

水溶性天然气 勘探与开发

杨申铤
王雪君

张肖兰
杨文晖
编著

● 石油大学出版社

SHUIXINGTIANRANQI KANTANYUKAIFA



水溶性天然气勘探与开发

杨申镡 张肖兰 王雪吾 杨文晖 编著

石油大学出版社

水溶性天然气勘探与开发

杨申镛 张肖兰 王雪吾 杨文晖 编著

*

石油大学出版社出版发行

(山东省东营市)

新华书店经销

石油大学印刷厂印刷

*

开本 787×1092 1/16 9.25 印张 237 千字

1997 年 8 月第 1 版 1997 年 8 月第 1 次印刷

印数 1—1000 册

ISBN 7-5636-0896-6/TE·182

定价:18.00 元

前 言

水溶性天然气(简称水溶气)是指溶解在地层水中的以甲烷为主要成分的气体,是一种非常规能源或新能源。这种尚未被充分开发的天然气资源,在全世界分布很广,潜在资源很大。全世界含油气盆地、含煤盆地及其他水文盆地,地层水中溶解的甲烷总资源量为 $n \times 10^{16} \sim n \times 10^{18} \text{m}^3$ ^①,超过全球已探明的石油和煤炭资源的热值若干倍。在日本、美国、俄罗斯、乌克兰、哈萨克、乌兹别克、阿塞拜疆、土库曼、匈牙利、意大利、菲律宾、尼泊尔、伊朗等国都发现了水溶性天然气,并开展了水溶性天然气勘探、开发和地质综合研究工作。尤其是日本已在大约四分之一国土上发现水溶性天然气,目前,年开采量约 $10 \times 10^8 \text{m}^3$,并积累了 70 多年的经验,有配套的水溶性天然气的勘探、开发技术和技术政策。

我国古代就有关于水溶性天然气的记载。《易经·下经夬传》(公元前 1100 年至前 800 年)中有“泽中有火”的记载,书中所说:“火欲上,而泽欲下,水火相战,而后生变。”就是水溶性天然气气苗,一种溶解在水中的甲烷气或其他可燃气体,从水中释放出来,遇明火而燃烧的现象。

我们的祖先很早就发现了水溶性天然气,并把它用于生产和生活。当今,在迈向 21 世纪的关键时刻,面临“能源短缺”的挑战,尽快寻找新的能源(太阳能、地热能),拓宽石油天然气新领域(煤成烃、煤层气、水溶性天然气)是我们亟待解决的重大课题。水溶性天然气的奥秘有待我们去探索、去解决。

在科学发展的大道上,每一个时期都有一系列挑战性的题目。人类征服大自然的斗争永无休止,目前正如火如荼,方兴未艾。在开拓新的油气领域的战斗中,我们编写了《水溶性天然气勘探与开发》一书,期望有更多的同仁和领导予以关注和支持,以推动我国水溶性天然气勘探、开发和利用,深信水溶性天然气将在天然气领域展示它的魅力和远景。

本书的出版得到了中国石油天然气总公司的老领导李天相副总经理的关心,胜利油田地学开拓者基金会的资助,以及胜利石油管理局地质科学研究院张宏逵、程世铭高级工程师的热情帮助,作者对他们表示诚挚的感谢。

作 者
1996 年 1 月

^① 见前苏联全苏天然气研究所,1986 年统计资料。

目 录

第一章 地下水中的溶解气和无机组分.....	(1)
第一节 地下水的存在形式与分布.....	(1)
第二节 地下水溶解气的成因与组分.....	(2)
第三节 地下水的化学成分和无机组分.....	(4)
第二章 水溶性天然气评价技术.....	(5)
第一节 水溶性天然气藏特征.....	(5)
第二节 水溶性天然气藏录井技术	(13)
第三节 水溶性天然气藏地化评价方法与技术	(20)
第三章 水溶性天然气藏的开发	(24)
第一节 水溶性天然气流体性质	(24)
第二节 水溶性天然气开采动态参数	(30)
第三节 水溶性天然气模拟计算和实际水位	(37)
第四节 水溶性天然气开发参数及其计算方法	(46)
第五节 水溶性天然气田产能及其构成因素	(58)
第四章 世界各国水溶性天然气资源的分布	(90)
第一节 水溶性天然气的发展简况	(90)
第二节 世界各国水溶性天然气分布概况	(90)
第五章 日本水溶性天然气的勘探与开发.....	(103)
第一节 日本水溶性天然气开采概况.....	(103)
第二节 水溶性天然气田的开采技术进展、开发政策和程序	(104)
第三节 日本水溶性天然气田的开发实例.....	(109)
第六章 中国水溶性天然气资源初步分析.....	(125)
第一节 中国水溶性天然气资源初步分类.....	(125)
第二节 中国水溶性天然气藏的简例.....	(129)
第三节 中国水溶性天然气资源预测.....	(135)
后 记.....	(140)
参考文献.....	(141)
符号说明.....	(142)

第一章 地下水中的溶解气和无机组分

自然界中的水分布很广泛,包含在大气圈中的水称为大气水;存在于地球表面海洋、河流、湖中的水及地球两极和高山区的冰雪称为地表水;而处于岩石和土壤空隙中的水,即岩石圈中的水,称为地下水,它是天然水系的一部分。本章着重阐述与天然气关系密切的地下水。

第一节 地下水的存在形式与分布

地下水赋存于岩石的空隙中,其存在形式多种多样,按物理性质可分为气态水、结合水、重力水和毛细管水。各种形态的水在地壳中有规律的分布,在地表附近岩层的垂直剖面上依次可见到气态水、吸着水、薄膜水、毛细管水和重力水。

