氮天然气一般系指 N_2 含量在4%~5%,甚至高达10%~20%的天然气,如塔里木盆地的石炭系和奥陶系天然气。从东营北带深层沙四下气体组成来看, N_2 含量是微量的,均小于1%。其乙烷碳同位素多分布在30‰~32‰,而且烃气干燥系数普遍低,应属于陆源混合型-腐泥型天然气。氮气含量低表明其主要属于相对较低演化阶段的产物,而不是高温干酪根裂解气。

1.3 天然气碳同位素

有机质中 $^{12}C-^{12}C$ 键键能较 $^{12}C-^{13}C$ 键和 $^{13}C-^{13}C$ 键键能小,并且键能较小的化学键断裂所消耗的能量较小。所以在天然气生成过程中,即大有机分子转换为小有机分子时, $^{12}C-^{12}C$ 键较 $^{12}C-^{13}C$ 键和 $^{13}C-^{13}C$ 键优先断裂。因此,随着有机质成熟度的增高,形成的天然气碳同位素值也相应增大;也就是说,正常气体的碳同位素值和有机质的热演化程度有很好的相关性,此即碳同位素分馏原理^[11]。

研究发现,甲烷碳同位素在成熟度变化时表现最为敏感,故可以用天然气中的甲烷碳同位素为例说明原油二次裂解气与干酪根初次裂解气的差异。甲烷碳同位素取决于产气基团的起始同位

素和反应进行的程度。反应瞬时生成的甲烷碳同位素总是轻于产气基团的起始碳同位素;当反应结束时,甲烷的碳同位素值接近产气基团的碳同位素值^[12]。从这里我们不难看出这样的结论,即由于从干酪根到原油已经存在(1‰~3‰)碳同位素分馏^[13],原油聚集了相对于干酪根来说较轻的碳同位素,所以由原油裂解所形成的天然气,其碳同位素轻于干酪根裂解气的碳同位素。

$Es^{4(下)}$ 烃源岩主要是Ⅱ型偏Ⅰ型干酪根。根据Hunt^[14]提出的干酪根生烃模式,Ⅱ型及Ⅰ型干酪根生成凝析气是在成熟度及演化程度较高,即 $R_o \geq 1.0$ 的阶段。根据同位素分馏原理,在该阶段生成气体的成熟度也必然较高,甲烷碳同位素也较重。而本区深层沙四下凝析气藏甲烷碳同位素较轻(表1),一般在-49.00‰(PDB)左右,最重才-44.66‰(PDB),不具备高演化阶段产物的特征,应以原油裂解成因为主。利津洼陷新利深1井的甲烷碳同位素偏重,为-41.80‰(PDB),与丰深1井差异较大,其乙烷碳同位素值为-23.50‰,应属于深层沙四下烃源岩直接在高演化阶段的产物,并非原油裂解而成,代表干酪根在凝析油气-湿气阶段的裂解产物。

靠近民丰洼陷的丰深3井甲烷碳同位素也相对较重,其乙烷碳同位素值为-30.05‰,且处于丰深1与丰8井之间的构造低部位(图2),推测为古油藏的边缘区域,天然气具有原油裂解和洼陷区烃源岩高温裂解混合成因特征。根据碳同位素分馏原理,假设丰深3井原油裂解气比例为 χ (小数),则混合的干酪根裂解气比例为 $1-\chi$,可以列出以下关系式:

$$\begin{aligned} \chi \times \text{腐泥气 } \delta^{13}C_1 + (1 - \chi) \times \text{煤系气 } \delta^{13}C_1 \\ = \text{混合气 } \delta^{13}C_1 \end{aligned} \tag{1}$$

表1 东营北带沙四下深层油气甲烷碳同位素值

Table 1 Carbon isotope values of CH_4 in hydrocarbon from the Lower Sha-4 Member in the North Dongying zone

井名	井段/m	$\delta^{13}C_1, \%$
丰8	4 176.5 ~ 4 191.5	-49.00
丰深1	4 316.0 ~ 4 343.0	-50.41
丰深1	4 314.0 ~ 4 495.0	-48.00
丰深3	4 740.4 ~ 4 846.8	-44.66
丰深4	—	-49.00
新利深1	—	-41.80

