

天然气水合物含油气系统的形成条件、 研究方法及实例分析

陈 骥^{1a}, 刘 晖², 姜在兴^{1a}, 刘圣乾^{1a}, 梅岩辉², 毕彩芹², 章轩玮^{1b}, 周春蕾³, 雷 欢⁴

(1. 中国地质大学 a. 能源学院; b. 地球科学与资源学院, 北京 100083; 2. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100029;
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中国石油测井有限公司长庆事业部, 西安 710201)

摘 要:以含油气系统为切入点研究了天然气水合物的成藏, 识别出天然气水合物含油气系统 6 个控制因素: 稳定的温度—压力条件、气源、水源、气体运移、适宜的沉积物或储集岩和圈闭形成时间。针对这些特点, 初步提出了工作思路及研究方法, 特别提及轻烃气体浓度与同位素分析法、孔隙流体特定组分分析法和轻烃蚀变产物分析法 3 种地球化学勘探方法。在此基础上, 以开心岭—乌丽地区天然气水合物含油气系统为例证明了天然气水合物含油气系统的可靠性, 进而为中国冻土区天然气水合物成矿有利区优选提供了新的理论依据。

关键词:天然气水合物; 含油气系统; 研究方法; 开心岭—乌丽地区

中图分类号: P618.130.1

文献标志码: A

文章编号: 1000-7849(2014)06-0143-06

天然气水合物是在低温高压下由水与小客体气体分子组成的类冰、非化学计量、笼形固体化合物, 俗称“可燃冰”^[1], 可用 $M \cdot nH_2O$ 来表示, M 代表水合物中的“客”气体分子, n 为水合物指数 (也就是水分子数)。“客”气体分子如 CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} 等同系物, 以及 CO_2 , N_2 , H_2S 等可形成单种或多种天然气水合物^[2]。已经发现的天然气水合物结构有 3 种: I 型、II 型和 H 型^[3]。地球上天然气水合物蕴藏量十分丰富, 天然气水合物广泛分布于多年冻土区、大陆架边缘的深海沉积物和深湖泊沉积物中^[4-6]。

前人的研究主要聚焦于天然气水合物成藏单一方面^[7-8], 却并没有将天然气水合物作为一个综合性的成藏系统来研究, 即并没有将天然气水合物的成藏当作非常规含油气系统来看待。传统的含油气系统是一个在石油天然气地质学中所应用的概念, 但对天然气水合物等非常规能源领域还未有人运用此系统性概念来研究天然气水合物的成藏条件。笔者将以含油气系统为切入点来研究天然气水合物的成藏, 追踪以上天然气水合物成藏研究进展, 以便对天然气水合物地质学在 21 世纪的发展方向有一个更加深入的了解。

1 天然气水合物含油气系统形成条件

在石油天然气地质学中传统意义上的含油气系统指的是一个自然的系统, 包括有效的烃源岩及与其有关的油气, 以及形成油气聚集所必需的地质要素和作用^[7]。烃源岩、储集层、盖层、上覆岩层和圈闭的形成, 油气的生成、运移、聚集, 则是形成油气聚集所必需的 4 个基本地质要素和 2 个基本地质作用过程。

近年来, 前人已经在天然气水合物组成、形成和稳定性等关键问题上取得了重大突破^[9-10]。但对天然气水合物成藏条件的综合性研究还缺乏有如“含油气系统”这样的综合性概念。天然气水合物含油气系统这个概念的提出类似于传统意义上的含油气系统^[11-12]。识别和评价天然气水合物含油气系统主要通过以下 6 个控制因素: ①天然气水合物稳定的温度—压力条件; ②气源; ③水源; ④气体运移; ⑤适宜的沉积物或储集岩; ⑥圈闭形成时间。接下来将围绕这些决定天然气水合物稳定存在和形成条件的控制因素展开探讨。

1.1 稳定的温度—压力条件

天然气水合物稳定存在的基本控制因素是地温梯度和气体的成分。根据地温梯度、气体和地层水

收稿日期: 2014-05-14

编辑: 禹华珍

基金项目: 国家重大科技专项(2011ZX0509-002); 国家自然科学基金项目(41202076); 中央级公益性科研院所基本科研业务费专项资金项目(K1207); 国家海洋地质专项(GZH20140301)

作者简介: 陈 骥(1988—), 男, 现正攻读矿产普查与勘探专业博士学位, 主要从事沉积学和天然气水合物方面的研究工作。E-mail: chenji2007@foxmail.com

通信作者: 刘 晖(1981—), 男, 主要从事油气和天然气水合物沉积地质研究工作。E-mail: liuhui@cags.ac.cn.

