

深层气相系统构成: 据第聂伯—顿涅茨盆地同位素—地球化学资料

Т А Крылова 等(全俄地质系统科学研究所)

В А Кривошея(乌克兰科学院波尔塔瓦石油天然气地质研究所)

摘 要 介绍了俄罗斯第聂伯—顿涅茨盆地不同构造—大地构造单元内深层气藏和凝析气藏甲烷碳同位素—地球化学调查结果,分析了甲烷碳同位素组成与深度、温度、压力、地质年代和含油率的关系,详细研究了甲烷碳同位素与其同系物碳同位素的关系。认为:深埋层气相系统的烃源既有有机质,又有盆地发育晚期沉降到底部的原始油藏,在以有机质为直接烃源的气相系统中,以温度为主的温压条件是构成该系统的主要条件;研究区甲烷的生成出现在超过 5 300 m 的深层,凝析气藏分布在浅于 5 000 m 深度;由原始油藏演化而形成的气相系统不仅在类型上,而且在气的碳同位素组成上均有很大差别。

关键词 第聂伯—顿涅茨盆地 天然气 凝析气 甲烷碳同位素 石炭统 甲烷同系物

预测深层特别是老含油气区深层的含油气性是一个包括范围很广的复杂的和综合性问题,解决这一问题取决于对深埋层的普查和勘探效果。本文试图阐述这一问题的一个方面,即成气规模的评价和高温高压条件下气态系统的构成特点。

研究区为第聂伯—顿涅茨盆地即第聂伯—顿涅茨含油气省。深层油气藏的数量占该含油气省油气藏的绝大部分。盆地基底的主要构造单元是:同时分别属于沃罗涅日台背斜坡和乌克兰地盾斜坡的北翼和南翼,以及位于该两翼之间的、被深大断裂切开的地堑。该地堑具有断块构造复杂、沉积盖层厚度大和盐构造显示强烈等特点。在地堑内,可划分出中心区和以盆地边缘为界的边缘区两部分。第聂伯—顿涅茨盆地沉积盖层充填有古生界、中生界和新生界构造,在地堑轴部,从西北到东南沉积盖层厚度不断增大^[3],到顿巴斯褶皱区达 12~17 km。

第聂伯—顿涅茨盆地侏罗系到泥盆系各剖面均含工业性油气,主要产层组合是下石炭统(多内昔阶—下维宪阶和上维宪阶—谢普霍夫阶)。由于喷发岩的广泛分布及其在东南部和轴部附近的沉积,大部分泥盆系组合缺乏含油气前景。在胡赫里那、尤里叶瓦和那里日尼亚地区前寒武系结晶基底也发现了油气。所有产层均主要赋存气藏和凝析气藏。

1 第聂伯—顿涅茨盆地不同构造—大地构造单元内深层气藏和凝析气藏天然气同位素—地球化学的调查结果

现在来分析位于盆地不同构造—大地构造单元内和赋存于沉积层区段内的气藏和凝析

气藏天然气同位素—地球化学的调查结果。研究区段的深度从 2 200 m 到 6 300 m,但主要研究了深层区段。根据各个气样及其地球化学分析确定了甲烷的碳同位素组成,利用个别气样确定了乙烷和丙烷的碳同位素组成。

