



山地高含硫气田 生态恢复与重建

SHANDI GAOHANLIU QITIAN
SHENGTAI HUIFU YU CHONGJIAN

陈惟国 熊良淦 藏 磊 等 / 编著



中国环境出版社

山地高含硫气田生态恢复与重建

陈惟国 熊良淦 藏磊 等 编著



中国环境出版社·北京

图书在版编目 (CIP) 数据

山地高含硫气田生态恢复与重建/陈惟国等编著. —北京:
中国环境出版社, 2016.7
ISBN 978-7-5111-2672-6

I. ①山… II. ①陈… III. ①山地—高含硫
原油—气田—生态恢复 IV. ①TE38②X171.4

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 314271 号

出 版 人 王新程
责任编辑 董蓓蓓
责任校对 尹 芳
封面设计 岳 帅

出版发行 中国环境出版社
(100062 北京市东城区广渠门内大街 16 号)
网 址: <http://www.cesp.com.cn>
电子邮箱: bjgl@cesp.com.cn
联系电话: 010-67112765 (编辑管理部)
发行热线: 010-67125803, 010-67113405 (传真)

印 刷 北京中科印刷有限公司
经 销 各地新华书店
版 次 2016 年 7 月第 1 版
印 次 2016 年 7 月第 1 次印刷
开 本 787×1092 1/16
印 张 13.25 彩插 12
字 数 330 千字
定 价 46.00 元

【版权所有。未经许可请勿翻印、转载, 侵权必究】

如有缺页、破损、倒装等印装质量问题, 请寄回本社更换

《山地高含硫气田生态恢复与重建》

编写委员会

主 任：陈惟国

副主任：熊良淦

委 员：朱德华 刘地渊 张世民 姜贻伟 张庆生
刘大庆 王 俭 王和琴 马 勇 张 江
张分电 焦玉清 杨永钦 吴维德 刘 丹
陈文艺

编写组

组 长：邵理云

副组长：藏 磊 廖家汉 李国平 朱文江 苏国丰

曹英斌 苗 辉 周玉超 李启彬 曹跃坤

成 员：罗东宁 汤 麟 贺贤伟 洪 祥 肖 斌

周培立 王弘杰 姚景武 王保江 王渝东

李红军 刘新岭 陈 龙 周建华 张国辉

宋国波

前 言

随着我国国民经济的高速发展,对天然气这一清洁能源的需求也在快速增长,在此背景下,我国近年已开始对海相高含硫天然气气田加大开发力度。目前,位于四川省宣汉县普光镇一带的普光气田是我国海相地层中发现的最大高含硫气田,且普光高含硫天然气净化厂是亚洲最大的天然气净化厂及硫黄生产基地,该气田的勘探开发对于实施“川气东送”工程,进一步提高川渝地区和中东部经济发达区天然气供应能力,缓解国内天然气供需矛盾,优化能源结构,建设环境友好型社会,具有重要意义。

在高含硫气田开发过程中,钻井工程、采气工程、集输工程和净化厂工程等一系列工程内容的建设,可能会对气田区生态环境造成一定程度的破坏;因其高含硫特性,气田投运后集气站和净化厂排放 SO_2 也不可避免地会对周边生态环境造成一定影响。

本书针对山地高含硫气田开发存在的上述问题,在全面调查普光高含硫气田所在区域生态环境特征及分析该气田工程主要污染特征的基础上,结合辽宁石油化工大学 SO_2 静态密闭式熏气实验及西南交通大学对气田周边环境的长期生态监测研究成果,分析预测了该气田施工期和运营期对区域生态环境的影响,并从设计、施工、运营管理等角度提出了山地高含硫气田生态环境的保护策略。

全书共分七章。第一章介绍了我国高含硫气田的分布、一般组成及污染因素,阐述高浓度二氧化硫对动植物的伤害机理;第二章系统介绍了山地生态系统及气田区生态环境的特征,评估了气田区生态环境现状;第三章分析了山地高含硫气田施工期及运营期对生态环境的影响;第四章从规划和管理角度介绍了山地高含硫气田的生态环境保护方案;第五章阐述了高含硫气田施工期和运营期的生态恢复方案;

第六章提出了高含硫气田生态管理措施;第七章开展了山地高含硫气田生态恢复效益预测与评价。

本书第一章第一、二节由藏磊、罗东宁、曹英斌、肖斌、姚景武、李红军、洪祥、王渝东执笔,第三节由王保江、刘新岭、汤麟执笔;第二章第一、二节由洪祥、王渝东、张国辉、宋国波执笔,第三节由曹英斌、肖斌、姚景武、李红军、朱文江、贺贤伟执笔;第三章第一节由廖家汉、朱文江执笔,第二节由李国平、王保江、刘新岭、李启彬、曹跃坤执笔;第四章由藏磊、罗东宁、洪祥、王渝东、宋国波、曹英斌、肖斌、姚景武、李红军、贺贤伟执笔;第五章第一节由邵理云、苗辉、周培立执笔,第二节由苏国丰、王弘杰、陈龙、周建华、宋国波执笔,第三节由藏磊、廖家汉、周玉超、朱文江、罗东宁、张国辉、王保江、刘新岭执笔;第六章第一节由邵理云、藏磊、李国平、罗东宁执笔,第二节由廖家汉、李国平、张国辉、汤麟执笔,第三节王保江、刘新岭执笔;第七章第一、二节由廖家汉、李国平、朱文江、汤麟、贺贤伟执笔,第三节由李启彬、曹跃坤、罗东宁执笔。