地下水分类是一个复杂的问题,目前国内外已有许多分类,其分类原则和方法各异,下面着重介绍朗格的分类。朗格(О. К. Ланге, 1931)根据地下水的埋藏条件,将地下水分为土壤水、潜水和层间水三大类。

一、潜水

潜水是由于大气降水或地表水沿岩石的孔隙、裂缝渗入到地下隔水层之上停滞而形成的。当渗入水首先遇到局部隔水层或弱透水层而聚集的地下水称为上层滞水。存在于饱气带中,局部隔水层之上的重力水,埋藏浅、分布不广,季节性变化大。当渗入水遇到第一个区域性隔水层而聚集的地下水称为潜水(见图 1-1),处在地表以下饱水带中。第一个稳定隔水层以上的重力水、潜水补给来源多,分布范围较广,与大气降水、地表水关系密切。

二、层间水

层间水是指埋藏在第一个隔水层以下、两个隔水层之间的重力水。层间水往往与油气共存,是我们研究的重要对象。

层间水不仅具有隔水顶板,还具有隔水底板。层间水分布广泛,埋藏深,一般几十至几百米,甚至可深

达数千米,常埋藏在第四纪以前的沉积岩层中,它的分布区与补给区不一致,往往补给区离分布区很远。层间水的水质变化大,从淡水到卤水都有,但多为卤水,并且层间水因承受静水压力而具有承压性质,这是它的一个重要特征。

层间水在性质上与潜水有很大的区别,但在水动力上有一定的联系,它们之间互相渗透、补给。层间水可以通过断裂或上升泉的形式补给潜水,潜水也可通过透水层补给层间水,见图 1-2 所示。除潜水外,地表水、大气水也可成为层间水的补给来源,并且各含水层之间也可以

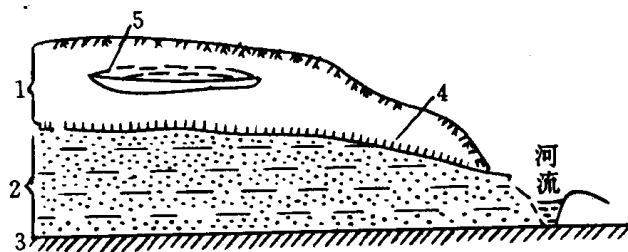


图 1-1 上层滞水与潜水示意图

(据苏哈列夫, 1979)

1—饱气带; 2—饱水带(潜水); 3—隔水层; 4—毛细管水; 5—上层滞水

发生相互补给或排泄现象。

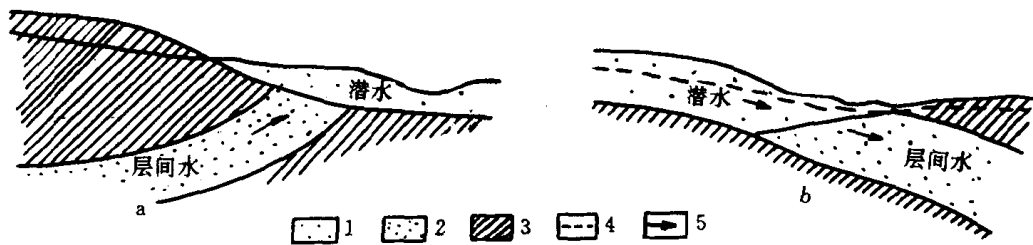


图 1-2 层间水与潜水的补给关系示意图

(据李正根, 1980)

a—层间水补给潜水; b—潜水补给层间水

1—潜水层; 2—承压水层; 3—隔水层; 4—水位线; 5—流向

第二节 地下水溶解气的成因与组分

一、溶解气的成因

地下水中的气体,按其成因可分为:

(1) 空气成因的气体。此种气体是大气圈中的空气渗入岩石圈以后形成的,如氮气、氧气、惰性气体等。

(2) 生物化学成因的气体。这种气体为有机盐和无机盐被微生物分解后形成的,如烃类气体、二氧化碳、氮气、氨气、硫化氢等。

(3) 化学成因的气体。此为自然界化学反应产生的气体,如二氧化碳、硫化氢等。

(4) 放射性成因的气体。这是放射性元素蜕变时形成的,如氦气、氡气、氩气、氙气等。

(5) 宇宙成因的气体。这是地球形成时保留下来的气体,如惰性气体及部分无机成因的二氧化碳、甲烷气等。

二、地下水的物理性质

地下水的物理性质有:相对密度、粘度、温度、颜色、透明度、嗅、味、导电性和放射性以及氧化还原电位等。

1. 透明度和颜色

地下水含有杂质或某种特殊的化学成分时,则水带有颜色,如含硫化氢时水呈淡青绿色,含铁的胶体物质时水呈淡红、褐红色,含腐殖质的水呈蜡黄、褐色。

透明度可分为透明的、微混浊的、混浊的、极混浊的 4 种。地下水一般呈微混浊状态。

2. 气味和水味

地下水的气味(嗅味)与所含气体成分和有机物质有关。当水中混有石油、天然气时,就有汽油味,如水中含有硫化氢时,使水带有很浓的腐卵臭味。一般气味随温度增高而变浓。

地下水的水味(俗称水味道),取决于它的化学成分。一般含盐分低的水淡而无味,含氯化钠的水具咸味;含硫化钠的水具涩味;含氯化镁或硫酸镁的水具苦味。一般盐类成分浓度越大,味道越大。

3. 密度和粘度

纯水在 4℃ 时的密度为 1g/cm^3 , 粘度为 $0.001\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。地下水随着含盐量的增加, 水的密度也相对增加, 高的可达 $1.2\sim 1.3\text{g/cm}^3$ 。

