



煤层气 地面工程技术

王登海 郑 欣 薛 岗 等编
王遇冬 主审

Technologies for
CBM Field
Surface Engineering

石油工业出版社



Technologies for
CBM Field
Surface Engineering

煤层气 地面工程技术

策划编辑：章卫兵

责任编辑：王 瑞

封面设计：赛维钰

责任校对：王 蕾

ISBN 978-7-5183-0228-4



9 787518 302284 >

定价：75.00 元

煤层气 地面工程技术

王世英 曹 强 曹 勇 曹 强
王世英 曹 强

Technologies for
CBM Field
Surface Engineering

2008.12.18

煤层气地面工程技术

王登海 郑 欣 薛 岗 等编
王遇冬 主审

石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统地介绍了煤层气的基础知识、国内外煤层气田开发的主体工艺技术、煤层气脱硫脱碳和脱水工艺、煤层气长输管道、煤层气田标准化设计成果、两种不同类型的煤层气项目经济分析及现场运行管理经验等内容,并整理了国内发布的关于煤层气地面工程设计、施工及验收的国家、行业和企业的相关标准规范。此外,压缩煤层气和液化煤层气相关知识在本书中也有较为详细的介绍。

本书可供从事煤层气集输设计、施工和生产运行的工程技术人员、研究人员和石油院校师生学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

煤层气地面工程技术 / 王登海等编.

—北京:石油工业出版社,2014.7

ISBN 978-7-5183-0228-4

I. 煤…

II. 王…

III. 煤层—地下气化煤气—地面工程

IV. P618.11

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2014)第 143095 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

编辑部:(010) 64523562

发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2014 年 7 月第 1 版 2014 年 7 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:15.75

字数:400 千字

定价:75.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

我国煤层气资源十分丰富，是世界上继俄罗斯、加拿大之后的第三大煤层气储量国，占世界排名前12位国家资源总量的13%。2006年，国土资源部、国家发改委预测结果为 $36.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，与陆上常规天然气资源量相当。

我国的煤层气资源不仅在总量上占有一定的优势，而且在区域分布、埋藏深度等方面也有利于规划开发。煤层气资源在我国境内分布广泛，基本可以划分为中部、西部和东部三大资源区。其中，西部地区中沁水盆地和鄂尔多斯盆地资源量最大，超过 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，为集中开发提供了资源条件。我国煤层气开发利用经过10多年的探索，在攻克相关技术难题后，已经在山西晋城等地取得重要进展。作为一种优质高效清洁能源，煤层气的大规模开发利用前景诱人。

本书共分八章，第一章介绍了煤层气的基本知识，国内外煤层气勘探开发、地面集输现状及国家相关煤层气的开发利用政策；第二章介绍了沁水盆地近年来在煤层气地面集气中取得的关键技术及主要设备、材料的选择；第三章介绍了煤层气的处理、压缩和液化技术；第四章介绍了煤层气输气管道技术及国内典型的煤层气输气管道工程；第五章介绍了煤层气田自控、通信和电力系统技术；第六章介绍了煤层气地面集输系统的标准化设计技术；第七章介绍了煤层气项目经济评价技术；第八章介绍了煤层气地面工程的运行和管理技术。

本书由西安长庆科技工程有限责任公司（长庆石油勘察设计研究院）负责，由王登海审稿和定稿，参加编写的人员有郑欣、薛岗、许茜、聂华、贾洪皓、王明、陆环、郭简、许勇等，全书由薛岗统稿、整理并负责资料的收集，其中郑欣负责第一章的编写，薛岗负责第二章、第四章和第九章的编写，并参与其他各章的整理，王登海负责第三章的编写，聂华、贾洪皓、王明负责第五章的编写，许茜负责第六章的编写，陆环负责第七章的编写，郭简、许勇负责第八章的编写，王遇冬教授对全书进行了逐字逐句的细致审核，对全书的最后完成起到了至关重要的作用。本书编写过程中还得到了西安长庆科技工程有限责任公司常志波、杨光、安维杰、牛振宇，长庆油田分公司气田开发处徐广军、生产运行处王瑛罡、规划计划处陈小锋等人和中国石油华北油田煤层气分公司相关领导的大力支持，在此对他们一并感谢。