游离气系统的甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值变化在 $-28\text{‰} \sim -49\text{‰}$ 之间,超过了热解带各类天然气的该值。大家知道,在有机质的热解演化作用中,碳同位素组成的分馏保证了甲烷沉积剖面上甲烷碳同位素的变化方向,即随着深度的增加和有机质深成演化程度的提高,甲烷向同位素重的方向变化^[2,5],研究区段的这种变化趋势是 $\delta^{13}\text{C}$ 值由 -58‰ 增大至 -25‰ 。这一事实连同物理化学作用中同位素的稳定性可以作为利用碳同位素组成评价研究区段现今沉积剖面天然气生成的原始条件。既然甲烷碳同位素组成的变化反映了油气形成过程中的阶段性,那么,在由油型气向凝析气乃至向下部干气带天然气演化过程中,甲烷应富含重同位素。根据这一推论一些学者通过追踪甲烷碳同位素的组成来判识气藏的类型,油型气气藏的为 $-58\text{‰} \sim -45\text{‰}$,凝析气气藏的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 $-45\text{‰} \sim -35\text{‰}$,干气藏为 $-35\text{‰} \sim -25\text{‰}$ ^[5]。然而,实践证明,上述同位素值判识条件的差异并不常常符合自然情况,对研究区来说也是这样。这是因为:第一,游离气系统甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值的变化范围超过了包括顿涅茨—第聂伯盆地在内的油型气的通常变化区间;第二,尚未存在利用甲烷碳同位素区分凝析气和干气藏的条件。

如果将液相丰度作为判识标准,显然,当液相丰度变小时(凝析气藏向干气藏过渡时)甲烷就应变得富重同位素。然而,在利用上述规律性进行实际判识时,发现研究区大部分天然气的甲烷碳同位素值并未遵循这一规律,即依据凝析气产率的高低甲烷碳同位素值变重或变轻,所以只能指出, $\delta^{13}\text{C}$ 值范围很宽的($-28\text{‰} \sim -48\text{‰}$)天然气仅具有相同的低丰度凝析气(低于 50 g/m^3)这样一个特点,而且, $\delta^{13}\text{C}$ 值接近的($-36\text{‰} \sim -40\text{‰}$)天然气,其凝析气的丰度通常都变化在 $1 \sim 1\,200 \text{ g/m}^3$ 。

2 甲烷碳同位素组成与深度、温度、压力地质年代和含油率的关系

下面依据产层时代、产层深度和温压条件再来研究一下甲烷碳同位素组成的变化情况。在地层剖面上,从下二叠统一中石炭统($-28\text{‰} \sim -35\text{‰}$)到上维宪阶—谢尔普霍夫阶、下石炭统($-35\text{‰} \sim -43\text{‰}$),再到多内昔阶—下维宪阶($-35\text{‰} \sim -49\text{‰}$),依靠同位素轻的甲烷的作用的增大, $\delta^{13}\text{C}$ 的变化范围扩大。

2.1 甲烷碳同位素与深度的关系

依据天然气对一定地层组合的赋存性来分析甲烷碳同位素与深度的相关关系,可以在剖面上区分出 3 种类型天然气:

(1) 甲烷碳同位素重的天然气($\delta^{13}\text{C} = -28\text{‰} \sim -35\text{‰}$),产于下二叠统和中—上石炭统;

(2) 甲烷碳同位素值中等的天然气($\delta^{13}\text{C} = -35\text{‰} \sim -43\text{‰}$),产于下石炭统(上维宪—谢尔普霍夫阶和多内昔—下维宪阶);

(3) 甲烷碳同位素轻的天然气($\delta^{13}\text{C} = -43\text{‰} \sim -49\text{‰}$),其特点是全部赋存于下石炭统底部(多内昔—下维宪阶)。

上述各型天然气存在于很大的深层区间,产出最大深度为 5 300 m。

2.2 甲烷碳同位素与有机质深成演化程度的关系

从有机质深成演化程度上看,作为生气源的有机质和所有被研究天然气均处于 3→2→1 这样一个类型顺序。天然气在盆地的分布面积表明,1、2 类天然气完全对应所示的深成演化条件(图 1)。仅在盆地东南部发现了 1 类天然气藏,在该区,具有生烃潜势的是中石炭统(上石炭统和古二叠统的烃源岩),总厚度达 7 000~9 000 m。在地堑轴部区,岩石深成演化程度达中期第 IV 阶段和晚期第 I 阶段^[2]。2 类天然气藏主要分布在盆地中央和西北部。该两部埋有富含有机质的下石炭统,最大埋深 5 300~7 000 m。在盆地最大埋深部,岩石演化程度达深成作用中期 IV 阶段。在盆地西南部也有 1 类天然气,但完全见之于边缘带。