本书由藏磊、朱文江、罗东宁统稿,中国环境出版社组织专家进行了审稿。

由于气田开发工程生态保护的理论和方法还不成熟,加之编者的水平有限,书中的缺点和错误在所难免,望不吝赐教。

编 者

2015年8月

目 录

第一章 高含硫气田工程与污染特征	1
第一节 气田工程概况	1
一、我国的天然气资源	1
二、高含硫气田工程的组成	6
第二节 高含硫气田污染因素	11
一、施工期污染因素	11
二、运营期污染因素	13
三、退役期污染因素	14
第三节 高浓度二氧化硫对动植物的伤害	14
一、高浓度二氧化硫对动物的伤害	15
二、高浓度二氧化硫对植物的伤害	17
第二章 山地高含硫气田生态系统的构成及特点	29
第一节 山地生态系统的概念及特点	29
一、山地生态系统的基本概念	29
二、山地生态系统的特点	29
三、四川盆地高含硫气田区生态系统特征	31
第二节 普光气田区生态系统的构成及特点	33
一、气田区生态系统的构成	33
二、气田区生态系统的特点	36
第三节 普光气田区生态环境现状	40
一、生态环境现状调查	40
二、生态环境现状评价	52
第三章 普光高含硫气田生态影响分析与预测	59
第一节 施工创面生态影响分析	59
一、形成大量施工创面	59
二、导致水土流失	60
三、对动植物的影响	61

四、对景观的影响	62
第二节 排放 SO ₂ 的生态影响预测	62
一、区域气象特征	63
二、净化厂外排 SO ₂ 对生态环境的影响	65
三、集气站外排 SO ₂ 对生态环境的影响	72
第四章 普光高含硫气田生态恢复规划	73
第一节 生态规划的目的与原则	73
一、生态规划的定义	73
二、生态规划的目标	74
三、生态规划的一般原则	75
第二节 生态规划的依据	76
一、法律法规	76
二、质量标准	77
三、技术规范	77
第三节 近期生态规划	78
一、施工迹地植被恢复规划	78
二、水土流失防治规划	79
第四节 中远期生态规划与设计	82
一、SO ₂ 减排规划	82
二、生态绿地建设规划	85
三、生态敏感目标保护规划	86
第五章 普光高含硫气田生态建设	88
第一节 生态恢复原则	88
一、施工创面生态恢复原则	88
二、运营期生态恢复原则	89
第二节 施工期生态恢复方案	89
一、常见恢复技术	89
二、施工创面生态恢复方案	106
三、恢复植被的养护与管理	136
第三节 运营期生态恢复方案	139
一、农作物生态恢复方案	140
二、林草植被生态恢复方案	143
三、土壤生态恢复方案	149
四、区域景观生态建设方案	150
五、生态敏感目标保护方案	151

第六章 普光高含硫气田生态管理与运营	154
第一节 生态管理	154
一、生态管理的内涵	154
二、相关制度与规范	155
第二节 生态跟踪监测	157
一、生态监测概述	157
二、长期生态监测方案	159
三、事故应急监测方案	172
第三节 生态应急恢复	177
一、农作物应急生态恢复	177
二、林草植被应急生态恢复	179
三、土壤应急恢复	180
第七章 普光高含硫气田生态恢复效果调查与评估	182
第一节 生态恢复效果调查	182
一、工程边坡生态恢复效果	182
二、弃土场生态恢复效果	184
三、其他施工迹地生态恢复效果	184
第二节 生态恢复效益评价	185
一、评价指标体系	185
二、指标权重确定	187
三、评价方法	188
四、评价结果	189
第三节 生态恢复效益预测	191
一、生态恢复过程	191
二、预测模型	192
参考文献	196
附图	203

第一章 高含硫气田工程与污染特征

高含硫气田工程的开发地层一般为海相地层，其天然气含硫量高，运营过程中会产生一定浓度的二氧化硫，可能对气田区域生态环境造成一定的影响。本章主要介绍高含硫气田工程的组成及其污染因素，阐述了二氧化硫对动植物的污染机理。

第一节 气田工程概况

一、我国的天然气资源

（一）我国天然气资源的分布

根据我国区域地质构造特征和天然气勘探情况，我国天然气分布大体可划分出六大区，即东部区、中部区、西部区、南方区、西藏区和海域区（图 1-1）。其中，中部区、西部区和海域区已成为我国目前天然气勘探和开发的三大基地，是我国近年主要发展地区（康竹林等，2000）。