由于编写人员水平有限，书中如有不妥之处，敬请各位专家、同行和广大读者批评指正。

目 录

第一章 概论	1
第一节 煤层气基本知识	1
第二节 国内外煤层气勘探开发概况	15
第三节 国内外煤层气田地面工程概况	29
第四节 我国煤层气开发“十二五”规划简介	33
第五节 我国煤层气开发利用政策	35
第六节 我国煤层气开发利用的难点和前景	45
参考文献	48
第二章 煤层气集气工艺技术	50
第一节 集气系统总工艺流程	50
第二节 排水采气工艺	51
第三节 防止水合物形成工艺	52
第四节 低压集气工艺	54
第五节 计量工艺	55
第六节 串接工艺	56
第七节 站场工艺	58
第八节 增压工艺	61
第九节 主要设备	64
第十节 设备技术要求	79
第十一节 材料选用	83
参考文献	87
第三章 煤层气处理工艺技术	88
第一节 概述	88
第二节 煤层气脱硫脱碳	88
第三节 煤层气脱水	92
第四节 压缩煤层气	101
第五节 液化煤层气	116
参考文献	135
第四章 煤层气管道输送技术	137
第一节 输气管道系统构成	137
第二节 输气站场	138
第三节 线路工程	142
第四节 特殊地理环境的管道设计与施工	147
第五节 国内典型煤层气输送管道	151
参考文献	157

第五章 煤层气地面工程配套技术	159
第一节 自控系统.....	159
第二节 通信系统.....	166
第三节 电力系统.....	173
参考文献.....	178
第六章 煤层气地面工程标准化设计技术	179
第一节 概述.....	179
第二节 标准化设计思路.....	179
第三节 标准化设计构成.....	181
第四节 标准化形象标识.....	183
第五节 标准化设计示例.....	185
参考文献.....	197
第七章 煤层气田开发项目经济分析	198
第一节 地面工程投资估算内容组成及编制方法.....	198
第二节 煤层气开发项目财务分析方法与参数.....	199
第三节 不同投资模式下煤层气项目的经济评价.....	201
第四节 煤层气田节能评估.....	215
参考文献.....	220
第八章 煤层气田地面工程运行与管理	221
第一节 沁水盆地数字化煤层气田集输系统.....	221
第二节 煤层气田气井产气规律.....	224
第三节 煤层气集输系统运行特点.....	226
第四节 煤层气田地面工程的投产及应急预案.....	227
第五节 煤层气田地面工程的现场管理.....	235
参考文献.....	243
附录 煤层气地面工程相关法律法规、标准规范	244

第一章 概 论

第一节 煤层气基本知识

一、煤层气的概念

煤层气 (Coalbed Methane, CBM) 俗称“瓦斯”或“煤矿瓦斯”, 是煤矿的伴生气体, 易燃易爆。准确地讲, 是一种附存于煤层其主要成分为甲烷 (CH_4) 的混合气体。高位发热量在 $34.3 \sim 37.1 \text{ MJ/m}^3$, 是一种高效、优质、清洁的新能源。

煤层气属于非常规天然气, 其释义众说不一。例如有的文献提出, 煤层气是指与煤炭伴生、赋存于煤层及围岩中, 以甲烷为主要成分的混合气体; 有的文献则提出, 煤层甲烷气是煤层在地质史中漫长的煤化过程中所生成的以甲烷为主的天然气, 它储集在煤层中, 包括煤层基质表面的吸附气, 煤层裂缝与割理中的游离气, 煤层水中的溶解气和煤层间常规薄储层的游离气等 4 大组成部分。目前比较统一的说法是《煤层气排采技术规范》(Q/SY 1272—2010) 提出的: “煤层气是赋存在煤层中以甲烷 (CH_4) 为主要成分的烃类气体和少量非烃类气体, 主要以吸附形式存在于煤基质表面, 少量以游离形式存在于煤孔隙、裂隙空间或溶解于煤层水中”, 或《煤层气集输与处理运行规范》(SY/T 6829—2011) 提出的: “吸附于煤层基质表面的气体, 也包括煤层水中的溶解气和游离气”。

煤层气的开采有两种方式: 一是地面钻井开采, 二是井下瓦斯抽采。本书重点介绍地面钻井开采方式。

据预测, 我国埋深小于 2000m 的煤层气资源总量为 $36.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 与陆上常规天然气资源量相当, 位居世界第三位。国家能源局发布的《煤层气开发利用“十二五”规划》称, 未来 5~10 年我国煤层气探明地质储量将进入快速增长期, 到 2015 年和 2020 年分别新增探明地质储量 $10000 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $20000 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。此外, 到 2015 年我国煤层气总体开采量目标为 $210 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中地面开采量为 $90 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 井下抽采量为 $120 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 这一指标是“十一五”规划目标的两倍多。可以预见, “十二五”将迎来我国煤层气勘探开发和地面建设的大规模、快速发展的新时期。