的化学参数指标可以计算出天然气水合物稳定带的深度和厚度^[13]。陆上冻土区天然气水合物稳定带深度—温度图(图 1)指示了地层温度的变化、岩心压力的变化以及存在气体的位置,三者之间的相互关系影响着天然气水合物冻土带的稳定性。假设地表温度低于 -10°C ,冻土层的厚度分别为 305, 610, 914 m,温度剖面上有 3 个不同的地温梯度($4.0^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ 、 $3.2^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ 和 $2.0^{\circ}\text{C}/\text{hm}$)。2 条天然气水合物稳定性曲线分别代表含有不同天然气组分的天然气水合物。其中一条为含有 100% 甲烷的稳定性曲线(粗虚线),另一条为含有 98% 甲烷、1.5% 乙烷和 0.5% 丙烷的稳定性曲线(实线)。可能的天然气水合物稳定带位于地温梯度线和天然气水合物稳定性曲线的 2 个交点所对应的深度段之间(图中阴影区)。例如,在图 1 中,当冻土带底面为 914 m 时,与 100% 天然气水合物稳定性曲线相交在深度 200 m 处,即为甲烷水合物稳定带的上界。 $4.0^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ 的地温梯度线与冻土带底面为 914 m、100% 天然气水合物稳定性曲线相交在深度 1 400 m 处,因此,天然气水合物稳定带的厚度大约为 1 200 m。

1.2 气源

研究表明,大量微生物成因烃气和热分解成因烃气是控制天然气水合物形成和分布的重要因素^[13]。大部分天然气水合物中的甲烷是微生物成因,但来自墨西哥湾、阿拉斯加北部斜坡、加拿大更些三角洲和黑海天然气水合物中的甲烷则是热成因^[15]。

微生物成因的天然气是由微生物对有机质的分解作用形成的,其来源有 2 种:二氧化碳还原反应和发酵作用。原地有机质通过化学作用形成参与还原

反应的二氧化碳,因此有机质对于天然气的形成十分重要。对海洋沉积物的研究^[13]表明,当 $w(\text{TOC})$ 为 1% 时,如果沉积物中所有有机质全部转化为甲烷,那么由此形成的水合物可以占据沉积物中 28% 的孔隙空间。实际上,有机质百分百转化成甲烷并不现实。

由于多数水合物稳定带中沉积物厚度较小且总有机碳含量较低,在水合物稳定带内部通过微生物作用形成的甲烷可能不足以形成厚层的水合物。因此,热成因烃气以及从深部向上运移的生物成因烃气对于形成厚层的天然气水合物是必需的。Tissot 等^[16]的研究表明,热成因甲烷与其他的烃类和非烃类气体一起在早成熟期间生成(图 2)。最近对阿拉斯加北部斜坡和加拿大^[17]的研究表明,热成因烃源岩对于高丰度的天然气水合物聚集的形成是非常重要的。

1.3 水源

I 型天然气水合物的理想气水比为 8 : 46,而 II 型天然气水合物的理想气水比为 24 : 136。通常海洋和陆地沉积物中的水是普遍存在的,但是有时由于缺乏可利用的水而阻止了天然气水合物的形成。前人^[13]在阿拉斯加北部斜坡的勘探中,发现在预测的天然气水合物稳定带中存在一个含游离气的砂岩储层。究其原因,有可能是因为没有可利用的孔隙水,从而阻碍了天然气水合物的形成。Collect 等^[12]认为气体可以通过厚层的天然气水合物稳定带而运移,并建立了一个运移模式:由于裂缝通道上镀上了天然气水合物膜,气泡相天然气在裂缝中沿着内部导管运移。在这个过程中气泡相天然气并没有与自由水接触,从而无法形成天然气水合物。