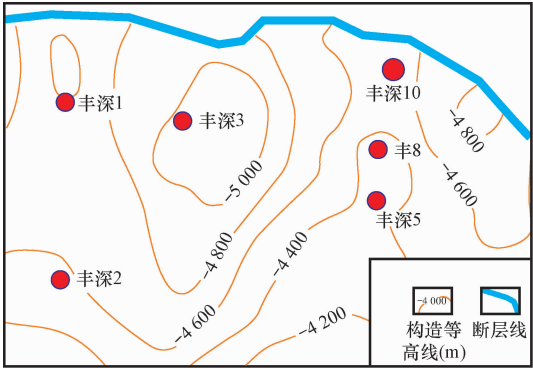


图 2 民丰地区沙四下膏岩层底面局部构造
Fig 2 Local structures on the gyprock base of the Lower Sha-4 Member in Minfeng area

丰深 1 井和丰 8 井区甲烷碳同位素轻,具有典型原油裂解气的特征,取其中值 -49.00% 为代表。而新利深 1 井则代表源岩干酪根高温裂解气,考虑到烃源岩的热演化程度不同,丰深 1 井区的热演化程度较高,新利深 1 井热演化程度略低,甲烷碳同位素随演化程度增加而变得略重,因此我们取甲烷碳同位素值 -40.50% 作为干酪根裂解气的代表。据此按照碳同位素分馏原理,我们可以估算出丰深 3 井区天然气中不同成因气的混合比例,关系式为

$$-49.00\% \chi + [-40.50\%(1-\chi)] = -44.66\% \quad (2)$$

由此公式估算丰深 3 井的天然气中,原油裂解气占 52%,而源岩干酪根裂解气占 48%,基本近等混合。

1.4 热模拟气

根据热模拟实验结果,绘制出的乙烷、丙烷碳同位素相关分布图(图 3),它也反映出原油裂解

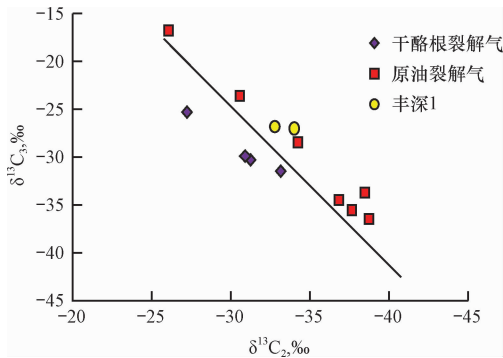


图 3 丰深 1 井天然气乙烷、丙烷碳同位素值的关系
Fig. 3 Correlation of carbon isotope values between ethane and propane in gas from Fengshen-1 well

气的碳同位素比干酪根裂解气轻的特征。在乙烷、丙烷碳同位素相关图中原油裂解气和干酪根裂解气样品点分别落于两个不同的区域中。丰深 1 井天然气投影到图上正好落在原油裂解气区域。因此,通过天然气碳同位素值的这种差异性,可以很好地区分原油裂解气与干酪根裂解气。

2 储层沥青及微裂缝

自然剖面及热模拟实验研究均清楚地表明,石油在高温热解时,一方面向裂解的方向进行,所有烃类都向链烷烃转化,最终成为自由能最小的甲烷;另一方面,缩聚形成焦沥青。石油中烃类的变化实质上就是氢元素的重新分配——歧化作用。也就是说,储层中若有焦沥青的存在,就是古油藏存在及古油藏中原油裂解的有力证据。

但是,储层中不仅可能有由原油经沥青化作用或直接受热降解而形成的原油热变质沥青——焦沥青,也有油气在运移过程中经多种地质、地球化学作用在运移通道内的残留沉淀沥青——沥青质。焦沥青与沉淀沥青质有很大的区别,最主要的有两点,即沥青形态和沥青成熟度。镜下固体沥青的形态,一般沉淀沥青质和降解沥青常呈分散粒状,形态不规则;而焦沥青则呈边缘较清晰的多角状^[15,16]。在深埋藏过程中,古油藏的油裂解形成天然气,常常出现超压,使孔隙的流体压力必然高于被局部封存的油的压力^[17]。所以,当水体中某些矿物质出现重结晶胶结时,这些胶结物晶体的表面形态控制了沥青的边界形态^[16],因此这种沥青有一定的几何形态,边界显得平直、清楚。