可以发现,1 类和 2 类天然气的甲烷碳同位素差异就是由不同的深成演化带引起的,而这些不同的带是由总的构造格局造成的(地层由西北向东南,由边缘向地堑轴部拗陷)。直到多内昔一下维宪阶,无论在什么情况下深成演化带对于地层剖面甲烷碳同位素的变化来说都是很重要的。

2.3 甲烷碳同位素与温度和压力的关系

图 1 表明,2 类天然气甲烷碳同位素从 5 300 m 深度开始在逐渐变重,也就是说,出现了深成演化的垂直分带性。在一些剖面上,这种分带性特别明显。从区域构造格局上看,这种垂直分带性是由地温梯度的不均匀变化造成的。如果研究层温条件,对于甲烷碳同位素值不同的天然气来说,其层温条件是完全不同的。又如图 2 所示,2 类天然气的最大生气温度为 130℃,而与此温度相吻合的 $\delta^{13}\text{C}$ 值则为 -41‰。我们发现,这是地堑轴部区附近生气的最高温度。边缘带的天然气的甲烷碳同位素值为 -41‰~-43‰,应属于 3 类天然气,即甲烷碳同位素轻的天然气,但不包括该边缘带上覆层的窜流气。因此,甲烷碳同位素为 -41‰~-43‰ 的 2 类天然气视作为混合型天然气,即 2a 扩散。

这样,若 $\delta^{13}\text{C}$ 值等于 -41‰ 时对应于 130℃ 温度,而碳同位素组成变化梯度为 2‰ 即 14℃ (144~130℃) 时,那么,2 类天然气的甲烷生成的现代温度条件则对应于 130~172℃,而 1 类天然气则对应于 172~221℃ (根据生气层对深成作用中期第 IV 阶段到深成作用晚期即 190~260℃ 古温度区间的赋存性)。上述温度在第聂伯—顿涅茨盆地的出现深度是 5 500~9 000 m。这些深度的甲烷生成量证实了这样一个事实,碳同位素组成值为 -28‰~-41‰ 的天然气广泛分布于盆地的所有沉积剖面(符合上面深成作用分带性),而在各种情

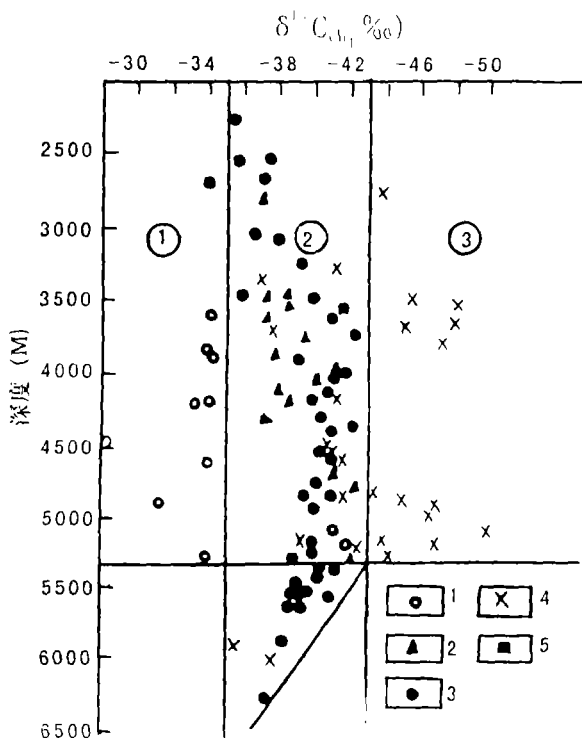


图 1 甲烷碳同位素与产层深度的相关性

1 下二叠统+上石炭统, 2 下石炭统(谢尔普霍夫阶), 3 下石炭统(上维宪阶), 4 下石炭统(多内昔阶一下维宪阶), 5 前寒武系。圆圈内的数字代表天然气的类型

