

包裹体作为天然气运移判别标志的研究

施继锡 李本超

(中国科学院地球化学研究所广州分部有机地球化学国家重点实验室)

有机包裹体是烃类生成、演化、运移和聚集的直接标志。本文研究了川东地区下三叠统嘉陵江组第二段(T₁²)在不同成岩阶段的有机包裹体特征,确定了天然气运移的时期、深度、方向、通道和相态、气源等,通过典型实例提出了天然气成藏远景评价的五项包裹体标志。这是油气运移研究中的一项新技术,初步证明有较好的效果。

关键词 有机包裹体 成岩序次 喜山期 走向纵张裂缝 动态研究

第一作者简介 施继锡 男 56岁 副研究员 包裹体

烃类生成之后,一般要经过运移过程,进入具有高渗透和孔隙的储集层,才能聚集成具有工业价值的油气藏。石油和天然气都是流体矿产,流体矿产的最大特征就是具有运移性。从某种意义上讲,油气的发展史就是运移史。然而它又是我们无法在野外直接观察到,也难于在实验室模拟的地质历史事件。故它是目前油气地质领域中研究程度最浅,争论最多的重大研究课题。

本文将通过包裹体研究,对天然气运移的时间、运移方向、运移通道、运移动态以及天然气来源,工业气藏的远景评价等问题进行探讨。通过研究,总结出包裹体判别天然气运移的标志及信息。

一、工作范围及地质概况

研究的重点地区是四川盆地的东部。具体工作区属川东南拗褶带,即前人划分的川东气区(图1)。共研究了10个构

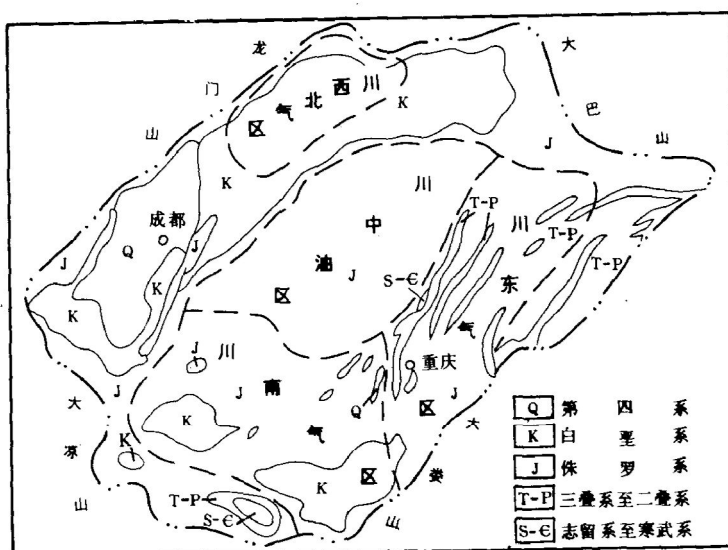


图1 四川盆地油气区分布图

(引自四川石油管理局地质勘探开发研究院, 1984)

造, 45口钻井的215件样品, 其中又着重剖析了黄草峡构造的下三叠统嘉陵江组。

川东地区的嘉陵江组属台地浅滩相沉积。从二叠纪开始直到三叠纪早期, 当时的海盆基底为一斜坡, 总的趋势是西高东低的浅水台地。嘉陵江组沉积时, 海盆属于半封闭状态。海

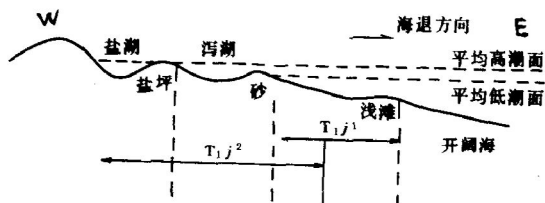


图2 嘉陵江组沉积模式示意图

进时海水深度相对较大, 水域通畅, 沉积物以浅海相石灰岩为主, 局部见粒屑灰岩和白云岩, 岩性岩相展布比较稳定。海退时水流通道受到限制, 主要为泻湖相白云岩和石膏沉积, 受断裂影响在横向上隆起带和凹陷带相间出现, 岩性变化较大。嘉一段 (T_{1j}^1) 为海进沉积, 嘉二段 (T_{1j}^2) 为海退沉积 (图2), 储集层为裂缝-孔隙型。