Stasiuk^[18]发现,沉淀沥青质的反射率比普通的原油裂解形成的焦沥青低数倍。对本区丰深 1 井沙四下亚段储层沥青进行反射率测定,沥青反射率 R_0 为 1.80%,相当于镜质体反射率 R_0 为 1.52%,与沥青质成熟度有明显的区别,具有典型焦沥青的特征。

在不同井、沙四下亚段不同深度所取得的储层岩石样品制成的显微荧光薄片观察中,我们发现储层孔隙中均有许多大块沥青发育(图 4),明显表现为原油裂解残余物焦沥青的光学特征。所以从沥青成熟度和沥青分布特征可以判定,本区沙四下储层沥青为焦沥青,这就是本区深层存在古油藏并且已发生原油裂解的直接证据。

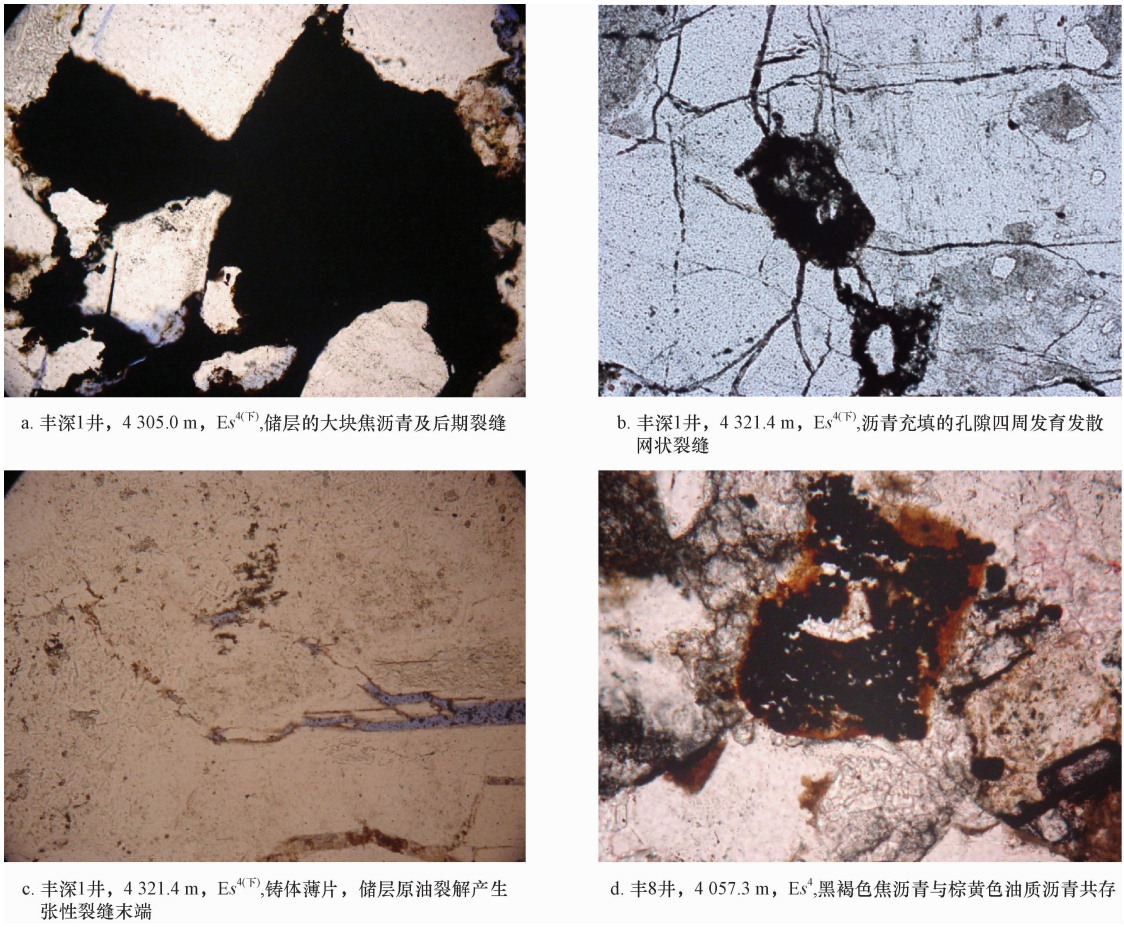


图4 储层沥青分布与形态

Fig. 4 Bitumen distribution and shape in reservoirs

一般原油裂解成气,由于气体摩尔体积比油大很多,若储层有古油藏并有原油裂解成气,必定会使原油所在孔隙内部压力急剧增加。而丰深1井区沙四下亚段地层压力系数为1.0~1.2,属常压范围。我们认为,孔隙内部压力增加到一定阶段就会沿一定方向泄压,并且以孔隙为中心形成发散状的微观张性裂缝,一般为储层应力较薄弱的点或储层岩石颗粒的解理面。这种裂缝与构造缝有明显的不同。一般构造缝是在区域构造应力的作用下形成,具有一定的方向性,产状成平行或近平行;而这种由储层孔隙内部原油裂解成气所产生的内部高压的泄压缝,产状一般以孔隙为中心呈现发散状、网状形态。图4b中间黑色部分为沥青充填的孔隙,以其为中心四周发育了发散状的裂缝;图4c中裂缝末端有明显的张性裂缝特征。综合以上特征可以判断,这些微观裂缝为原油裂解时产生的泄压裂缝,这是丰深1井区油藏内部保持正常压力的主要原因。

另外,由于焦沥青堵塞储层孔隙,使得后期深层油气未能进入油藏主体部位,这也是气藏内压力不高的原因。但在古油藏边缘存在烃源岩高温裂解气的混合,丰深3井即是例证。