况下,在 6 300~2 200 m 深度则均有分布。

我们关于深层甲烷对形成地球气圈的重要贡献的结论与 M 普拉索洛夫的结论一致,后者也是以同位素资料为依据的^[6]。

与层温不同,层压对甲烷碳同位素的影响不明显,这也就完全证实了岩石和有机质的深成演化是同位素值差异的主要原因。

2.4 甲烷碳同位素与地质年代的关系

最后,研究一下甲烷碳同位素值为 $-43\% \sim -49\%$ 的 3 类天然气。与 1 类天然气相比,该类天然气富轻同位素(平均轻 10‰),而与 2 类天然气相比,平均轻 5‰。在将有机质看作生气源并考虑到深成演化垂直分带性的同时,还须承认,3 类气中的甲烷生成源位于更高的层位,与油型气生成位置相符合。3 类气保存了原始油源信息,其仅仅分布在盆地边缘带。同时,包含这种气的第聂伯—顿涅茨

盆地内所有的多内昔—下维宪阶均沉降为生气主带。然而,对该型气来说,在盆地的不同部分高温高压条件的持续时间是不相同的。下维宪阶沉降时间的对比证实,在地堑轴部,1.5~2 亿年前该阶已经达到生气主带(深度超过 5 000 m),而在边缘带,直到现在仍处在生油气主带。于是,地质时间及其在油气藏保存方面的作用便被许多学者认可^[4],并被用于定性评价深层气的不同组成。埋于地堑长垣 5 000 m 以深的油藏实际上已遭全部破坏,这已被甲烷碳同位素所证实,尽管有信息表明说油部分地保存在气中。在边缘带,油藏已转变为大量的气,而原先的生油层在新的温压条件下则变为气源层。

2.5 甲烷碳同位素与天然气含油率之相关性

这样,所述实际资料就证实了深层气的两个气源:①主力气源为有机质,依靠其演化程度生成碳同位素为 $-28\% \sim -41\%$ 的甲烷;②次要气源为盆地发育晚期埋于深层的原始油藏,其在由油变气的转化过程伴有碳同位素为 $-49\% \sim -41\%$ 气的生成。

鉴于油气形成的阶段性不仅反映在甲烷碳同位素上,而且在一定程度上还反映在气的碳氢化合物组成上,研究甲烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 与气的含油率 K 之间的关系就很有意义。在成因条件相同下,甲烷及其裂解带同系物之间存在着一定的相关性:气越干,甲烷越富重同位素。如图 3 所示,在所研究天然气中,这种相关性具有更复杂的形式。一方面,随着气的含油率的增大,甲烷富轻同位素,另一方面,由于(按甲烷碳同位素值划分的)各型气内 K 值变化范围很大,这种相关性变得比较复杂,因此,同位素越轻的甲烷,其含油率范围也就越广。