二、天然气运移时间及深度判别

为了知道石油生成到转变为天然气, 以及天然气运移聚集的时间, 就必须紧密结合研究成岩历史及构造发展史。通过成岩序次的研究, 观察有机包裹体分布的层位, 就可以直观的知道油气运移的时间及深度。由于川东地区 T_{1j}^2 层位成岩过程较为完整与系统, 它可以在整个川东地区进行对比, 因此我们以其为例进行讨论, 将其成岩序次及成岩作用特征列于表1。

表1 川东地区嘉二段储层成岩序次及成岩作用表

成岩时期	成岩作用	成岩序次及成岩特征
同生期	准同生白云石化及生物作用	-----泥粉晶白云石、颗粒泥晶化
成岩早期	早期胶结作用	-----线、柱状方解石形成等厚环边
成岩中期	白云石化作用 压实作用	-----交代颗粒灰岩、保持原结构 -----颗粒压碎、错断、变形等
成岩晚期	早期溶蚀作用	-----选择性溶蚀不稳定高镁方解石
	孔隙充填作用	孔隙中生成亮晶白云石----- 孔隙中生长畸形白云石----- 孔隙中生成连晶方解石-----
	大量裂缝形成及充填作用	裂缝充填方解石-----
成岩构造期	晚期溶蚀作用	-----选择性溶蚀充填方解石
	孔隙充填作用	残余孔隙中充填次生石膏、石英-----
成岩环境划分		海底 大陆 浅埋藏 深埋藏—构造期

在成岩作用的各个时期, 都相应的要形成包裹体, 它们有的是盐水溶液包裹体, 有的是有机包裹体, 这两种包裹体在油气运移研究中都有重要意义。有关这两类包裹体的定义、成因、分类、特征等作用已作过详尽介绍, 这里不再赘述^[1,2]。现将嘉二段 (T_{1j}^2) 储层中包裹体的类型、分布特征等列于表2。从表2成岩序次各种矿物中有机包裹体的类型及产状, 可以确定出天然气运移的时间。

(1) 成岩作用晚期, 孔隙充填作用生成的白云石中, 由于开始见到液态烃有机包裹体, 说

表2 川东地区嘉二段储层成岩序次各种矿物中包裹体类型

成岩时期	成岩作用及形成的矿物	包裹体类型			
		盐水溶液包裹体	数量 (%)	有机包裹体	数量 (%)
成岩作用早期	早期胶结作用形成的纤状方解石	1—3 μ m 大小的纯液体包裹体	100		
成岩作用中期	白云石化作用形成的白云石	纯液体包裹体	95		
		气液比为 5% 的液体包裹体	5		
成岩作用晚期	孔隙充填作用生长的白云石	气液比 5—10% 的液体包裹体	80—90	褐黄色由液态烃组成的有机包裹体	5—10
		纯液体包裹体	10		
	孔隙充填作用生长的方解石	气液比为 5—10% 的液体包裹体	30—40	由液态烃及少量气态烃、沥青组成的厚壁状、铜钱状有机包裹体	60—70
成岩构造期	残余孔隙中充填的石膏	气液比为 5—15% 的液体包裹体	20	由气态烃或气态烃加少量液态烃及沥青组成的有机包裹体	80