同时,在丰8井4 000 m的样品中发现焦沥青与油质沥青共存的情况。图4d中可看到黑色焦沥青与其边缘的棕黄色油质沥青,焦沥青部分不发荧光。这两种沥青共存的现象,说明了在温度不足的情况下古油藏不能充分裂解的特征。丰深1井中也有这种现象存在,但以焦沥青为主。

综合储层沥青与裂缝特征可以推断,东营北带沙四下亚段储层有古油藏存在,并已经发生了原油的裂解,故本区深层凝析气,特别是丰深1井区的凝析气主要为原油裂解气。

3 轻烃参数判识油气成因

轻烃组分在原油中含量较高,对其分析速度

表 2 轻烃参数判识油气成因

Table 2 Genetic discrimination of oil and gas by light-hydrocarbon parameters

井名	样品深度/m	MCC ₆ /CC ₆	MCC ₆ /nC ₇	(2 - MC ₆ + 3 - MC ₆)/nC ₆	判识结果
丰 8	4 176. 50 ~4 191. 50	0. 91	1. 11	0. 56	原油裂解气
丰深 1	4 300. 00 ~4 400. 00	1. 14	1. 03	0. 66	原油裂解气
丰深 2	3 971. 10 ~3 971. 17	30. 00	1. 43	1. 38	原油裂解气
丰深 3	4 740. 00 ~4 846. 75	0. 58	0. 58	0. 59	两者混合
王斜 131	3 062. 80 ~3 094. 00	0. 19	0. 07	0. 58	干酪根裂解气
原油裂解气界限		>0. 50	>0. 30	>0. 10	
干酪根裂解气界限		<0. 50	<0. 30	<0. 10	

注:MCC₆ 为甲基环己烷;CC₆ 为环己烷;nC₇ 为正庚烷;MC₆ 为甲基己烷;nC₆ 为正己烷。

较快、成本较低,并能反映油气的成熟度、母质类型、沉积环境及油气保存条件等重要信息。李艳霞^[7]提出运用轻烃参数区分油气成因的方法,认为原油裂解气和干酪根裂解气在甲基环己烷/环己烷、甲基环己烷/正庚烷和(2 - 甲基己烷 + 3 - 甲基己烷)/正己烷等 3 项指标上存在明显的差异,据此差异可以用来对两者进行区分。