纯水的(动力)粘度为 $0.001\text{Pa}\cdot\text{s}$, 地下水的粘度通常大于 $0.001\text{Pa}\cdot\text{s}$, 水中溶解的盐越多, 则水的粘度越大。另外, 温度和压力对水粘度的影响各不相同, 粘度随温度升高而降低。当温度为 15℃ 时, 水的粘度为 $0.0018\text{Pa}\cdot\text{s}$, 而当温度上升到 100℃ 时, 水的粘度下降为 $0.0003\text{Pa}\cdot\text{s}$, 而压力对地下水的粘度影响较小。由图 1-3 可见, 压力由 0.1MPa 增到 50MPa 时粘度的变化甚微。

4. 水温和导电性

地下水温度主要与埋藏深度有关, 并受所处区域的地温梯度影响, 高地温异常区一般地层水温度要比相邻地区高。

地下水的氧化还原电位是一个重要的物理性质, 它可以表明水的氧化或还原条件。氧化还原电位常用(V)伏特或(mV)毫伏表示。在电位平衡中, 它取决于水中出现被氧化物质和被还原物质之间的比例。

综上所述, 与纯水相比, 地下水的物理性质较为复杂, 这决定于化学成分, 不同的化学成分, 反映出不同的物理性质。研究天然水的物理性质具有重要的实际意义, 如利用水温变化曲线进行地层对比。研究氧化-还原电位可了解水中元素的化合物迁移, 水质处理中判断铁离子是否发生沉淀等。

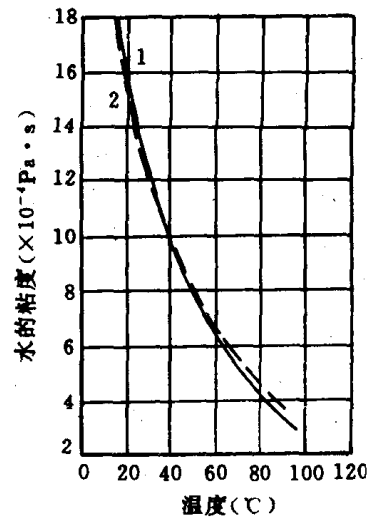


图 1-3 粘度随温度、压力的变化曲线图

(据苏哈列夫, 1979 年)

1—在 0.1MPa 时; 2—在 50MPa 时

三、水溶性天然气的组分特征

所谓天然气是以甲烷为主要成分的可燃性气体。根据天然气存在形式可划分为油溶型、游离型和水溶型等。水溶型天然气组分与其他类型对比, 它的甲烷含量最高(高达 95%), 乙烷以上组分很少, 因此水溶性天然气的相对密度最低, 其平均发热量低于油溶型气和游离气, 但高于煤田气, 具体数据见表 1-1。

表 1-1 各类天然气组分简表

根据气藏分类	油溶型气	游离气	水溶型气	煤田气
成 分				
CH ₄	84.82~15.88	82.74~96.41	97.56	91.09
C ₂ H ₆	1.08~8.62	2.22~5.55	0.03	0.00
C ₃ H ₈	8.08~0.57	0.08	1.68	0.00
i-C ₄ H ₁₀	1.15~0.10	0.14~0.37		
n-C ₄ H ₁₀	2.53~0.16	0.06~0.42		
i-C ₅ H ₁₂	0.65~0.07	0.05~0.15		
n-C ₅ H ₁₂	0.05~0.64	0.02~0.10		
C ₆ +	0.02~0.43	0.04~0.10		
N ₂	0.49~0.65	0.01~2.36	0.22	8.90
CO ₂	0.02~81.42	0.00~6.76	2.19	0.01
计算气相对密度 (空气=1)	0.680~1.368	0.581~0.631	0.5768	0.5913
计算发热量 kcal/Nm ³	1972~12650	9570~10342	9292	8671

第三节 地下水的化学成分和无机组分

地下水的化学成分非常复杂。地下水的化学成分在大气圈中开始形成,在地下水循环过程中,其化学成分不断改变,并形成某种盐类和矿物质的富集。地下水中除了化学成分较简单的无机组分外,还经常含有有机质。有机质成分极为复杂,主要来源于土壤和岩石,大部分呈胶体状态,部分呈真溶液或悬浮状态。与水溶性天然气藏伴生在地下水中的还有无机组分的微量元素,往往两种矿产共同开发。

按水文地球化学观点,把水中含量少于 10mg/L 的元素称为微量元素。地下水中常见的微量元素有碘(I)、溴(Br)、硼(B)、钡(Ba)、锶(Sr)等,多达 20 余种。

1. 碘

碘是 VII A 族元素,碘的组成大约仅占地壳的 3×10^{-5} (质量%),海水和海底沉积物碘化物的浓度随着深度而降低。页岩、砂岩、碳酸盐岩的含碘化物约为 2.2、1.7 和 1.2mg/L。与正常蒸发伴生盐水相比较,碘化物富集在盐水中,可高达 1400mg/L。图 1-4 是美国宾夕法尼亚纪和密西西比纪沉积岩地层盐水中氯化物对碘化物的浓度关系。

2. 溴

溴是 VII 族元素,地壳中约含溴 0.0005 (质量%),溴常以离子形式存在,溴化物在液相中相对富集。页岩、砂岩和碳酸盐岩中溴化物为 4mg/L 和 6mg/L。海水中溴化物为 65mg/L。

3. 硼

硼是 III A 族元素,是亲氧的和亲岩的,在地壳中的丰度约为 0.001 (质量%)。页岩、砂岩和碳酸盐岩含硼大约各为 100.35mg/L 和 20mg/L,海水约含硼 4.8mg/L,地下油田水含硼从痕量到大于 100mg/L。图 1-5 表示第三纪、白垩纪、侏罗纪的沉积岩中油田水氯化物对硼浓度的关系。图中表明,这些盐水大多数都富集硼,与正常蒸发型的盐水成比例。