1.4 气体运移

形成高丰度的天然气水合物需要大量的天然气,因此气体运移也是个十分重要的过程。天然气水合物稳定带内部生成的微生物甲烷气远不够用来

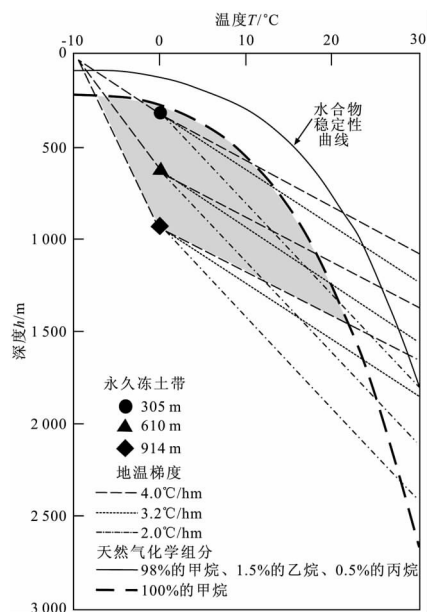


图 1 陆上冻土区天然气水合物稳定带深度—温度图^[14]

Fig. 1 Land gas hydrate stability region in permafrost

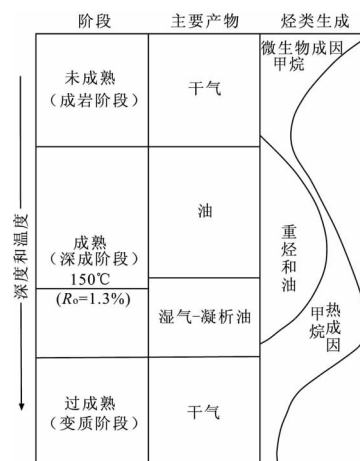


图 2 从新鲜沉积物到变质带有机质的演化^[16]

Fig. 2 Evolution from fresh sediment to metamorphic belt organic matter

形成高丰度的天然气水合物。此外,大多数天然气水合物赋存的沉积物并没有达到足够的深度和温度来形成热分解成因烃气。天然气通过运移聚集在水合物稳定带中是天然气水合物含油气系统中的一个关键要素。甲烷和其他形成水合物的气体有3种运移形式:①扩散作用;②运移水介质中溶解气的溶解作用;③独立气相的浮力作用。扩散作用是一个非常缓慢的过程,大多数通过此种方式运移的气体很难形成一个天然气水合物聚集体^[17-18]。但是,通过水溶气或独立气相进行的天然气运移却是非常有效的。

通常可以用2个基本模型来描述天然气垂向运移与天然气水合物形成之间的关系:一个模型是水和甲烷及其他烷烃气体向上运移进入水合物稳定带,由于稳定带的甲烷溶解度较低,甲烷溶出,进而形成天然气水合物;另一个模型是甲烷以一种独立的气相进入水合物稳定带,形成分布在气泡与孔隙水界面上的水合物晶核。这2种模型都要求运移通道的渗透性较好。因此,断层系统或孔渗性较好的沉积层有利于气体运移。

1.5 适宜的沉积物或储集岩

前人^[19]的勘探显示,天然气水合物存在于以下4种储集空间中:①粗砂岩的孔隙中;②细砂岩的孔隙中;③固体充填裂缝中;④由少数含有固体天然气水合物的沉积物组成的块状体中。天然气水合物的富集受控于裂缝或粗粒沉积物的分布。Boswell等^[20]认为天然气水合物之所以优先聚集在粗粒沉积物中,是因为其较低的毛细管压力可以实现天然气和水合物晶核的运移。对于富黏土的储集层,当水中天然气的浓度超过溶解度时,水合物即可形成于断裂面上。目前,最有希望开采的储层依次是:①富砂储层;②富黏土的裂缝型储层;③位于海底的天然气水合物块状体;④弥散沉积于非渗透性黏土中的低浓度部分。因为常规的开发技术对于砂岩储集体较为适用,所以含有天然气水合物的砂岩储层成为最有利的勘探开发层位,其次是裂缝型储层。