统计研究区域若干井的轻烃数据,根据前述 3 个指标区分原油裂解气与干酪根裂解气的标准进行油气成因判识,结果如表 2 所示。由表 2 可以看出,丰深 1 井、丰深 2 井与丰 8 井均表现为原油裂解气的特征;丰深 3 井特征不明显,可能存在原油裂解气与干酪根裂解气的混合;王斜 131 井孔店组样品则为干酪根裂解气成因。

4 古油藏形成与裂解时期

根据丰深 1 井和民丰洼陷的生烃演化史,古近纪沙二段沉积期深层沙四下烃源岩开始生油,古近纪末期(Es¹末)大量生油。因此,丰深 1 井区古油藏应主要形成于古近纪末期。

在地层条件下,原油发生裂解必然受到诸如温度、压力等各种因素的制约。不同地区由于地质条件的不同,原油在储层中保存的温度也有很大的差异^[19]。通过封闭体系条件下的模拟实验,求取了原油发生裂解所需活化能主要分布在 238 ~ 255 kJ/mol(57 ~ 61 kcal/mol)。Waples 还以原油发生裂解的平均活化能分布主峰 247 kJ/mol(59 kcal/mol)作为研究对象,建立了不同地层温度条件下原油发生裂解的比率:当地温小于 160℃时,原油裂解量极小;而当温度达到 200℃时,原油则几乎全部裂解。

针对丰深 1 井已有的热模拟实验表明,丰深 1 井古油藏在 160℃时进入了原油大量裂解阶段。丰深 1 井地处民丰洼陷,且丰深 1 井沙四间下储层埋深均大于 4 000 m。民丰洼陷埋深 4 165 m 以下温度就大于 160℃。实测资料表明,丰深 1 井 4 200 m 井深的地层温度已达到 185℃。根据地温史恢复,在明化镇组沉积期丰深 1 井区沙四下储层已达到 160℃。因此,新近纪明化镇组沉积期至今(Nm—Q)是古油藏裂解阶段,并形成现今的深层凝析气藏。

5 结论与建议

1) 烃气组分、氮气组成、热模拟气组成与碳同位素特征反映,丰深 1 井区凝析气属于原油裂解气,而非干酪根高温裂解气。但靠近洼陷区的丰深 3 井区存在烃源岩高温裂解气的混合。利津洼陷的新利深 1 井天然气并非原油(古油藏)裂解而成,主要为干酪根在凝析油气-湿气阶段的裂解产物。

2) 储层显微荧光的观察与沥青反射率的测试显示大量焦沥青的存在,不仅表明丰深 1 井区存在古油藏,而且进一步证实丰深 1 井区天然气属于油藏原油裂解气。网状泄压微裂缝的存在合理解释了现今凝析气藏压力不高的原因。

3) 原油轻烃参数进一步证实,研究工区丰深 1 井区沙四下凝析油气为原油裂解成因;丰深 3 井可能存在干酪根裂解气的混入。

4) 结合储层地温史和烃源岩生烃史,证实该区深层沙四下砂砾岩体存在古近纪末期(Es¹末)古油藏,并在新近纪明化镇组沉积期以后因热力作用发生裂解,形成现今的深层凝析气藏。

5) 根据研究结果我们认为,东营北带深层沙四下砂砾岩体高部位是形成古油藏的有利区,也是被裂解而转变为凝析气藏或湿气藏的有利分布区。而砂砾岩体靠近洼陷区的低部位是烃源岩大量高温裂解气的有利聚集区,有望获得环古油藏的沥青封堵气藏,即在东营北带存在的一种新类型深层气藏。

参 考 文 献

1 李素梅,庞雄奇. 东营凹陷北部陡坡带隐蔽油气藏的形成与分布[J]. 石油与天然气地质,2004,25(4):416~421

2 张勇. 东营凹陷北部陡坡带沙四段盐下天然气成因类型分析——以丰深1井为例[J]. 石油天然气学报,2008,30(2):394~399

3 Behar F, Kressmann S. Experimental simulation in Confined system and kinetic modeling of Kerogen and oil cracking[J]. Organic Geochemistry, 1991, 19(19):173~189

4 Prinzhofer A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. Chemical Geology, 1995, 126(3):281~290

5 张敏,黄光辉,胡国义,等. 原油裂解气和干酪根裂解气的地球化学研究——模拟实验和产物分析[J]. 中国科学(D辑:地球科学),2008,38(增刊II):1~8