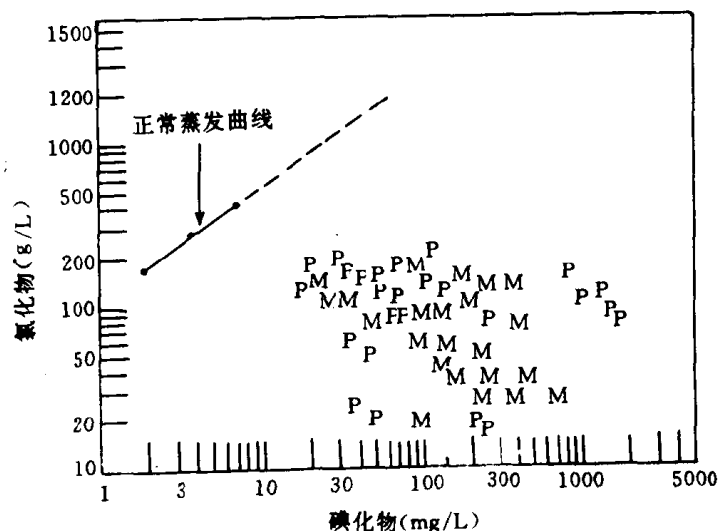


图 1-4 美国俄克拉何马州宾夕法尼亚纪(P)和密西西比纪(M)地层水中碘化物的浓度与蒸发海水的比较图

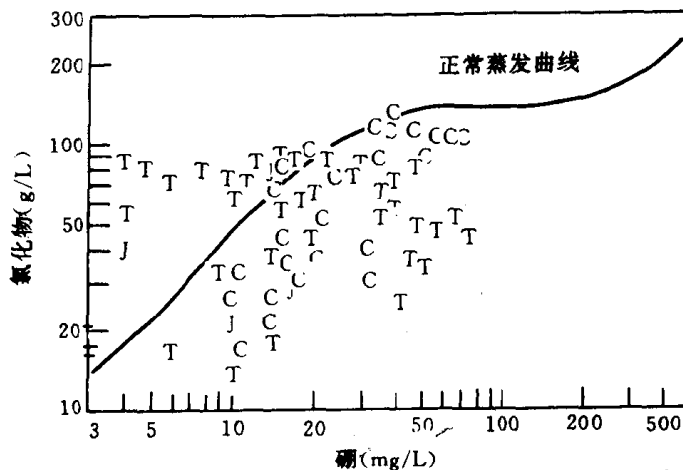


图 1-5 美国路易斯安那州第三纪(T)、白垩纪(C)和侏罗纪(J)地层的一些水中硼浓度与蒸发海水的比较图

第二章 水溶性天然气评价技术

第一节 水溶性天然气藏特征

一、地质特点

自日本 1948 年正式确认水溶性天然气藏为一种新的天然气资源后,世界各国相继开展水溶性天然气评价工作,并对其特征进行研究。总结其地质特征有:

1. 广泛分布在世界的中、新生代海相和陆相沉积盆地中

水溶性天然气分布范围与油气田相似,并且更广泛。如独联体克尔钦半岛的第三系、白垩系和侏罗系海相地层;美国墨西哥湾沿岸地区的第三系、第四系海相地层,从海岸平原一直延伸到陆棚和陆坡区;匈牙利多瑙河平原的始新统和三叠系的海相裂隙性灰岩;菲律宾中吕宋岛等 7 个第三纪盆地的海相地层;尼泊尔加德满都盆地的更新世陆相湖盆三角洲沉积;中国松辽盆地上白垩统、渤海湾盆地的第三系和第四系的陆相湖盆沉积;日本自北部的北海道到南端的冲绳岛共确定了 23 个水溶性天然气田和地区,多分布在第三系和第四系海相地层中(见图 2-1)。



图 2-1 日本水溶性天然气的分布范围图
(黑色为气田)

2. 水溶性天然气藏划分为两大类

(1) 开启型水溶性天然气藏。指一般与油气无关的水溶性天然气藏,如日本千叶县地区的水溶性天然气藏(见图 2-2、2-3)。

(2) 封闭型水溶性天然气藏。指与油气田(边水)有关的水溶性天然气藏。

根据水溶性天然气藏的压力和温度又可细分为 3 种:

1) 呈正常静水压力(边水)和正常地温的水溶天然气藏。如日本象泻封闭型水溶性天然气藏(图 2-4)。

2) 呈异常高压和高地温(边水)的水溶性天然气藏。如独联体乌克兰油田区的水溶性天然气矿藏。

3) 分布在高压带和高地温地层中的水溶性天然气藏。如墨西哥湾沿岸地区第三系高压带中的水溶性天然气藏(图 2-5、图 2-6)。

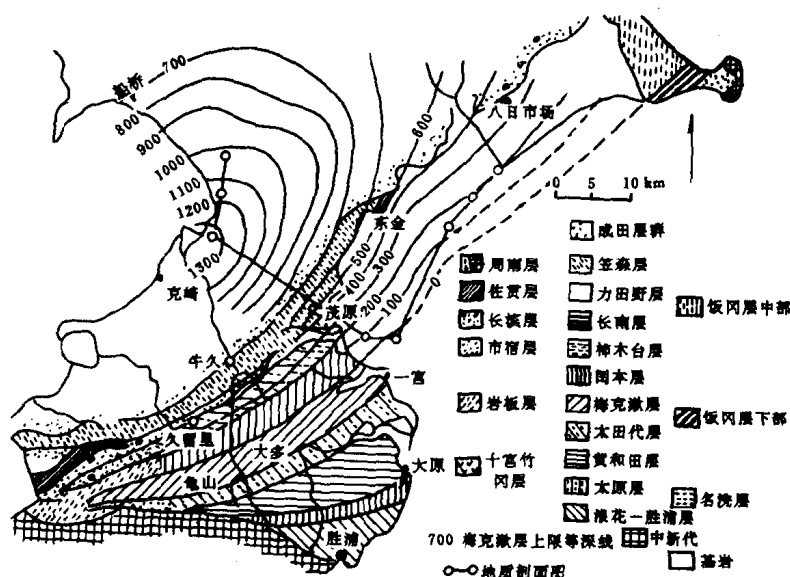


图 2-2 日本千叶县地区的开启型天然气矿床地质图

水溶性天然气的溶气量与压力和温度有关。如独联体克尔钦半岛测试地层压力高异常带的地下水溶性天然气量结果为：井深 3 000m 井温 120℃，气水比 $5\text{m}^3/\text{m}^3$ ，随着井深、井温和地层压力的增加，气水比急剧上升，3 000~4 000m 为 $7\text{m}^3/\text{m}^3$ ，4 000~5 000m 则增高到 $19\text{m}^3/\text{m}^3$ 。美国墨西哥湾沿岸的高温、高压异常带中的水溶性天然气量为 $27\text{m}^3/\text{m}^3$ 。在路易斯安那州的一口深 6 000m 的井中，气水比高达 $92.8\text{m}^3/\text{m}^3$ 。日本的水溶性天然气田埋深较浅，多属正常压力和正常地温，埋深一般在 250~1 300m，最深可达 1 800m，气水比一般为 $0.5\sim 3\text{m}^3/\text{m}^3$ ，最高为 $10\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