但是总体来说, 我国煤层气资源的勘探开发起步较晚, 且大规模产业化进展较慢。直到近十几年, 中联煤层气有限责任公司 (以下简称中联煤)、中国石油天然气股份有限公司 (以下简称中国石油)、中国石油化工股份有限公司 (以下简称中国石化)、中国海洋石油有限公司 (以下简称中国海油)、矿业系统晋城煤业集团等都积极参与我国煤层气的勘探开发, 才使国内煤层气勘探开发和地面建设有了实质性进展。

据了解, 2008 年我国已登记煤层气勘探区块达到 98 个, 总面积超过 $6.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,



探明煤层气地质储量 $1130.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。此外,自 2005 年以来,国内煤层气田特别是山西沁水盆地煤层气田开发建设速度明显加快。2009 年 11 月,我国首个数字化、规模化的煤层气田示范工程在沁水建成投产,商品煤层气源源不断地输入西气东输一线管道,实现了我国第一个煤层气田的规模化商业运营。这是我国煤层气田勘探开发史上里程碑式的示范工程,也是我国非常规油气资源开发建设的典型代表。

二、井口煤层气组成、采出水特征及有关参数

各个煤层气田采出的煤层气的组成并不完全一样,主要是与煤层气生成的地质条件以及构造运动有关,即与煤岩成分、煤阶和气体运移有关。但总的来说主要成分是甲烷(90%~99%),少量的二氧化碳(CO_2)、氮气(N_2),以及微量的乙烷(C_2H_6)和以上烃类、氢(H_2)、一氧化碳(CO)、二氧化硫(SO_2)、硫化氢(H_2S)以及氦(He)等惰性气体等。

目前我国主要煤层气田井口煤层气组成、采出水特征及有关参数见表 1-1、表 1-2 和表 1-3 所示。

表 1-1 我国主要煤层气田煤层气组成 单位:% (体积分数)

气田名称	CH_4	C_2H_6	C_3+	CO_2	N_2	H_2S
沁水盆地(樊庄郑庄区块 3#煤层)	98.180	0.040	0.000	0.430	1.350	0.000
沁水盆地(马必区块 3#煤层)	99.390	0.000	0.000	0.345	0.265	0.000
沁水盆地(马必区块 15#煤层)	96.892	0.000	0.000	0.986	2.214	0.000
鄂尔多斯东缘盆地(韩城区块 3#煤层)	99.205	0.037	0.000	0.402	0.356	0.000
鄂尔多斯东缘盆地(韩城区块 5#煤层)	99.207	0.037	0.000	0.403	0.353	0.000
鄂尔多斯东缘盆地(柳林区块)	98.650	0.050	0.000	0.380	0.910	0.000
沁水盆地潘河区块	96.170	0.05	0.000	0.070	3.710	0.000
沁水盆地潘庄区块	94.52	0.01	0.000	0.300	3.820	0.000
宁武盆地静游区块	97.000	0.060	0.000	1.640	1.300	0.000
鄂东气田韩城区块	99.360	0.020	0.000	0.200	0.420	0.000

注:已开发煤层气田除在马必区块检测出微量硫化物以外,其他区块均未检出硫化物。

表 1-2 我国主要煤层气田采出水特征

区块名称	采出水特征
沁水盆地樊庄区块	总矿化度在 1815.2 ~ 2975.1mg/L 之间,平均为 2496.1mg/L,水型以 NaHCO_3 型为主
沁水盆地郑庄区块	总矿化度在 2181.73 ~ 3840.37mg/L 之间,平均 3224.17mg/L,水型以 NaHCO_3 为主,含一定煤粉
沁水盆地马必区块	总矿化度在 1463 ~ 3073mg/L,平均为 2358mg/L,水型为 NaHCO_3 型