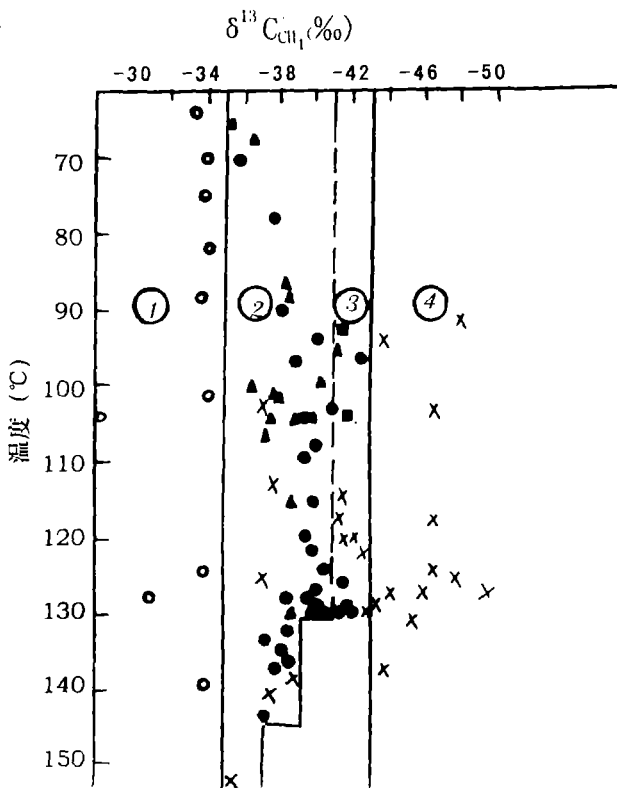


图2 甲烷碳同位素变化与层温的相关性(图注如图1)

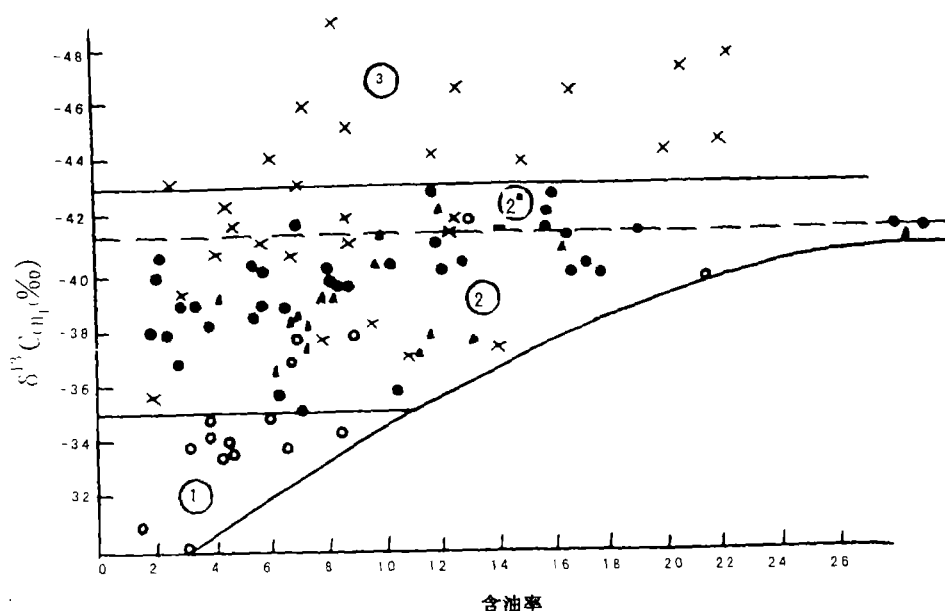


图3 甲烷碳同位素与天然气含油率之相关性(图例见图1)

3 甲烷及其同系物碳同位素关系分析

图4a示出了沉积层剖面上甲烷同系物的分布情况。依据所划分天然气类型分析这种情况,可以查明2类天然气同系物的深度分异性。若深度超过4500 m, K 值不超过6,若深度浅于4500 m,则 K 值达6~12。与垂直分带性对应的同系物丰度情况证实了其于围岩在成因上的相同性。因为同系物丰度的差异是在相同的甲烷碳同位素值中出现的,故可以判断,在浅于4500 m 深度,甲烷、乙烷和丙烷在成因上缺乏连系。

在许多情况下,2类气同系物的深度分异性已被破坏,超过4500 m 深度的含油率达15~20 或更高,显然,在这种深度内的同系物源只能是残留的含油岩。同系物与古石油在成因上的同源性证明了这样一个事实,同系物存在于下部干气带的甲烷的共生体中。