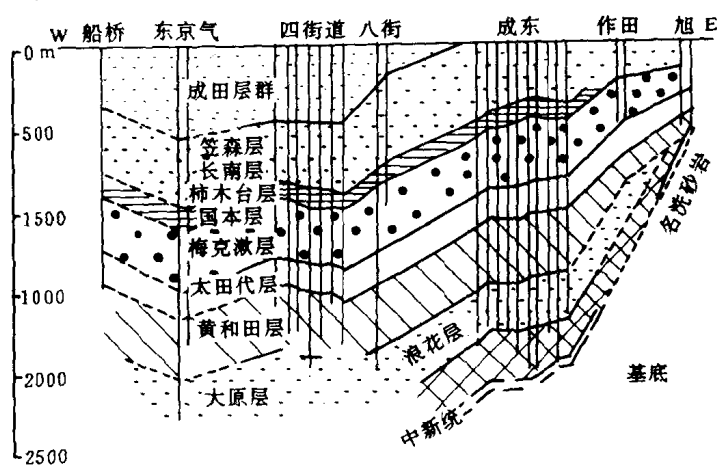


图 2-3 日本千叶县地区的开启型天然气矿床剖面图

3. 水溶性天然气藏地层水中含有溴、碘等微量元素

水溶性天然气藏地层水中含有溴、碘等微量元素，其含量可进行工业制碘。如日本的水溶性气田的伴生水中含碘量为 90~120mg/L（海水为 0.05mg/L）。

4. 水溶性天然气藏有时与高温的地热水共生

这种地热水也可与天然气共同开发、利用。日本学者（福田，1966）把非火山性地热水称为区域社会能源。如匈牙利中部多瑙河平原已开发利用这种地热水。

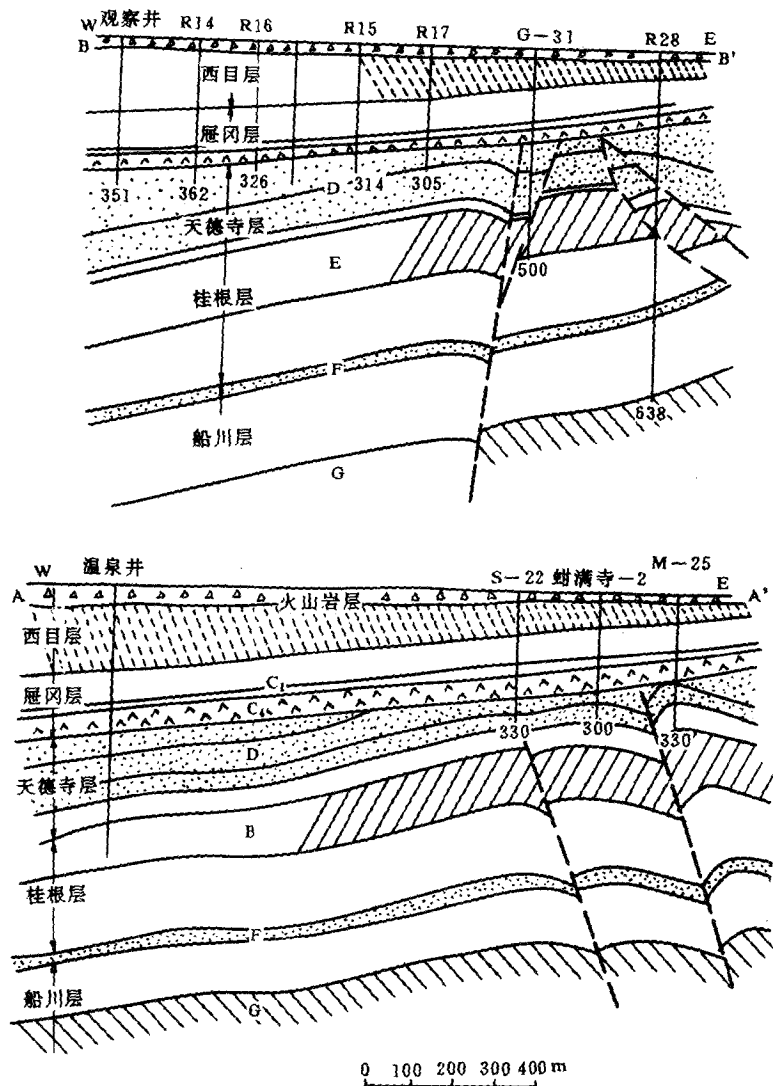


图 2-4 日本象泻水溶性天然气藏地质构造图及剖面图

5. 水溶性天然气资源非常丰富

根据美国墨西哥湾沿岸中、新生代油气分布规律,以及日本、独联体和中国松辽盆地水溶性天然气气源研究的结果表明,水溶性天然气田可以是自生、自储,也可以是古生、新储。从三叠系到第四系广泛分布,其潜在资源十分丰富。独联体的学者称之为新能源,并预计全世界蕴藏在深层高压异常带中的水溶性天然气的储量达 $1 \times 10^{15} \text{m}^3$ 。美国地质调查所根据墨西哥湾沿岸地区德克萨斯和路易斯安那两州 193 口井的资料,计算出两州陆地上的水溶性天然气地质储量为 $616.97 \times 10^{12} \text{m}^3$,若包括海域则地质储量为 $2\,699 \times 10^{12} \text{m}^3$ (Jones, 1975),换算成石油当量为 $2\,429 \times 10^9 \text{t}$,换算成煤相当于 $3\,716 \times 10^9 \text{t}$ 。该区水溶性天然气采收率以 50% 计算,则其最终可采资源量大于世界石油可采资源量的 4.3 倍。日本工业技术院地质调查所石油室 (1975) 根据 32 个水溶性天然气田或地区的勘探和开发资料,计算出可采储量 $5\,175.9 \times 10^8 \text{m}^3$ (孔隙度 25%) $\sim 6\,210.3 \times 10^8 \text{m}^3$ (孔隙度 30%),详见表 2-1。