续表

区块名称	采出水特征
鄂尔多斯东缘盆地韩城区块	总矿化度在 2295 ~ 5588mg/L 之间, 水型以 NaHCO_3 为主
鄂尔多斯东缘盆地柳林区块	总矿化度在 2908.6 ~ 8002.1mg/L 之间, 平均为 5169.8mg/L, 水型为 NaHCO_3 型
沁水盆地潘河区块	水型为 NaHCO_3 型, 排采产水量 $\leq 4\text{m}^3/\text{d}$
沁水盆地潘庄区块	水型为 NaHCO_3 型, 煤层气开发初期井口排采产水量较多, 约 $30\text{m}^3/\text{d}$ 左右
宁武盆地静游区块	总矿化度在 985.7 ~ 5081.2mg/L 之间, 平均 3015.65mg/L, 水型以 NaHCO_3 为主

表 1-3 我国主要煤层气田井口有关参数

区块名称	井口主要工艺参数
沁水盆地樊庄区块	直井平均产气量 $2300\text{m}^3/\text{d}$, 井口压力 0.2 ~ 0.5MPa; 水平井平均产气量 $18000\text{m}^3/\text{d}$, 井口压力 0.2 ~ 0.5MPa
沁水盆地郑庄区块	直井平均产气量 $2000\text{m}^3/\text{d}$, 井口压力 0.15 ~ 0.3MPa; 水平井平均产气量 $16000\text{m}^3/\text{d}$
沁水盆地马必区块	直井/丛式井平均产气量 $1500 \sim 3000\text{m}^3/\text{d}$; 多分支水平井平均产气量 $15000\text{m}^3/\text{d}$; U 型井平均产气量 $15000\text{m}^3/\text{d}$, 井口压力 0.15 ~ 0.3MPa
鄂尔多斯东缘盆地韩城区块	直井平均产气量 $2500\text{m}^3/\text{d}$, 水平井平均产气量 $17000\text{m}^3/\text{d}$, 井口压力 0.2 ~ 0.5MPa, 井口套管节流后 0.2MPa
鄂尔多斯东缘盆地柳林区块	直井平均产气量为 $3000\text{m}^3/\text{d}$, 水平井平均产气量 $20000 \sim 60000\text{m}^3/\text{d}$
沁水盆地潘河区块	单井平均产气量为 $2000 \sim 5000\text{m}^3/\text{d}$, 井口压力为 0.2 ~ 1.0MPa
沁水盆地潘庄区块	单井产气量为 $2400\text{m}^3/\text{d}$, 井口压力为 0.15 ~ 0.30MPa
宁武盆地静游区块	井口压力 0.2 ~ 0.4MPa, 单井稳定产能一般在 $1620\text{m}^3/\text{d}$ 左右

三、煤层气体积计量的参比条件

天然气（含煤层气，下同）经处理后作为商品进行贸易交接时必须计量，其流量计量的结果值可以是体积流量、质量流量和能量（发热量）流量。其中，体积计量是煤层气各种流量计量的基础。

天然气体积随温度、压力条件的变化而变化。为了便于比较和计算，须把不同压力、温度下的气体体积折算成相同压力、温度下的体积。或者说，均以此相同压力、温度下的体积单位（工程上通常是 1m^3 ）作为其体积计量单位。此压力、温度条件称为标准参比条件，简称体积参比条件或参比条件。

1. 体积计量的参比条件

目前，国内外采用的天然气体积计量参比条件并不统一。一种是采用 0°C 和 101.325kPa 作为参比条件，在此条件计量的 1m^3 天然气体积称为 1 标准立方米，简称 1 标方。我国以往习惯写成 1Nm^3 。由于“N”现为力的单位“牛顿”的符号，故 1 标方目前均应写为 1m^3 。另一种是采用 20°C 或 15.6°C （ 60°F ）和 101.325kPa 作为体积计量的参比条件。其中，我国天然气工业的气体体积计量参比条件采用 20°C ，英、美等国则多采用



15.6℃。为了与前一种参比条件区别,我国以往称为基准状态,而将此条件下计量的 1m^3 称为1基准立方米,简称1基方或1方,通常也写成 1m^3 。英、美等国有时则写成 1Std m^3 或 1m^3 。

由于这3种参比条件计量的体积单位我国目前均写为 1m^3 ,为便于区别,故本书在需要说明之处将参比条件采用0℃和101.325kPa计量的体积单位写成“ $\text{m}^3(0^\circ\text{C})$ ”,参比条件采用20℃及101.325kPa计量的体积单位写成“ m^3 ”,而参比条件采用15.6℃及101.325kPa计量的体积单位则写成“ $\text{m}^3(15.6^\circ\text{C})$ ”或“ $\text{m}^3(15^\circ\text{C})$ ”。必要时,在体积单位之前或之后注明其参比条件。