上述因素决定了甲烷碳同位素值相同的2类气中的 K 值变化范围很大(图3)。产于2200~4700 m 深度的1类气在同系物丰度上与产于超过4700 m 深度的2类气具可比性。但这与深层同系物分异性理论并不矛盾,因为这只反映了原始有机质和天然气的不同类型。大家知道,中一下石炭统(天然气为1类)有机质主要为腐殖型、上石炭统(天然气为2类)有机质具有腐泥型和混合型的特点^[3]。1类气与2类气

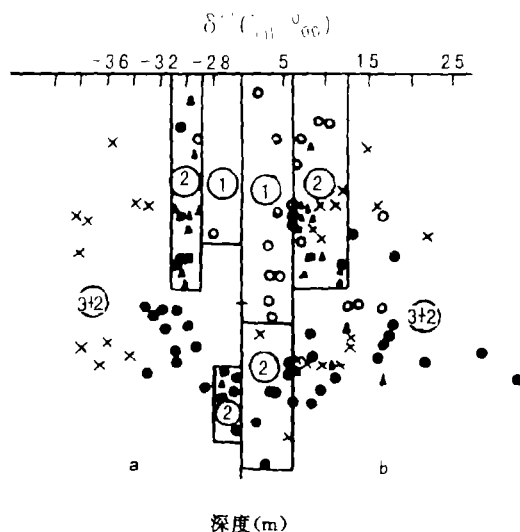


图4 甲烷(a)和乙烷(b)油性率随产层埋深的变化(图注见图1)

同一条示高线上,但与2类气相比,1类气贫甲烷同系物(图4a)。

如图3所示,1类气K值的变化区间相对大,这是各种因素的综合作用造成的:第一是腐殖型有机质;第二是与2类气相比,1类气埋深较小,和盆地东南部深层探明程度较差;第三是与盆地东南方向含油性总体下降有关的古石油的有限影响。

3类气同系物的分布揭示了其与围岩有机质的相关关系。含油率在该气中的变化范围很大(图3)。与2类气情形一样(图4a),这种变化并不取决于深度,反映了3类气形成的特殊条件。3类气的同系物丰度,还有甲烷的碳同位素值,可通过石油气化过程中的相变化测得,相变化不仅取决于温压条件,还取决于气相和液相。当含油率为12时,3类气与同一部位的2类气并未分异,说明了同系物对古石油的继承性(图4a)。

这样,所述实际资料证实了气态系统存在两个烃源岩。此外,还可以做出一个重要结论:在成因上与有机质相关的天然气的甲烷及其同系物的形成作用属于在时空上完全并不同源的两种不同的过程。如果气态系统的主要成分甲烷的生成发生在5 500~9 000 m深度,那么同系物的形成深度在剖面上要向上移动一定距离,乙烷碳同位素值随深度的变化而变化证实了这一点。乙烷是气态系统分布最广的一种同系物(图4b)。比较图4a和图4b可以看出,二者的情形是一致的。在甲烷碳同位素组成上相同的2类天然气中,深度条件不仅控制着天然气中同系物的丰度,而且控制着同位素的组成(同位素组成的变化与深成演化的垂直分带性相吻合,即随着有机质演化程度的增强,不仅是甲烷,还有其同系物均变得富重同位素)。正像对垂直分带性的分析结果一样,3类气和部分2类气在图4b中占有特殊位置。

大部分被研究天然气的甲烷及其同系物缺乏成因上的同一性的原因在于甲烷碳同位素在判识气藏类型方面(气藏或凝析气藏)失去了自己的信息功能。

在甲烷碳同位素值相同的天然气中,同系物丰度的变化范围很大(图3),当然,凝析气的丰度也有变化,因为在其它条件相同时,气的含油率是液态烃溶解性的重要标志。在第聂伯—顿涅茨盆地,甲烷及其同系物同时组成的气态系统仅出现在超过5 500 m深度,该系统的特点是同系物和凝析气丰度都很低。在干的甲烷气经富含有机质岩层卸载过程中出现了其富含同系物的情况,温压条件较小的岩层变成了同系物源。其结果天然气中凝析气的丰度增至200~500 g/m³。