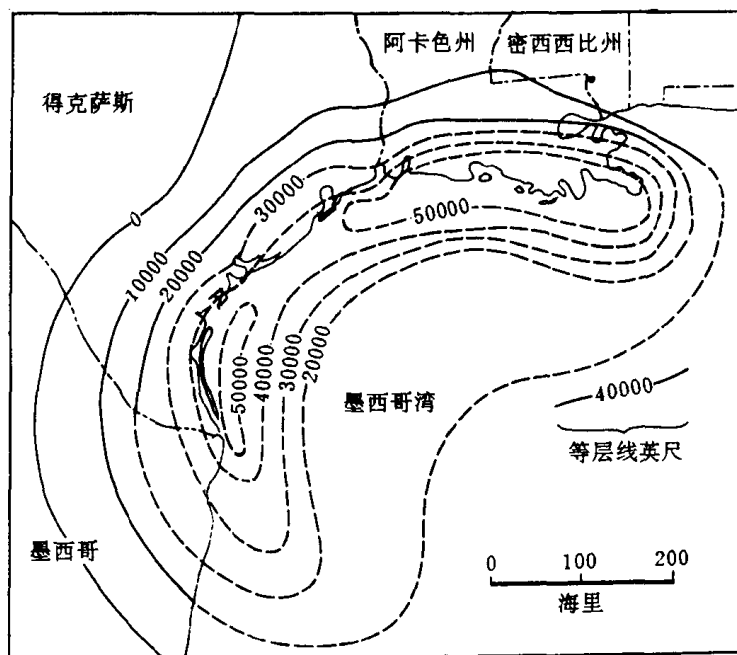


图 2-5 美国墨西哥湾沿岸地区第三纪沉积等厚图

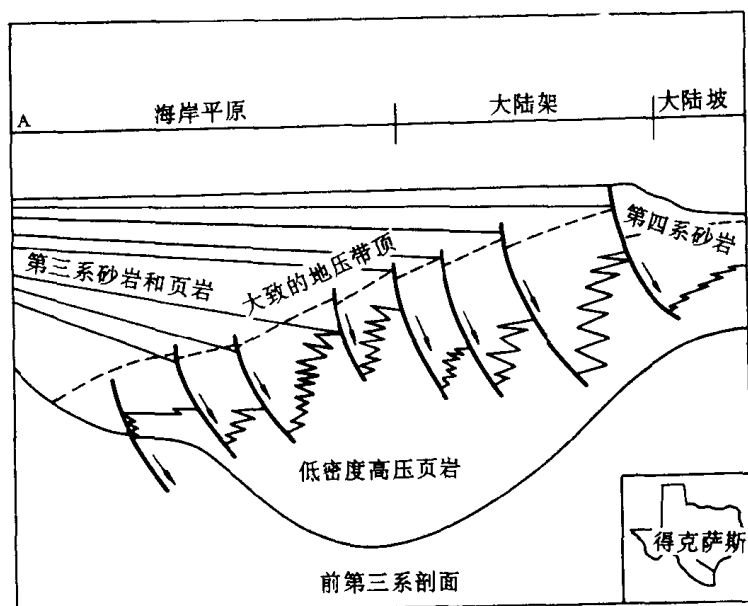


图 2-6 美国墨西哥湾沿岸地区第三纪地质横剖面图

表 2-1 日本水溶性天然气的最终可采量表

地 区	气 田 名	最 终 可 采 储 量 ($\times 10^8 \text{m}^3$)	
		孔隙度(25%)	孔隙度(30%)
北 海 道	石狩平原产气地区	4.3	5.2
	长万部气田	2.2	2.6
东 北	青森产气地区	0.2	0.3
	象泻气田	1.0	1.1
	酒田气田	0.9	1.1
	山形气田	3.1	3.7
关 东	南关东气田(九十九地区)	1715.4	2058.4
	南关东气田(千叶地区以及其他)	2140.4	2568.5
	草加气田	45.4	54.4
	埼玉东北部气田	90.7	108.5
中 部	小笠气田(静岡県)	05.0	126.0
	諏访气田	0.9	1.1
	西浦原-内野地区	137.0	164.3
	新泻地区	49.2	71.0
	松浜地区	40.0	48.0
	长冈地区	19.3	23.1
	中条地区	36.5	43.8
	南浦原-中浦原地区	181.0	217.2
	北浦原地区	43.2	51.8
中 部	长冈南部地区	9.8	11.8
	西浦原地区	53.2	63.8
	加治川地区	8.7	10.4
	岩船地区	28.7	34.4
	射水气田(富山县)	0.7	0.8
	河北泻气田	0.9	1.1
近 几	大阪产气田	2.5	3.0
	簸川平原产气地区	0.1	0.1
九 州	鹤崎气显示地区	0.5	0.6
	加久藤产气地区	0.1	0.1
	宫崎气田	195.4	234.5
	日南气田	7.9	9.5
冲 绳	冲绳岛南部气田	202.3	242.8
	宫古岛气田	39.4	47.3
合 计		5175.9	6210.3

6. 低压水溶性天然气产层地质时代新

它产自上第三系和第四系,成分以甲烷为主。日本的水溶性天然气藏产自上第三系和第四系,甲烷含量高于95%,几乎不含乙烷以上重烃。但独联体刻赤半岛异常高压带的水溶性天然气的组分随着深度的增加,甲烷含量减少,而乙烷以上重烃增加,相对密度也增加,气水比从井深3000m小于5,到4000~5000m井深增为19,见表2-2。

地质特征除以上几点以外,还与水溶性天然气埋藏量有关的一个重要条件是:需要有由细颗粒且分选好的砂岩组成的储层,有充足的气源,产出气水比为饱和气水的2倍以上。

表2-2 独联体刻赤半岛异常高压地层水溶性天然气的成分表

地 区	井号	层段(m)	组分体 积 百 分 比								相对密度
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂	
西瓦什南	3	2203~2242	98.2	0.5	0.1	—	—	0.20	1.1	—	0.57
西瓦什南	1	2323~2330	96.6	1.1	0.6	0.3	0.1	1.0	0.4	—	0.58
斯柳萨列夫	5	3149~3164	87.4	1.0	0.4	微	1.4	11.1	0.2	—	0.67
斯柳萨列夫	3	3507~3609	93.5	1.2	0.1	0.1	—	5.2	—	—	0.61
斯柳萨列夫	1	3817~3822	92.6	1.5	0.5	微	微	4.7	0.8	微	0.62
维塔诺夫	5	3304~3315	85.4	6.4	3.1	1.3	0.5	2.9	0.4	—	0.68
维塔诺夫	10	3780~3865	73.0	12.9	8.1	5.7	1.3	0.4	0.3	—	0.81
科连科夫	1	4836~4924	83.9	2.1	0.6	0.3	0.11	11.3	1.2	0.04	0.72

二、地球化学特征

水溶性天然气是以甲烷为主,溶解在停滞的地下水中的烃类。这种地下水减压后流到地表分离出气体。含气的地下停滞水层叫含气层。这种含气层是由不易渗透的粘土或泥岩中夹较易渗透水的砂层或砂砾层构成,这种地层中的地下水大部分处于封闭状态。

含甲烷的地下水溶解度大致与气层的静水压力对应,只要具备生成和储集甲烷环境的地层都可能存在饱和状态的水溶性天然气藏。

水溶性天然气的存在与停滞水层的分布有关,而与游离气藏所处的地质构造条件无关。日本新潟平原的整个宽广向斜中分布有甲烷天然气层。气的溶解度在盆地边缘浅地层中较小,是因为盆地边缘的停滞水层中有雨水渗入,溶解天然气的一部分水或全部水被雨水置换。大量的天然气分布在向斜盆地的中心。日本千叶县外房总地区的一个单斜构造的沉积砂岩中也分布有大量的水溶性天然气。

水溶性天然气的组成一般与地质时代有关,地质时代愈老甲烷含量愈高。此外,随着水溶性天然气埋藏深度增加,一般甲烷含量增加,二氧化碳减少。其原因是地质年代较新的地层易受地表水、雨水渗入的影响,使二氧化碳、氧气含量增加,并且多分布于盆地的边部。当甲烷减少时,气水比自然下降。

气藏周围由于受雨水渗入或暗流的影响,容易形成含NO₂⁻、NO₃⁻、SO₄⁻的氧化带,通过追踪氧化带可以掌握气藏分布范围。

三、物理特征

1. 甲烷气的溶解度

甲烷地下水中的溶解度受水的温度和盐分浓度的控制,但主要受压力(地下水的静水压力)的控制。压力为 4MPa 时,用亨利法测定气的溶解度,甲烷气的溶解度与压力成正比,但是在高压情况下,随着压力的增加,溶解度增加的比例缓慢。如果有大量的甲烷气供给滞水层,有保存气的地质条件,将形成饱和状态的气藏(见图 2-7)。

气层中的流体流入井眼,抽汲到地表,把分离出的天然气和水在标准状态(0.1MPa、0℃)下的容积比叫气水比(m^3/kL)。气水比与深度成正比,同一地层中,在沉积盆地向斜的中心,气水比高,盆地周围低。当气水比超过饱和溶解度时,天然气则向上分离,有可能形成游离气藏。