2. 国内采用的天然气体积计量参比条件

目前,国内天然气生产、经营管理及使用部门采用的体积计量参比条件也不统一,因此,在计量商品气体积以及采用与体积有关的性质(例如密度、发热量、硫化氢含量等)时要特别注意其体积参比条件。

中国石油采用的天然气体积计量单位“ m^3 ”为20℃、101.325kPa条件下的体积。例如,在《天然气》(GB 17820—2012)、《车用压缩天然气》(GB 18047—2000)、《民用煤层气(煤矿瓦斯)》(GB 26569—2011)、《车用压缩煤层气》(GB/T 26127—2010)中注明所采用的标准参比条件均为20℃、101.325kPa。

我国城镇燃气(包括天然气、人工煤气)设计、经营管理部门通常采用0℃、101.325kPa为体积计量参比条件。例如,在《城镇燃气设计规范》(GB 50028—2006)中注明燃气体积流量计量条件为0℃、101.325kPa。

此外,在《城镇燃气分类和基本特性》(GB/T 13611—2006)中则采用15℃及101.325kPa为体积参比条件。

随着我国天然气工业的迅速发展,目前国内已有越来越多的城镇采用天然气作为民用燃料。对于民用(居民及商业)用户,气表采用的体积计量条件则为其安装处的大气温度与压力,一般不再进行温度、压力校正。

由此可见,我国天然气生产、经营管理及使用部门的体积计量的参比条件是不同的。此外,凡涉及天然气体积的一些性质(例如密度、体积发热量等)均有同样情况存在,在引用时请务必注意。

此外,由于近年来我国越来越多的城镇已经实现燃气多元化供应,其气源包括管道天然气、压缩天然气和液化天然气等,这些不同来源的天然气其发热量差别较大。但是,多年来我国天然气贸易交接一直按体积计量,并未考虑发热量因素,显然有欠公平合理。目前,欧美等国普遍采用天然气能量(发热量)作为贸易交接的计量单位。这种计量方法对贸易双方都公平合理,代表天然气贸易交接计量的发展方向。因此,采用能量(发热量)计量是今后我国天然气贸易交接时应该认真考虑的计量方法。

四、煤层气的相态特性

煤层气和天然气的主要成分均为甲烷等烃类,故其采出后的相态特性相似。

1. 烃类相态特性

相态就是物质的状态(或简称相,也叫物态),最常见的物质状态有固态、液态和气

态，俗称物质三态。

组成已知的天然气，在不同温度、压力条件下其相态也不相同，即有时是气相或液相，有时则是处于平衡共存的两相（例如气、液，液、固或气、固两相）甚至是平衡共存的更多的相（例如气、液、固三相）。

天然气的相态特性（相特性）是指某组成已知的天然气在不同温度、压力条件下所存在的相态及其特性，即其是呈气相，液相，气、液两相或更多的相及其有关特性。

在天然气生产与利用过程中，经常需要了解组成已知的天然气在一定压力、温度下所存在的相态及其特性，例如其相图（相态图、相平衡状态图）。同样，还经常需要进行相平衡计算，从而确定组成已知的天然气在该压力、温度下平衡共存各相的量和组成，以及预测其热力学性质。

天然气是由烃类以及少量非烃类组成的混合物，其组成各不相同。目前，对其相图描述及相平衡计算大多采用有关软件中的热力学模型，由计算机完成。

2. 烃—水体系相态特性

自储层采出的天然气和自煤层采出的煤层气一般都含有饱和水蒸气（通常称含有饱和水），或简称含水，其含量则简称为天然气水含量。此外，又将天然气中呈液相存在的水称为液态水或游离水。此液态水是随天然气采出的地层水或随煤层气采出的煤层水，或是在开采、集输和处理过程中天然气或煤层气析出的冷凝水。

水是天然气中有害无益的组分。这是因为：（1）由于饱和水的存在，降低了气体的发热量和管道输送能力；（2）当压力增加或温度降低时，气体中的水会呈液相析出，不仅在管道和设备中形成积液，增加流动压降，甚至出现段塞流，还会加速天然气中酸性组分对管道和设备的腐蚀；（3）液态水不仅在温度降低至冰点时会结冰，而且，即使在气体温度高于冰点但是压力较高时，液态水和过冷水蒸气还会与气体中一些组分形成固体水合物，严重时堵塞井筒、阀门、设备和管道，影响井筒、设备及管道的正常运行。因此，预测天然气中的水含量和水合物的形成条件是非常重要的。