1.6 圈闭形成时间

圈闭形成时间对传统含油气系统是一个重要的控制因素。不管是微生物成因天然气水合物,还是热成因天然气水合物,圈闭形成时间或天然气生成和聚集时间对天然气水合物含油气系统并不是一个非常重要的控制因素。因为天然气水合物聚集通常与水合物中的天然气来源非常密切,而且天然气水合物可以自成圈闭,因此时间对于天然气水合物的聚集并不是一个非常重要的控制因素。

2 天然气水合物含油气系统研究方法

对于传统的含油气系统,主要研究烃源岩、储集

岩、盖层、圈闭、油气运移和保存6个方面。而天然气水合物含油气系统的研究包括温度—压力、气源、水源、气体运移、储层和圈闭形成时间6个方面。图3总结了天然气含油气系统存在的主要问题,以及从各个角度解决这些问题的思路。从图3可见,剖析天然气水合物含油气系统的关键是:烃源岩评价;气体运移、聚集期次、时间;储层性能;温度—气压条件;水源。

针对烃源岩评价、油气运移、储层性能、温度—压力条件和水源的分析方法与传统油气勘探的分析方法相似。近年发展起来的专门针对天然气水合物气源的常用方法有轻烃气体浓度与同位素分析法、孔隙流体特定组分分析法以及轻烃蚀变产物分析法等。

2.1 轻烃气体浓度与同位素分析法

天然气水合物轻烃勘探指标主要是甲烷及其碳同位素比值。通过采集天然气水合物层上方的沉积物、底层水、钻孔岩心和岩屑等样品,分析烃类气体尤其是甲烷含量,研究其含量分布特征,可判断天然气水合物存在潜力。通过甲烷碳同位素成分分析,可探索形成水合物的气体来源。现阶段用于水合物勘探的轻烃类地表地球化学方法主要是顶空气轻烃分析法、酸解烃法以及甲烷C同位素分析法等。

顶空气轻烃分析法是指采集从油气藏运移至地表的被土壤颗粒所吸附的轻烃类物质,待气液两相平衡后,用气相色谱仪分析上部空间气体中轻烃组分的含量。在烃类气体运移过程中,生物和化学降解作用使沉积物发生蚀变,进而产生自生矿物,其中包含大量的烃类气体。通过酸解烃法将矿物中吸附包含的烃类气体释放出来,除去CO₂,进行色谱测定C₁—C₅烃类组分,从而判断深部是否有天然气水合物的存在。与常规天然气藏类似,烃类气体在运移过程中因为会发生同位素分馏作用,所以 $\delta^{12}\text{C}$ 和 $\delta^{13}\text{C}$ 及其比值有着一定的变化规律。通过分析气态烃中C

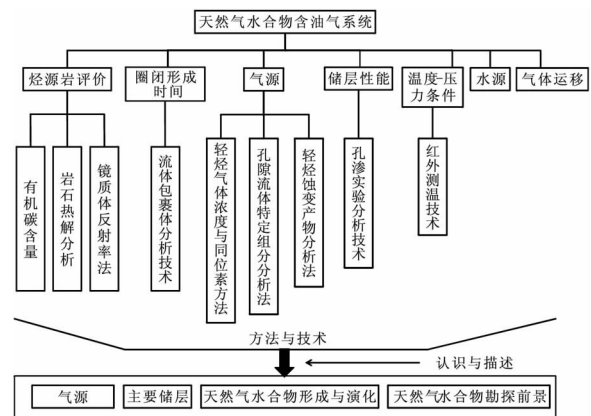


图3 天然气水合物含油气系统主要地质问题及研究思路

Fig. 3 Main geology problems and investigating methods of natural gas hydrate petroleum system