2. 气藏的水动力学特征

气层中的气水比在超过饱和状态或不饱和状态情况下,只有在某种条件下(均质的非压缩性流体在地层中流动,并且是在正常状态的达西定律下产出)才适用,即从气层到井眼,水以水平放射状流动,产量则可用下列公式表示:

$$Q = \frac{2\pi KH \cdot \Delta P}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2-1)$$

式中 Q ——从气层流入井眼的水量, kL/d ;

K ——气层的渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;

H ——气层的有效厚度, m ;

ΔP ——生产井底压差, 0.1MPa ;

μ ——气层内水的粘度系数, $\text{MPa} \cdot \text{s}$;

r_e ——生产压力影响半径, m ;

r_w ——井半径, m 。

以上公式表明,气井的产水量(井内水的流入量)与气层有效厚度、渗透率,以及井底压力差(有效压差; ΔP)成正比关系。

在单位压力降下的单位时间内产出的水量,以表示气层产水能力的指数,这个指数叫生产指数。如果在公式(2-2)中代入式(2-1)的 Q 就为式(2-3)。

即

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_f} = \frac{Q}{\Delta P} \quad \left(\frac{10^4 \text{L}}{\text{d} \cdot \text{MPa}} \right) \quad (2-2)$$

式中 P_s ——静止井底压力, 0.1MPa ;

P_f ——流动井底压力, 0.1MPa 。

PI 是气渗透率和有效层厚的函数。水溶性天然气藏的产气能力是气水比和生产指数的乘积。对于一定产水量的停滞水层而言:

$$PI = \frac{2\pi KH}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2-3)$$

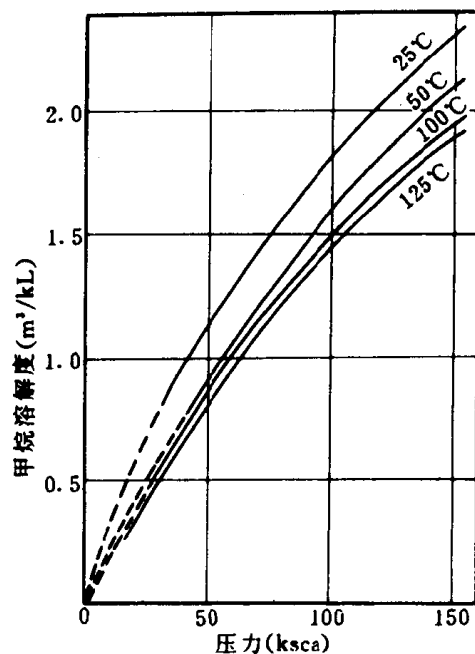


图 2-7 甲烷的溶解度图

在外部补给等量水时,如果在正常状态下,层内的压力分布,从井中心到 r 距离的压力为 P ,则可用下列公式表示。

$$P - P_w = \frac{\mu Q}{2\pi K H} \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}$$

式中 P_w ——采水井的井底压力。

垂直剖面中的水压分布如图 2-8。

一般情况下,气层内的液量由雨水补给,离开井筒远的地点,这种地层水向井筒的流入依靠庞大容量地层水的膨胀来补给。这种补给不是正常状态,同一地点的压力随时间的推移连续下降,可用下列公式表示。

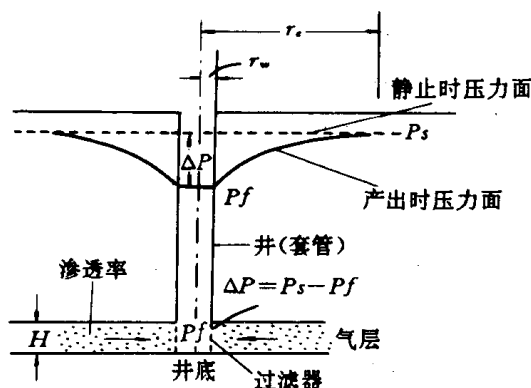


图 2-8 放射状流动的水压力分布剖面图

$$\Delta P_{r,t} = \frac{Q}{4\pi K H} \left(-0.5772 - 10g_e \frac{r^2 s}{4KHt} \right) = \frac{2.303}{4\pi T} \left(10g \frac{t}{r^2} - 10g_{10} \frac{S}{2.25KH} \right) \quad (2-5)$$

式中 $\Delta P_{r,t}$ ——距离井 r m 的地点,采水开始后 7 天水位的下降量, m;

Q ——采水量, kL/d;

K ——渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

H ——停滞水层的有效层厚, m;

t ——经过时间, d。

$$S = \gamma \varphi \cdot \rho H (\delta + a / \gamma \varphi)$$

S ——储积系数;

$\gamma \varphi$ ——孔隙度;

δ ——水的密度;

ρ ——水的压缩系数;

a ——砂层的垂直压缩系数。

井底($r=r_w$)的压力和产水量经过 1 年的变化,如图 2-9a。这种情况下,气水比不变,产气量与产水量成正比关系。

茂原型气藏采气开始后,气层压力急剧下降,产水量相应地下降,但气水比却上升,气产量在某一时期里反而增加,然后再逐渐下降。产生这种情况的原因有以下几点:

(1) 砂层厚度小于 1m 的砂层和比较薄的泥岩互层,砂层的渗透率平均小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(2) 由于抽水气井附近的压力下降,使层内气水分离。

(3) 气层深度 400~800m 或更浅,分离的气容积比较大,因气和水相对渗透率不同,生产气水比比原始气水比大。

由于大量抽提停滞水层中的地下水,地层水压力逐渐下降,降到某一定值时,上下泥岩层中孔隙水被挤出,泥岩再遭受压实,地层发生下沉,此水压称作容许极限水压。