1) 天然气水含量

天然气的水含量取决于压力、温度和组成。组成已知的天然气，压力越高，温度越低，其水含量越低。压力、温度一定时，天然气的相对分子质量越大（即天然气中乙烷及更重烃类含量越多），其水含量越低。压力增加，组成的影响增大，特别是天然气中含有 CO_2 、 H_2S 时其影响尤为重要。

此外，天然气在集输与处理过程中温度会降低（例如，采、集管线埋地敷设，采用制冷剂进行液化等），因而还会有液态水析出。

预测天然气水含量的方法有图解法、热力学模型法和实验法3种。

2) 天然气水合物

在水的冰点以上和一定压力下，水和天然气中某些小分子组分可以形成外形像冰，但晶体结构与冰不同的固体水合物。水合物的密度一般在 $0.8 \sim 1.0 \text{ g/cm}^3$ ，因而轻于水，重于天然气所析出的凝液。除热膨胀和热传导性质外，其光谱性质、力学性质和传递性质与冰相似。在天然气和凝液中形成的水合物会堵塞管道、设备和仪器，抑制或中断流体的流动。

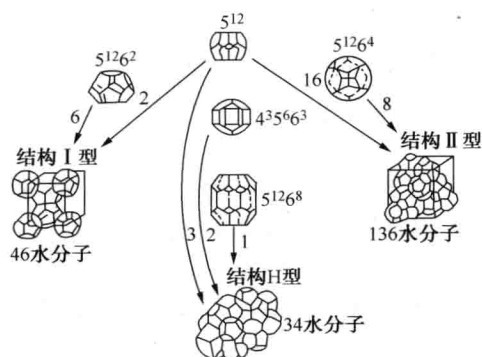


图 1-1 天然气水合物的 3 种单晶结构

天然气水合物 (Natural Gas Hydrate, 简称 NGH) 是一种非化学计量型晶体, 即水分子 (主体分子) 借氢键形成具有空间点阵结构 (笼形空腔) 的晶格, 气体分子 (客体分子) 则在与水分子之间的范德华力作用下填充于点阵的空腔 (晶穴) 中。

目前公认的天然水合物结构有结构 I 型、结构 II 型和结构 H 型 3 种, 见图 1-1 所示。客体分子尺寸是决定其能否形成水合物、形成何种结构的水合物, 以及水合物的组成和稳定性的关键因素。

结构 I 型水合物单晶是体心立方结构, 天然气中相对分子质量较小的烃类分子 CH_4 、 C_2H_6 以及非烃类分子如 N_2 、 H_2S 和 CO_2 等可形成稳定的结构 I 型水合物。

结构 II 型水合物单晶是菱形 (金刚石结构) 立方结构, 除可容纳 CH_4 、 C_2H_6 等小分子外, 较大的晶穴还可容纳 C_3H_8 、 iC_4H_{10} 和 nC_4H_{10} 等相对分子质量较大的烃类分子。

比 nC_4H_{10} 更大的正构烷烃不会形成结构 I 型和 II 型水合物。然而, 一些比戊烷更大的异构烷烃和环烷烃却能形成结构 H 型水合物。

天然气的组成决定了结构类型。实际上, 结构类型并不影响水合物的外观、物性或因水合物产生的其他问题。然而, 结构类型会对水合物的形成温度、压力有明显影响。结构 II 型水合物远比结构 I 型水合物稳定。

在一定压力下, 天然气中存在 H_2S 时可使水合物形成温度显著升高。 CO_2 的影响通常则小得多, 而且在一定压力下它会使烃类气体混合物的水合物形成温度降低。

影响水合物形成的条件首先要考虑的是: (1) 气体或液体必须处于或低于其水露点, 或在饱和条件下 (注意, 形成水合物时不必有液态水存在); (2) 温度; (3) 压力; (4) 组成。其次要考虑的是: (1) 处于混合过程; (2) 动力学因素; (3) 晶体形成和聚结的实际场所, 例如管子弯头、孔板、温度计套管或管垢等; (4) 盐含量。