同位素的特征,可以判别气态烃的成因类型。

2.2 孔隙流体特定组分分析法

目前用于天然气水合物勘探的孔隙流体勘探方法主要为孔隙水氯离子浓度分析法和硫酸根离子浓度分析法。

(1)孔隙水氯离子浓度分析法 水合物的形成过程伴随着“离子排放”作用,这种排盐作用增加了孔隙水的盐度,其增加幅度与水合物形成的量成正比^[21]。但水合物稳定带的孔隙流体处于一个开放系统中,易受对流、扩散作用以及冰期—间冰期海水盐度波动等的影响^[22-23]。水合物形成过程产生的局部含盐度较大的孔隙水会因流体平流交换作用,或因长期持续的扩散作用而使溶质发生损失,从而使孔隙流体盐度降低,直到与周围介质达到平衡状态。如果此时水合物发生分解,所产生的淡水会使孔隙水盐离子浓度下降,引起孔隙水盐离子浓度呈负异常。因此,分析岩心孔隙水氯离子浓度可获得水合物存在信息。

(2)硫酸根离子浓度分析法 近年来,硫酸盐还原带与天然气水合物之间的相关性研究备受关注。研究表明,高通量的甲烷供给会促使硫酸盐还原带沉积层中发生强烈的甲烷缺氧氧化反应,从而使孔隙水中硫酸盐发生快速亏损^[24]。硫酸盐还原带下方水合物的形成环境以及水合物本身的分解,为高通量甲烷的形成提供了有利条件,由此奠定了硫酸根离子低浓度异常作为水合物地球化学勘探指标的基础。不仅如此,最近的研究还揭示,下伏沉积层中的甲烷含量决定了向上运移的甲烷通量,也间接地控制了硫酸盐还原带界面(SMI)的深度^[25]。因此,如果深部存在通量较大且持续上升的甲烷气体,则甲烷气体会源源不断地向近海底方向迁移,促使更浅部发生硫酸盐还原作用,加强了甲烷与硫酸盐的共同消耗,硫酸盐还原带及其下界均会向上移动,使得硫酸盐还原带界面(SMI)变得更浅。硫酸根低浓度异常与硫酸盐还原带界面(SMI)变浅现象已经成为目前水合物赋存区的重要地球化学标志。

2.3 轻烃蚀变产物分析法

轻烃蚀变产物分析法是指以甲烷运移引起的近地表次生蚀变产物为检测对象的间接方法,以热释光法为主。

与地下油气有关的地表热释光异常在表现形式上会受到潜水面的影响,潜水面较深时,油气组分引起的热释光异常表现为负异常;潜水面较浅时,则表现为正异常。因此采用热释光方法进行水合物预测时,应结合研究区地表水系分布特点。张志攀等^[26]通过对青藏高原羌塘盆地水合物进行热释光测量,圈出了热释光高值异常区,综合考虑测区河流湖泊众多、冻土丘发育以及钻探采样结果,证明该区潜水

面较浅,因此认为热释光高值异常应与地下的油气或天然气水合物藏位置相对应,可能大致反映深部油气或天然气水合物赋存区的位置;该测量结果对该区进一步开展油气或天然气水合物调查研究具有十分重要的参考意义。

3 实例分析

天然气水合物含油气系统的6个要素缺一不可,但是在不同地区有不同的特点。我国青藏高原一直以来是寻找天然气水合物的重点区域^[27]。在祁连山一带已经发现了天然气水合物,并预测出西藏北部的羌塘盆地和青海南部的开心岭—乌丽地区是有利勘探区^[28]。下面将以开心岭—乌丽地区为例来分析天然气水合物含油气系统在国内地区的适用性。

研究区地处唐古拉山北麓、长江源头沱沱河一带,靠近可可西里无人区东缘,面积为6 000 km²,其中乌丽重点区面积为1 800 km²,开心岭重点区面积为600 km²。区内海拔在4 000 m以上,属河流—冰川侵蚀的高山—极高山区。属高原大陆性气候,干燥、少雨、多风、寒冷、缺氧是其最显著的特征。日温差大,冬长夏短,除5月下旬至8月气候温和外,其余时间均为冰冻期,年平均气温0℃以下。钻井测温数据平均在2.1℃/hm左右,说明地温梯度比较低。钻井施工过程中出现多次气涌和井喷现象,说明研究区地层内气体压力很大,满足天然气水合物形成所需的稳定的温度—压力条件。