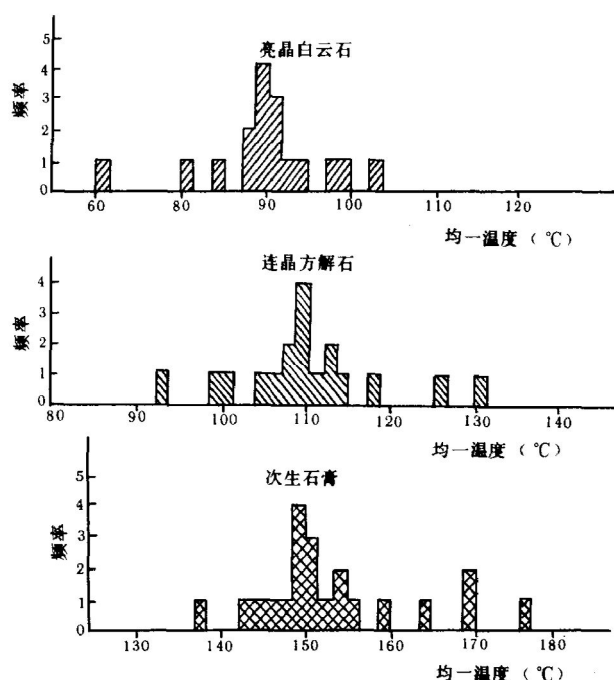
明石油已经形成并开始运移。

(2) 成岩作用晚期，孔隙中方解石形成时，方解石中有大量的液态烃有机包裹体及碳化沥青，证明石油多数已处于高成熟原油阶段，且大规模运移，有的已向天然气转化。

(3) 成岩构造期，石膏充填时，石膏中有大量的气态烃有机包裹体，说明演化已进入过成熟阶段，液态烃已几乎全部转化为气态烃。因此，方解石形成之后到石膏生成阶段，是天然气运移的主要时期。

要确定油气运移时的深度，首先要知道油气运移时的古温度。就储层而言，主要是知道成岩作用晚期孔隙充填作用生成的亮晶白云石、连晶方解石及成岩构造期充填作用生成的石膏的形成温度。用包裹体均一法，对黄草峡构造各钻井嘉二段三种矿物中包裹体的均一温度进行了测定，结果表示为图 3。

从图 3 看出，成岩作用晚期，孔隙充填的亮晶白云石，其形成温度范围是 61—104℃，多数集中在 90℃，也即是 61℃ 时已进入成油门限，而到 90℃ 时已大量生成石油。连晶方解石生成时的温度范围是 94—131℃，多数集中在 110℃，即这时是石油运移的高峰时的温度。成岩构造期石膏形成的温度范围是 138—176℃，主要集中在 150℃，即

图3 黄草峡构造 T_{12} 储层包裹体均一温度直方图

150℃时是天然气运移的高峰温度。

知道油气运移时的温度，可以根据地温梯度计算出油气运移时的深度，嘉二段储层平均地温梯度为 3.1℃/100 m，地表温度为 20℃，计算得生油门限深度为 1323 m，石油大量运移时的深度为 2903 m，天然气大量运移时的深度为 4194 m。将川东黄草峡构造嘉二段储层的成岩作用序次、孔隙变化、包裹体数量、古温度、油气运移的时间、深度综合列于表 3。

表 3 川东黄草峡构造 T₁J² 储层成岩作用及油气运移情况

成岩时期	成岩作用	成岩序次及特征	孔隙变化	油气运移 时间	油气运移 时的温度 (℃)	油气运移 时的深度 (m)
			(%) 10 20 30 40			
同生期	准同生白云石化及生物作用	泥粉晶白云石颗粒泥晶化				
成岩期	早期	早期胶结作用	纤状方解石形成等厚环边			
	中期	白云石化作用	交代颗粒灰岩、保持原结构			
		压实作用	颗粒压碎、错断、变形			
	晚期	早期溶蚀作用	选择性溶蚀高镁方解石			
		孔隙中生长亮晶白云石		石油形成并开始运移	61	1323
		孔隙充填作用	孔隙中生长畸形白云石			
成岩构造期		孔隙中生长连晶方解石		石油大规模运移期	110	2903
	晚期溶蚀作用	选择性溶蚀方解石				
	孔隙充填作用	残余孔隙中充填次生石膏、石英		天然气主要运移期	150	4194

三、天然气运移方向判别

天然气从何处来，又到何处聚集，也是油气运移研究的重要问题。四川盆地大量的生产实践证明，要获得工业性天然气，储层必须兼有孔隙和裂缝。裂缝发育改善了原有孔隙，并能把周围的孔隙串通起来，构成油气渗透的通道。因此，裂缝是天然气大量运移的通道，其

表 4 各组裂缝方向及性质

背斜名称	样品号	岩 性	裂缝方向	裂缝性质
大天池	D-2	裂缝充填方解石	NNE	走向纵张缝
卧龙河	WO-1	裂缝充填方解石	NNE	平面剪切缝
	WO-3	裂缝充填方解石		层间滑动缝
中果山	中-1	裂缝充填方解石	近 S-N	低角度平面剪切缝
	中-5	裂缝充填方解石	近 S-N	高角度平面剪切缝
	中-8	裂缝充填方解石	S-N	走向纵张缝
温泉井	WTC-Y3	裂缝充填方解石	NEE	旋转缝
	WTC-4	裂缝充填方解石		层间缝
	WTC-2	裂缝充填方解石	NNW	平面剪切缝