通常, 当压力增加和/或温度降低至水合物形成条件时都会形成水合物。

在天然气开发与利用过程中, 常常需要知道天然气水合物的形成条件。其中, 采用较多的有相对密度法、平衡常数法、热力学模型法和实验法等。相对密度法、平衡常数法仅适用于无硫天然气的预测, 而热力学模型法则还可用于含硫天然气的预测。

3. 烃—二氧化碳体系相特性

为了保护在天然气液化过程低温系统中运行的机械和设备 (例如主换热器), 除需将天然气脱水外, 还必须考虑除去气体中可能形成的其他半固态物或固态物。气体中存在的胺、甘醇和压缩机润滑油等都会在低温下使系统堵塞。

CO_2 也可在低温系统中形成固体。当天然气中含有较多的 CO_2 而且冷却至某一低温值时, 就会出现固体 CO_2 (干冰)。固体 CO_2 可使天然气液化过程低温系统堵塞甚至损害, 故一定要严防其形成。预测固体 CO_2 形成条件的方法有图解法和热力学模型法, 前者用于近似估计, 后者用于详细计算。

五、煤层气与常规天然气的异同点

1. 气藏基本特征比较

煤层气藏与常规天然气藏基本特征比较见表 1-4 所示。

表 1-4 煤层气藏与常规天然气藏基本特征的对比

特 征	煤 层 气 藏	常规天然气藏
气藏类型	承压水封堵气藏、构造气藏、岩性气藏	局部圈闭
气源	自生	外源
储层岩性	有机质高度富集的可燃有机岩，易受人井液、水泥等的伤害	几乎是 100% 的无机质岩石，不易受伤害
双重孔隙结构	煤基质块中的孔隙是主要的孔隙，占总孔隙体积的绝大部分；裂隙系统是天然裂隙，占总孔隙体积的次要部分，它们基本上等间距分布，并使煤具有不连续性	主要发育于石灰岩、白云岩、页岩及砂岩中。天然裂隙（包括节理、裂隙、溶道、洞穴等）将粒间孔隙分割成一个个方块，裂隙是随机分布的
气体的储存	气体的绝大部分被吸附在煤的内表面上，孔隙空间中很少或没有游离气	气体以游离态贮集在岩石的孔隙空间中
流动机理	在煤基质中的流动是由浓度梯度引起的扩散，然后由于压力梯度的作用在裂隙中引起渗滤	流动是由压力梯度引起的层流，并服从达西定律；在近井地带可出现紊流
产出机理	解吸—扩散—渗流	在气体自身的压力梯度作用下流动
气井生产状况	气产量随时间而增加，直达产最大值，然后下降。起初主要产水，气水值随时间而增大	气产量开始最大，然后随时间而降低。起初，很少或者没有水产出，但气水值随时间而减少
机械性能	由于煤基质具有脆性和裂隙较发育，因而是一种较弱的岩石，这使钻井的稳定性较差，并影响水力压裂的效果。在一定条件下，可采用特殊的洞穴完井技术。杨氏模量在 700MPa 范围内	岩石较坚硬，通常钻井的稳定性不成问题。杨氏模量在 7000MPa 范围内
储层性质	易被压缩，孔隙体积压缩系数在 0.01MPa^{-1} 范围内，因而孔隙度、渗透性对应力较敏感，在生产期间有明显的变化	压缩性很小，孔隙体积压缩系数在 10^{-4}MPa^{-1} 范围内，孔隙度、渗透性在生产期间的变化不明显

2. 储藏方式比较

储藏方式比较见表 1-5 所示。



表 1-5 煤层气藏与常规天然气藏储藏方式比较

项 目	常规天然气藏	煤 层 气 藏
埋深	有深有浅，一般大于 1500m	一般小于 1500m
资源量计算	不可靠	较可靠
勘探开发模式	滚动勘探开发或先勘探后开发	滚动勘探开发
储气方式	圈闭，游离气	吸附于煤系地层中（大部分）
组成	烃类气体，主要是 $C_1 \sim C_4$	95% 以上是 CH_4
储层孔隙结构	多为单孔隙结构	双孔隙结构，微孔和裂隙发育
渗透性	渗透率较高，对应力不敏感	渗透率较低，对应力敏感
开采范围	在圈闭范围内	大面积连片开采
井距	大，可采用单井，一般用少量生产井开采	小，必须采用井网，井的数量较多
储层压力	超压或常压	欠压或常压
产出机理	气体在自然压力下向井筒渗流，井口压力大	需要排水降压，气体在压力下降后解吸，在微孔中扩散，然后经裂隙渗流到井筒
初期单井产量	高	低
增产措施	一般不需要	一定需要
钻井及生产工艺	较简单	较复杂，需要人工提升排水采气