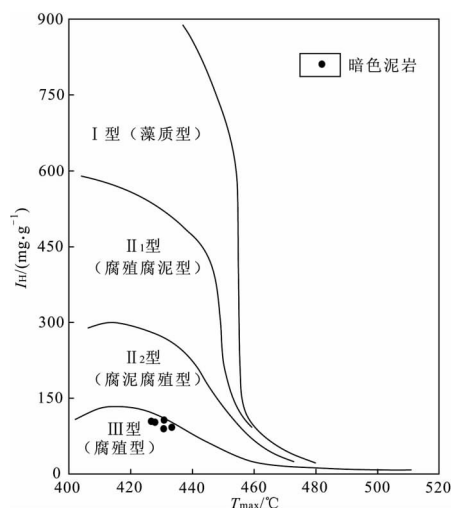
研究区出露地层由老至新有:石炭系、二叠系、三叠系、白垩系、古近系和新近系以及第四系。开心岭地区具有5层煤层,一般厚0.5 m,最厚达10 m,主要烃源岩岩性为碳质页岩与煤层、生物碎屑灰岩;乌丽地区有10层煤层,最大厚度6 m,主要烃源岩岩性为页岩、煤层及微晶灰岩。烃源岩评价主要包括有机质丰度、有机质类型和有机质成熟度3个方面。残余有机碳质量分数 $[\omega(\text{TOC})]$ 基本能反映原始有机质丰度,氢指数(I_{H})与最高热解峰温度(T_{max})之间的关系能判断烃源岩有机质类型,镜质体反射率(R_{o})为确定干酪根成熟度的一种最有效的指标^[29]。

开心岭—乌丽地区上二叠统那益雄组烃源岩样品的 $\omega(\text{TOC})$ 值为0.60%~1.20%,大于0.5%,属于好烃源岩的范畴(表1)。 T_{max} 与 I_{H} 之间的相关性图(图4)表明研究区大部分样品的有机质类型为Ⅲ型干酪根。开心岭—乌丽地区的 R_{o} 为1.8%~2.4%,说明有机质成熟度较高,进入成熟—过成熟阶段,以生气为主,可以为天然气水合物的形成提供良好的气源供给(表1)。2002年吴自成等^[30]从青海格尔木市到西藏安多县城沿国道G109布设了一

表1 开心岭—乌丽多年冻土带的烃源岩特征^[31]

Table 1 Characteristics of hydrocarbon source rock in permafrost regions in Kaixinling-wuli

地层	岩性	岩层厚度/m	原始有机碳 $w_B/\%$	残余有机碳 $w_B/\%$	原始生烃潜量/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	残余生烃潜量/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	$R_o/\%$
上二叠统那益雄组	暗色泥岩	300~500	2.0~3.0	0.60~1.20	3~25	2.0~7.0	1.8~2.4
中二叠统乌丽群	暗色灰岩	300~500	0.3~0.6	0.10~0.15		1.0~4.0	1.5~2.0
石炭系杨虎沟组	暗色泥岩	0~50	0.3~1.2	0.15~0.50	1~12	0.1~0.5	1.4~1.9

图4 上二叠统那益雄组烃源岩 $T_{\max}$ 与 I_H 相关性图Fig.4 The correlation between $T_{\max}$ and I_H of Nayixiong Formation source rock of Upper Permian series

条土壤地球化学测量剖面, 研究结果显示通天河、乌丽等地存在酸解甲烷负异常点, 是天然气水合物成藏的最佳地段。

研究区内有沱沱河、通天河流过, 河水来自高山上的冰雪融水以及大气降水, 区内泉水、沼泽和泥潭分布广泛, 反映有充足的水源。此外, 杨若羿等^[31]的研究表明, 本区泉水为淡水, 易于与气体结合形成笼合物, 并检测出有甲烷气的存在。

通过钻孔岩心观察, 上二叠统那益雄组局部岩心发育大量裂缝和孔隙, 裂缝直径达 0.1~2 cm。另外根据岩石物性测试结果, 孔隙度主要为 6%~10%, 平均值为 8.2%, 渗透率为 $1.68 \times 10^{-3} \sim 2.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $1.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 2)。孔渗条件比较好, 既有利于气体的运移和聚集, 又可以为天然气水合物的赋存提供有利的储集空间。

表2 开心岭—乌丽地区岩心物性数据^[31]