本身又是储集空间。然而，并不是所有的裂缝都与天然气运移密切相关，在众多的裂缝中，找出某组裂缝与油气的关系，是包裹体研究油气运移的另一个目的。

1. 运移方向的确定

构造运动和物质运动是相辅相成的。不同时期和不同性质的构造运动其特征是有差异的，从而引起物质运动也有差异，所以我们可以从物质特征来重演构造运动的历史。因此，我们可以从各裂缝充填物中的包裹体类型，特别是有机包裹体的类型及数量，直接判别油气运移与裂缝的关系。川东代表性构造中不同方向、不同性质的裂缝列于表4。

对各组裂缝充填方解石中包裹体类型及数量研究结果，发现有机包裹体主要分布在走向纵张缝中。如大天池构造，NNE走向纵张缝中液态烃有机包裹体约占30%，气态烃有机包裹

表5 各组裂缝包裹体均一温度表

构造名称	方 向	性 质	包裹体均一温度 (°C)					
			120	130	140	150	160	170
大天池	NNE	走向纵张缝	—————					
卧龙河	NNE	平面剪切缝	—————					
		层间滑动缝	—————					
中梁山	近 S-N	低角度平面剪切缝	—————					
	近 S-N	高角度平面剪切缝	—————					
	S-N	走向纵张缝	—————					
温泉井	NEE	旋转缝	—————					
		层间滑动缝	—————					
	NNW	平面剪切缝	—————					

— 无油气 □ 油为主 ■ 气为主

体约占20%。而中梁山构造S-N向的走向纵张缝中，气态烃有机包裹体约占60%。因此可以看出，天然气运移的方向与裂缝性质有关，即平行于构造轴向的走向纵张裂缝是油气运移最有利的方向。

2. 裂缝形成的时间

川东各组系裂缝形成的时间众说不一，有人认为构造裂缝始于印支期，燕山期处于高峰，喜山期近于结束。而有人认为都是喜山期形成的。为了探讨油气运移与裂缝张开的时间关系，以及了解这些裂缝是否是同期形成的，对各组系裂缝中方解石充填物中的包裹体，进行了均一温度及盐度测定。温度测定结果列于表5。温度与盐度关系如图4所

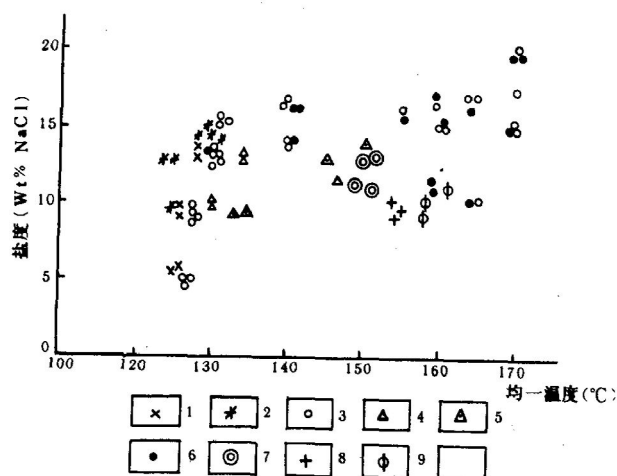


图4 温度盐度关系图

1—NNE平面剪切缝, 2—层间滑动缝, 3—NNE走向纵张缝, 4—S-N低角度平面剪切缝, 5—S-N高角度平面剪切缝, 6—S-N走向纵张缝, 7—NNW平面剪切缝, 8—层间滑动缝, 9—NEE旋转缝

示。从表5可知各组系裂缝温度主要集中在130—150℃,相差不大。盐度主要集中在8—13wt%之间,也相差不大。从温度与盐度关系图看,各组系裂缝没有明显的分期现象。综上所述,我们认为川东各组系裂缝是同一构造运动的产物,属喜山期形成更为确切。