3. 开发与利用的异同点

煤层气与常规天然气在开采和利用中的异同点为：

（1）储藏方式不同。煤层气主要是以大分子团的吸附状态存在于煤层中，而天然气主要是以游离状态存在于砂岩或石灰岩储层中。

（2）生产方式、产量曲线不同。煤层气是通过排水降低煤层压力，使其在煤层中解吸—扩散—流动采出地面，而天然气主要是靠自身的压力产出；煤层气初期产量低，随着排采时间的延长，煤层气产量逐渐升高并达到最大值，之后开始降低，生产周期可达 20 ~ 30 年，天然气初期产量高，之后随着开采时间的延长，产量逐年降低，生产周期一般在 25 ~ 30 年。

（3）主要组分相同。煤层气主要由 95% 以上的 CH_4 组成，其他一般是 CO_2 、 N_2 和少量 C_2H_6 以及以上烃类；而天然气主要组分虽也是甲烷，但其余组分变化较大。

（4）用途相同。二者均是优质、高效和洁净的能源和化工原料，可以混输混用。

（5）资源量受制约与否不同。煤层气（煤矿瓦斯）不仅是煤矿生产安全的主要威胁，而且其资源量又直接和采煤与否相关。采煤之前如不先采气，随着采煤过程煤层气就排放到大气中，而天然气资源量受其他采矿活动影响较小，可以有计划地控制。

六、煤层气产品质量要求

由于煤层气属于非常规天然气，在实际工程中煤层气产品指标通常按国家标准 GB

17820—2012《天然气》中规定的天然气产品指标执行，煤层气行业关于煤层气产品指标的规定，本书也进行相关介绍。

1. 商品天然气质量要求

商品天然气气质标准主要包括发热量、硫化氢含量、总硫含量、二氧化碳含量和水露点 5 项技术指标。在这些指标中，除发热量外其他 4 项均为健康、安全和环境保护方面的指标。因此，商品天然气的气质标准是根据健康、安全、环境保护和经济效益等要求综合制定的。由于不同国家、不同地区、不同用途或不同用户的原因，天然气气质质量要求不同。通常商品天然气的质量指标主要有以下几项。

1) 发热量

发热量（热值）是表示燃气质量的重要指标之一，可分为高位发热量（高发热量，高热值）和低位发热量（低发热量，低热值），单位为 kJ/m^3 或 MJ/m^3 。不同种类的燃气，其发热量差别很大。煤层气的发热量主要与其 CH_4 含量有关。

例如，当煤层气中甲烷含量为 97.8%、参比条件为 0°C 、 101.325kPa 时的高位发热量为 $38.93\text{MJ}/\text{m}^3$ ，低位发热量为 $34.60\text{MJ}/\text{m}^3$ 。常用燃气的低位发热量见表 1-6。

表 1-6 常用燃气的低位发热量（概略值）

燃气类型	低位发热量	备 注
液化石油气, MJ/kg	41.90	
催化油制气, MJ/m^3	18.90	
炼焦煤气, MJ/m^3	17.60	
人工煤气, MJ/m^3	14.70	
矿井气, MJ/m^3	13.40	
天然气, MJ/m^3	35.66	
煤层气, MJ/m^3	34.60	地面钻井开采

注：矿井气指煤田的煤层气与渗入煤层的井巷空气的混合气体。

2) 露点

天然气在一定压力下析出第一滴液体时的温度称为露点。露点有烃露点和水露点之分。析出第一滴水时的温度为水露点；析出第一滴烃时的温度为烃露点。

水露点随压力下降而下降，气体组成对其影响不大。烃露点与压力、组成的关系比较复杂。目前开采的煤层气不含重烃，因此可以不考虑烃露点的影响。

(1) 水露点要求。

水露点要求是为了防止在输气或配气管道中有液态水（游离水）析出。因为液态水的存在会加速煤层气中酸性组分（ H_2S 、 CO_2 ）对钢材的腐蚀，还会形成固态水合物，堵塞管道和设备。此外，液态水聚集在管道低洼处，也会减少管道的流通面积。冬季水会结冰，也会堵塞管道和设备。

各国对水露点要求不同，我国要求商品天然气在交接点的压力条件下，其水露点应比