Table 2 Core physical property data in Kaixinling-Wuli

序号	井号	深度/m	岩性	样品层位	渗透率	孔隙度
					$k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$\varphi/\%$
1	ZK0-6	613.50	粉砂岩	那益雄组	1.68	6.75
2	ZK0-7	615.60	中砂岩	那益雄组	2.52	9.83
3	ZK1	85.70	砂岩	那益雄组	0.29	7.91
4	ZK1	212.20	砂岩	那益雄组	1.93	7.47
5	ZK1	214.40	砂岩	那益雄组	2.20	7.89
6	ZK16-2	727.80	砂岩	那益雄组	2.21	8.25
平均值					1.81	8.02

构造运动主要是新构造运动所造成的断块差异性隆升, 对于天然气水合物的破坏作用较小。构造热运动促进了烃源岩的热演化, 有利于烃源气体的生成; 产生的裂缝有利于天然气水合物的运移和赋存。那益雄组上覆的安山岩、泥质夹层和冻土带是良好的区域性盖层。综合分析天然气水合物含油气系统的特点, 认为开心岭—乌丽地区具备形成天然气水合物的条件, 实际钻井也证明了这一点。

4 结 论

(1) 通过对天然气水合物含油气系统的研究, 总结出天然气水合物含油气系统的 6 点显著特征: 稳定的温度—压力条件、气源、水源、气体运移、适宜的沉积物或储集岩、圈闭形成时间。在此基础上初步提出了天然气水合物含油气系统的研究思路及描述方法。

(2) 天然气水合物含油气系统研究除了传统意义上的含油气系统研究方法外, 还有轻烃气体浓度与同位素分析法、孔隙流体特定组分分析法和轻烃蚀变产物分析法等。这些新的地球化学勘探方法侧重于气源的勘探, 对进一步开展油气或天然气水合物调查研究具有十分重要的参考意义。

(3) 开心岭—乌丽地区符合天然气水合物含油气系统的 6 个特征, 作为实际的例子证明了天然气水合物含油气系统的可靠性。应当指出, 天然气水合物含油气系统应用普遍可见, 加强对其研究, 对于丰富我国天然气水合物成因理论、指导天然气水合物勘探均具有重要意义。

参考文献:

- [1] Makogon Y F. Natural gas hydrates: A promising source of energy[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2010, 2(1): 49-59.
- [2] Sloan E D. Natural gas hydrates[J]. Journal Petroleum Technology, 1991, 43(12): 1414-1417.
- [3] 蒋向明. 天然气水合物的形成条件及成因分析[J]. 中国煤炭地质, 2009, 21(12): 7-11.
- [4] 吕丽新, 陈永进, 张硕, 等. 冻土区天然气水合物基本特征及国内研究现状[J]. 资源与产业, 2012, 14(5): 69-75.
- [5] Kvenvolden K A, Lorenson T D. The global occurrence of natural gas hydrates[J]. American Geophysical Union, 2001, 26(3): 1-18.
- [6] Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum

- systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851-1852.
- [7] 张俊霞, 任建业. 天然气水合物研究中的几个重要问题[J]. 地质科技情报, 2001, 30(1): 44-48.
- [8] 樊栓狮, 关进安, 梁德青, 等. 天然气水合物动态成藏理论[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(6): 819-826.
- [9] 陈昭年. 石油与天然气地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
- [10] 吴青柏, 程国栋. 多年冻土区天然气水合物研究综述[J]. 地球科学进展, 2008, 23(2): 111-119.
- [11] 黄国成, 庄新国, 吕万军, 等. 天然气水合物稳定带顶界面确定研究进展[J]. 地质科技情报, 2007, 26(4): 57-62.
- [12] Collett T S, Johnson A, Knapp C, et al. Natural gas hydrates: Energy resource potential and associated geologic hazards[M]. [S. l.]: American Association of Petroleum Geologists Memoir, 2009: 356-370.
- [13] Anderson B J, Kurihara M, White M D, et al. Regional long-term production modeling from a single well test, Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope[J]. Journal of Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 493 - 501.
- [14] Timothy S C, Myung W Lee, Warren F, et al. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope[J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 279-294.
- [15] Collett T S. Energy resource potential of natural gas hydrates[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1971-1992.
- [16] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. New York: Springer, 1978.
- [17] Dallimore S R, Wright J F, Yamamoto K. Energy from gas hydrates: Assessing the opportunities and challenges for Canada[M]. Ottawa, Canada: Council of Canadian Academies, 2008.
- [18] Dallimore S R, Collett T S. Intrapermafrost gas hydrates from a deep core hole in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada[J]. Geology, 1995, 23(6): 527-530.
- [19] Xu W, Ruppel C. Predicting the occurrence, distribution, and evolution of methane gas hydrate in porous marine sediments[J]. Journal of Geophysical Research, 1999, 10(4): 5081-5095.
- [20] Boswell R, Rose K, Collett T S, et al. Geologic controls on gas hydrate occurrence in the Mount Elbert prospect, Milne Point Unit[J]. Journal of Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 589-607.
- [21] 甘华阳, 王家生, 陈建文, 等. 海底天然气水合物的饱和度预测技术[J]. 海相油气地质, 2004, 9(1): 111-115.
- [22] Paull C K, Matsumoto R, Wallace P J, et al. Gas hydrate sampling on the Blake Ridge and Carolina Rise[M]. College Station, Texas: Texas A & M University, 1996.
- [23] Yakushev V S, Chuvilin E M. Natural gas and gas hydrate accumulations within permafrost in Russia[J]. Cold Regions Science and Technology, 2000, 31(3): 189-197.
- [24] 蒋少涌, 凌洪飞, 杨竞红, 等. 海洋浅表层沉积物和孔隙水的天然气水合物地球化学异常识别标志[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2003, 23(1): 87-94.
- [25] Paull C K, Matsumoto R, Wallace P J, et al. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results[M]. College Station [M]. Texas: Texas A & M University, 2000.
- [26] 张志攀, 祝有海, 苏新. 羌塘盆地沉积物热释光特征及潜在意义[J]. 现代地质, 2008, 22(3): 452-456.
- [27] 祝有海, 赵省民, 卢振权. 中国冻土区天然气水合物的找矿选区及其资源潜力[J]. 天然气工业, 2011, 31(1): 13-19.
- [28] 卢振权, 祝有海, 张永勤, 等. 青海省祁连山冻土区天然气水合物存在的主要证据[J]. 现代地质, 2010, 24(2): 329-336.
- [29] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- [30] 吴自成, 吕新彪, 王造成. 青藏高原多年冻土区天然气水合物的形成及地球化学勘查[J]. 地质科技情报, 2006, 25(4): 9-14.
- [31] 杨若羿, 史建南, 田景春, 等. 青海乌丽地区天然气水合物形成条件研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(12): 131-135.

Formation Conditions, and Study Methods, and Sample Analysis of Natural Gas Hydrate Petroleum System

Chen Ji^{1a}, Liu Hui², Jiang Zaixing^{1a}, Liu Shengqian^{1a}, Mei Yanhui², Bi Caiqin²,
Zhang Xuanwei^{1b}, Zhou Chunlei³, Lei Huan⁴

(1a. College of Energy Resources; 1b. School of Earth Sciences and Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100029, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 4. CNPC Logging Changqing Business Division, Xi'an 710201, China)

Abstract: By the study of natural gas hydrate, most people's studies are mainly concentrating on natural gas hydrate accumulation. From the study of natural gas hydrate accumulation based on petroleum system, there are six controlling factors about natural gas hydrate petroleum system, which contain gas hydrate stability conditions, gas source, water source, gas migration, suitable reservoir rocks and entrapment forming time. In view of these characteristics, three geochemical exploration methods are mentioned. They are light hydrocarbon gas concentration and isotopic analysis, pore fluid specific component analysis and light hydrocarbon alteration product analysis. On this basis, a case study of Kaixinling-Wuli area natural gas hydrate petroleum system proves the reliability of natural gas hydrate petroleum system. This will provide new theoretical basis to find resource potential and reservoir distribution of natural gas hydrate in permafrost areas of China.

Key words: natural gas hydrate; petroleum system; research method; Kaixinling-Wuli area