上述气系统向凝析气系统演化的趋势被古石油的影响所破坏。古石油成为深层气态同系物和液态烃的补充来源。结果,形成了高丰度的凝析气系统(达1 200 g/m³),其中,高分子同系物与富重同位素的甲烷构成共生体。调查资料表明,在该盆地条件下,古石油的影响出现在5 500 m深度(图4)。

原始油藏向深部沉降过程中的转化导致了从局部气态系统到富凝析气系统(达3 500 g/m³)等不同系统的形成。

特别值得一提的是前寒武系结晶基底岩石的两个气样,即采自盆地北缘尤里耶夫地区(3 045~3 014 m深度)和纳里金扬(4 021~4 200 m深度)的气样。按甲烷碳同位素值来说,该两气样与该两区下石炭统的气没有什么差别,并与后者的同系物和凝析气丰度接近,而且其乙烷和丙烷的碳同位素组成值是在现代深度测到的。最后,系列同位素(甲烷—乙烷—丙烷)的分布特性(随着化合物分子量增加,重同位素丰度增大)证实了天然气的沉积成因,因为在非生物成因天然气中,各个单组分的同位素分布是反序的^[2,57]。

4 结 论

(1) 深层气相系统的烃源既有有机质, 又有盆地发育晚期沉降 to 深层的原始油藏, 这就可以定性评价烃系统的不同组成, 其表现在天然气的不同同位素—地球化学参数中。

(2) 在以有机质为直接烃源的气相系统中, 温压条件(以温度为主)是构成该系统的主要条件。在第聂伯—顿涅茨盆地, 甲烷(气相系统的主要成分)的生成发生在超过 5 300 m 的深层。深层甲烷的大量生成首先保证了深层气藏的形成。凝析气藏分布于垂直剖面浅于 5 000 m 深度, 该深度(浅于 5 000 m)还形成了大量气相同系物和液态烃。在研究区大部分剖面上, 甲烷和高级烷烃在成因上非同一性决定了这样一个事实, 即甲烷的碳同位素组成值失去了评价气藏类型的信息功能。

(3) 由原始油藏演化结果而形成的气相系统不仅在类型(从纯气藏到富凝析气气藏)上, 而且在气成分的碳同位素组成上均有很大差别。在这种气相系统的构成上, 下部气带的油藏的存在时间与其他条件(温度、压力和气、液相比例及其组成等)一起起着主要作用。地质时间的影响首先表现在甲烷碳同位素组成上, 甲烷碳同位素组成在非连续时间条件下保持着原始油源信息, 并可长时间失去了这种信息。在该气相系统中同系物的数量及其碳同位素组成较少取决于时间条件, 因为其生源既有现代油藏又有古油藏。

(4) 深层气相系统构成特性不仅可用来评价天然气的远景, 而且可用来评价凝析气乃至油的远景。

主 要 参 考 文 献

- 1 Алексеев Ф. А. Изотопный состав углерода природных углеводородов и условия образования залежей природного газа. Сев. геология, 1972, (4).
- 2 Галимов Ф. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973.
- 3 Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Киев: Наукова думка, 1989.
- 4 Н. А. Калинин. Закономерности распространения залежей нефти и газа на больших глубинах в различных регионах мира. В В. Семенович. Особенности формирования залежей нефти и газа в глубоководных пластах. М.: 1980. 28~34.
- 5 Меман Ф. А. М.: Недра, 1979.
- 6 Прасолов Ф. М. Газообразование на больших глубинах по данным изотопной геохимии. Нефтегазообразование на больших глубинах. V. Всесоюзный сборник. Пивно—Франкфурт. М.: Изд МГУ, 1986.

史 斗 摘译自 Геология нефти и газа, 1993, (11): 29~35.