3. 裂缝张开时的深度

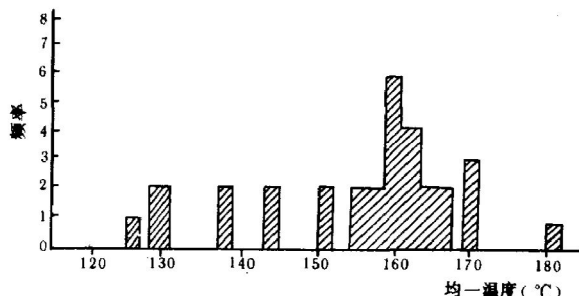


图5 中梁山构造走向纵张缝均一温度直方图

我们主要是要了解与天然气运移有密切关系的走向纵张缝的深度,为此具体剖析了中梁山构造。该构造走向纵张缝中方解石充填物包裹体的均一温度测定结果示于图5。可看出最集中的均一温度是160℃左右。该区地温梯度为3.1℃/100m,地表温度20℃,故计算得裂缝张开时的深度为4516 m。川东嘉陵江组储层中天然气运移时所处的深度为4194 m,裂缝张开的深度

为4516 m,二者是十分匹配的。岩层孔隙充填物中随机分布的气态烃有机包裹体与裂缝充填物中气态烃有机包裹体的同时存在,也进一步证明川东嘉陵江组储层属裂缝-孔隙型。

四、天然气运移通道、相态及气源

天然气以何种相态运移,通过什么渠道运移,运移到那里聚集,也是运移研究中需要解决的重要问题。

1. 运移通道

川东碳酸盐岩因是脆性岩层,也是多孔可溶及可渗透的岩石,生成的天然气,可通过石化作用后的裂隙(包括层间、层面裂隙及垂直层面的微裂隙)及层间水溶解形成的溶孔,进行短距离的初次运移。因为我们在这些裂隙及溶孔中可以看到相当数量的有机包裹体。川东碳酸盐岩层中走向纵张缝,既是天然气二次运移的通道又是储集空间。岩层孔隙度相对较大、构造裂缝相对集中的层段易于形成工业气藏,除了有利的通道及储集空间外,根据包裹体研究结果尚有两个重要原因。其一是它们处于相对压力较低的环境;其二是与盖层封闭性有关。在研究走向纵张缝时,发现这些裂缝充填物中有“沸腾包裹体”。表明这些部位压力相对较低而引起减压沸腾,故天然气向这些部位运移聚集。在研究储层的同时,对上覆膏盐层也作了研究,在沉积形成的层状石膏中很难找到包裹体,说明天然气很难穿过它,是理想的盖层。

2. 气源

川东嘉陵江组储层中的天然气是外来的或是自生自储的,这一问题涉及到资源量的估价及勘探方向。利用包裹体判别气源其原则是:如果岩层中随机分布的有机包裹体的演化程度,低于沿构造裂缝分布的有机包裹体的演化程度,则油气是自生自储的,反之则是外来的。该区构造裂缝中的包裹体,不论是在类型上、荧光性质上都反映出其演化程度更高,因此我们认为嘉二段储层中的天然气是属自生自储。关于天然气的性质,由于我们在储层中看到液态烃有机包裹体,随着成岩作用的发展,演化程度加深,液态烃包裹体减少,气态烃包裹体逐渐增多,直至全部演变为气态烃。即使是气态烃包裹体中还发现有弱荧光的凝析油存在。因此川东嘉陵江组中的天然气属油成气性质。

3. 运移相态

不论是成岩作用晚期形成的方解石中，或是成岩构造期形成的次生石膏中，以及构造裂缝中，有机包裹体类型以气态烃包裹体为主，这说明天然气主要以气态烃相的形式运移，其次是油气或水气不混溶相运移。

五、天然气藏远景评价的包裹体标志

天然气从气源岩中排出，经过运移聚集，它能否形成工业气藏，又是运移研究中应解决的重要问题。如何能尽快找到足够的天然气资源，特别是在非构造区、平缓构造区及高演化区找到新的靶区，这就要求我们在加强天然气运移理论研究的同时，寻求花钱少、经济效益高的远景评价的新技术新方法。

传统的有机地化研究是以残烃为基础。计算资源量时，一般是残烃量大，生烃量就大，排烃量也大。但有时并非如此，更不能反映出能否形成工业气藏。

储层中有机包裹体的类型、数量等特征，一定程度上反映出烃类自生成、排出及到达储层后的种类及数量。因此，我们通过工业气层、气显示层、非气层三种已知储层中的包裹体进行对比研究，找出具备工业性气藏的若干包裹体标志。它们与残烃的研究结果相互验证及补充，形成完整的有机地化天然气远景评价的方法。经过该区 45 口钻井，48 件岩芯及地表样品的研究，得出以下天然气远景评价的标志。