6 赵孟军,曾凡刚,秦胜飞,等. 塔里木发现和证实两种裂解气[J]. 天然气工业,2001,21(01):35~39

7 李艳霞. 原油裂解气和干酪根裂解气的判识[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2008,23(6):42~50

8 陈世加,马力宇,付晓文,等. 塔里木盆地海相腐泥型天然气的成因判识[J]. 石油与天然气地质,2004,25(4):416~421

9 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学(B辑),1992,22(2):185~193

10 郝黎明,郝石生. 松辽盆地朝长地区未熟、低熟烃源岩排烃研究[J]. 石油实验地质,2000,22(1):64~70

11 Stahl W J. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration[J]. Chemical Geology, 1977, 20(2):121~149

12 Rooney M A, Claypool G E, Chung H M. Modeling thermogenic gas generation using carbon isotope ratios of natural gas hydrocarbons[J]. Chemical Geology, 1995, 126(3/4):219~232

13 张大江,黄第藩,李晋超,等. 我国不同地质时期沉积有机质中稳定碳同位素组成特征及其意义[J]. 科学通报,1991,36(4):302~305

14 Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology[M]. San Francisco, Calif, United States: W H Freeman and Company, 1979. 1~615

15 Hwang R S, Teerman S, Carlson R. Geochemical comparison of reservoir solid bitumens with diverse origins[J]. Organic Geochemistry, 1998, 29(1~3):505~518

16 Huc A Y, Nederlof P, Debarre R, et al. Pyrobitumen occurrences and formation in a Cambro-Ordovician sandstone reservoir, Fahud Salt Basin. North Oman[J]. Chemical Geology, 2000, 168(1~2):99~112

17 Littke R F, Brauekmann J, Radke M, et al. Solid bitumen in Rotliegend gas reservoirs in northern Germany: implications for their thermal and filling history[J]. Zentralbl Geol Palont Teil, 1996, 11(1):1275~1292

18 Stasiuk L D. The origin of pyrobitumens in Upper Devonian Leduc formation gas reservoirs, Alberta, Canada; an optical and EDS study of oil to gas transformation[J]. Marine and Petroleum Geology, 1997, 14(7~8):915~929

19 卓勤功,蒋有录,隋风贵. 渤海湾盆地东营凹陷砂岩透镜体油藏成藏动力学模式[J]. 石油与天然气地质,2006,27(5):620~629

(编辑 李 军)

(上接 157 页)

参 考 文 献

1 李德生. 中国石油地质学的创新之路[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(5):1~11

2 金之钧,张发强. 油气运移研究现状及主要进展[J]. 石油与天然气地质,2005,26(3):263~270

3 庞雄奇,李丕龙,张善文,等. 陆相断陷盆地相-势耦合控藏作用及其基本模式[J]. 石油与天然气地质,2007,28(5):641~652,663

4 张抗. 盆地的改造及其与油气地质意义[J]. 石油与天然气地质,2000,21(1):38~41,45

5 高喜龙,肖贤明,赵必强,等. 渤海湾盆地渤中凹陷下第三系烃源岩生烃史[J]. 沉积学报,2004,22(2):359~363

6 何文祥,米立军,文志刚,等. 渤东凹陷烃源岩生烃潜力研究

[J]. 天然气工业,2005,25(5):14~17

7 何士斌,朱伟林,李丽霞. 渤中坳陷沉积演化 and 上第三系储盖组合分析[J]. 石油学报,2001,22(2):38~43

8 龚再升,蔡东升,张功成. 郑庐断裂对渤海海域东部油气成藏的控制作用[J]. 石油学报,2007,28(4):1~10

9 龚再升,王国纯. 渤海新构造运动控制晚期油气成藏[J]. 石油学报,2001,22(2):1~7

10 邓宏文,王洪亮,王敦则. 古地貌对陆相裂谷盆地层序充填特征的控制——以渤中凹陷西斜坡区下第三系为例[J]. 石油与天然气地质,2001,22(4):293~296,303

11 陆先亮. 渤海湾盆地新生代断裂活动及其对含油气系统和油气分布的影响[J]. 油气地质与采收率,2005,12(3):31~35

(编辑 董 立)