1. 有机包裹体类型及特征

类型及特征列于表 6 并示意于图 6。工业气层中有机包裹体以气态烃包裹体为主，多数为纯气态烃包裹体。呈黑色或黑灰色、圆形、少数椭圆形，一般比同期盐水溶液包裹体的体积大 2—4 倍。

表 6 各种储层包裹体类型及特征表

储层情况	有机包裹体类型	有机包裹体特征			
		气液比 (%)	颜色	形态	荧光性质
工业气藏	1) 全由气态烃组成	100	灰、灰褐	圆、椭圆	无荧光
	2) 主要是气态烃+少量液态烃	95	气相灰黑，液相褐黄	圆、椭圆	液相暗褐黄色
	3) 主要是气态烃+少量盐水溶液	90—95	气相灰黑，液相无色	圆、椭圆	无荧光
	4) 主要是气态烃+少量沥青		气相灰色，沥青黑色	不规则椭圆	无荧光
气显示层	1) 气态烃+少量液态烃组成	70—80	气相灰黑，液相褐黄	椭圆	液相暗黄色
	2) 气态烃+少量盐水溶液组成	40—60	盐水相无色	椭圆	无荧光
	3) 气态烃+液态烃组成	20—30	液相褐黄色	椭圆不规则	液相深黄色
	4) 气态烃+液态烃+沥青组成	20	液相深黄，沥青黑色	近圆，对称形	液相黄色
非产气层	由液态烃+少量气态烃组成	10—30	气相黑、褐，液相黄色	不规则状	液相亮黄色

2. 气态烃有机包裹体的数量

天然气的丰度可以由气态烃有机包裹体的数量直观的反映出来。经统计，工业气层中气态烃有机包裹体的数量占包裹体总数的 60% 以上。气显示层一般占 30—50%，而不产气层则

工业气层				
气显示层				
不产气层				

图6 不同储层中的有机包裹体类型

OV—气态烃, OL—液态烃, WL—盐水溶液, a—沥青

为0—20% (图7)。

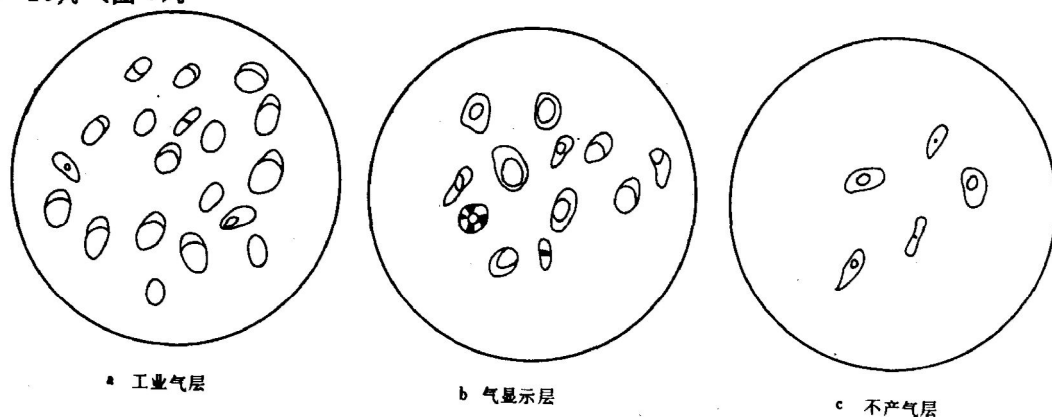


图7 不同储层中有机包裹体数量示意图

3. 古温度

天然气虽能由较多的物质生成, 然而其生成的数量与温度有直接的关系。温度升高, 导致石油相变, 液态烃消失而为气态烃所代替, 因而, 古地温也是评价的标志, 从非气层→气显示层→工业气层, 古地温增加, 且有一个大致的范围, 工业气层的古温度主要集中在 150—255℃; 气显示层为 140—200℃; 非气层为 117—165℃。

4. 古盐度

三种不同类型的储层中包裹体的盐度是不同的, 也有一个大致的范围。工业气层中盐度为 14—21wt%; 气显示层为 8—14wt%; 而非气层则小于 8wt% (相当于 NaCl)。

5. 包裹体的成分

包裹体的成分, 代表包裹体形成时成矿流体的原始组成。实践证明, 原油从低成熟阶段演化到最终甲烷气阶段, 其中的有机与无机气体组分呈现出一定规律的变化。经研究分析, 凡是产工业气的储层, 包裹体成分中 $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ 其重量比值高, 还原参数高 (还原参数指 $\text{CH}_4 + \text{CO} + \text{H}_2/\text{CO}_2$ 克分子数比), H 原子数多于 O 原子数。

将包裹体的类型、数量、古温度、盐度、气相成分五种天然气远景评价的标志归纳于表 7。我们利用上述标志对若干已知及未知地区或单井进行过评价, 证明基本是可行的, 如对黄草峡构造上三口钻井进行评价, 其包裹体标志列于表 8。可看出草 2 井及草 5 井为工业气井的

特征，而草6井为非气井特征。另从丰度上看，草2井有机包裹体仅占60%，不如威28井丰度高，故只能是小型气藏。该评价结果与测试结果基本相符。

表7 天然气包裹体综合评价表

储层情况	有机包裹体类型	有机包裹体数量 (占包裹体总数的%)	均一温度 集中区 (℃)	盐度范围 (wt%)	气相成分参数		
					$\frac{\text{CH}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$	$\frac{\text{CH}_4 + \text{H}_2 + \text{CO}}{\text{CO}_2}$	H : C : O
工业气层	全由气态烃组成 主要是气态烃加少量液态烃	>60	150—255	14—>21	>2	>1	>1 : 1 : <1
气显示层	气态烃加少量液态烃 气态烃加液态烃	20—60	140—200	8—14	1—2	0.5—1	≈1 : 1 : 1
无气层	液态烃加少量气态烃	<20	117—165	<8	<1	<0.5	<1 : 1 : >1

表8 黄草峡嘉陵江组评价标志表

井号 (地区)	层位	有机包裹体类型	有机包裹 数量 (%)	温度集 中区 (℃)	盐度 (wt%)	包裹体成分		
						$\frac{\text{CH}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$	$\frac{\text{CH}_4 + \text{H}_2 + \text{CO}}{\text{CO}_2}$	H : C : O
威28井 (川南)	Z ₂	纯气态烃包裹体 气态烃加少量液态烃组成的包裹体	85	158—220	14.4—17.8	13.3	1.29	15 : 1 : 9
草2井 (川东)	T ₁ ²	纯气态烃包裹体 气态烃加少量液态烃组成的包裹体	60	150—220	15—20	2.2	1.44	2.4 : 1 : 0.4
草5井 (川东)	T ₁ ¹	同上	50	154—178	6—14.1	18.1	1.09	2 : 1 : 0.9
草6井 (川东)	T ₁ ²	液态烃加少量气态烃组成的包裹体	5	120—150	5—6	0.03	0.31	1.03 : 1 : 1.41

结 语

研究结果证明，包裹体作为油气运移判别及远景评价是可行的。包裹体在运移研究中能作到既有时间、又有空间以及纵横向联系的综合性动态研究。它可以与残烃的研究互为补充作到完整的有机地化研究。

研究工作是在傅家谟教授直接指导下完成的，还得到刘德汉、盛国英、汪本善、贾蓉芬、麦碧娴同志的支持与帮助。四川石油管理局地质勘探开发研究院张月华、赖国良、王一刚、葛琳、戴弹申等同志提供了资料及成果，特此说明及感谢。

参 考 文 献

- [1] 施继锡、傅家谟、李本超等，沉积学报，1987；5（1）：86—91。
- [2] 施继锡、李本超、傅家谟等，中国科学（B辑），1987；（3）：318—326。

STUDY ON APPLICATION OF ORGANIC ENCLOSURE AS DISCRIMINANT INDICATOR FOR GAS MIGRATION

Shi Jixi Li Benchao

(Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou)

Abstract

Organic enclosure is the direct indicator of hydrocarbon generation, migration, accumulation and evolution. This paper discussed the properties of organic enclosures in different diagenesis stages from the Second Member of the Lower Triassic Jialingjiang Formation and determined the time, depth, direction, passage, phase state of migration and source of the gas. Five indicators, namely the type, amount, temperature, paleosalinity and constituent of the organic enclosures for the pool-forming assessment of natural gas pools are proposed based on typic dissection and contrast. Studying gas migration with organic enclosures, a comprehensive dynamic research in connection time with space could be made and the examinational results of Huangcaoxia gas pools are pretty well.