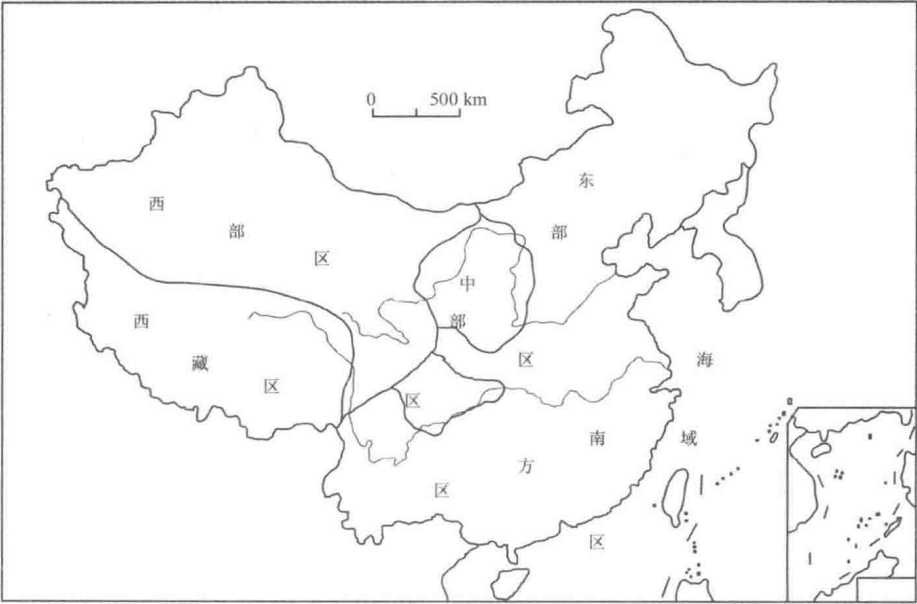


图 1-1 我国天然气资源分布（康竹林等，2000）

1. 中部区

该区主要指四川盆地和陕甘宁盆地。气源岩主要是古生界碳酸盐岩和煤系地层。这两大盆地是目前我国陆上发现气田数量最多、探明储量和产量最大的地区，资源储量占全国天然气资源总量的 30% 左右。

2. 西部区

该区主要包括新疆塔里木、准噶尔、吐哈盆地及青海柴达木盆地。气源岩非常多样，从震旦系至第四系均有发育。近 10 年天然气勘探进展明显，资源储量占全国天然气资源总数的 25% 以上。

3. 海域区

该区包括渤海、黄海、东海及南海等我国广阔海域。气源岩以新生代地层为主，是近 10 年来我国天然气勘探发展较快的地区，特别是南海西部的莺琼盆地，已成为我国海域最大的天然气勘探地区。资源储量超过全国天然气资源总量的 20%。

4. 东部区

该区主要指我国东部的松辽、渤海湾盆地以及其周边的一些中小盆地。这一地区是我国石油生产的主要基地，目前产出的天然气主要是石油伴生气，气田发现的数量和储量相对较少，是我国待深入勘探的天然气潜在地区。

5. 南方区

该区主要包括中、下扬子和滇黔桂地区，是我国碳酸盐岩主要发育区。由于同处南方碳酸盐岩发育区的四川已经发现了丰富的天然气，因此这一地区一直被认为是潜力巨大的远景开发区。但由于该区地质构造复杂，特别是由于目前勘探技术方法还不成熟，多年来投入的勘探工作量不大，故该区的天然气勘探暂时没有取得重大突破。

6. 西藏区

这一地区是我国油气勘探程度最低的地区。近年来的勘探实践表明，该区具备油气形成条件和油气藏成藏过程，从有机质热演化程度偏高来看，该区天然气资源似乎要比石油资源更丰富。特别是该区属新构造运动发育区，构造形成期短，十分符合天然气藏往往是晚期成藏的特征。因此，尽管本区勘探程度低、地面条件恶劣、地下地质构造复杂，但从长远考虑，该区仍是我国天然气勘探的重要后备地区。

（二）我国大中型气田的分布

下文根据康竹林等（2000）对我国大中型气田分布的统计分析，阐述了我国大中型气田的地区分布及发现时间。

1. 大中型气田的地区分布

大中型气田和气藏（共计 46 个）占我国气田和气藏总数的 11.7%，探明天然气地质储量为 $14\,627.20 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占我国气层气探明储量（ $19\,453.09 \times 10^8 \text{ m}^3$ ）的 75.2%。其中陆上发现大中型气田和气藏 38 个，占全国大中型气田和气藏总数的 82.6%，探明天然气地质储量占我国大中型气田和气藏的 83%；近海海域发现大中型气田和气藏 8 个，占大中型气田和气藏总数的 17.4%，探明天然气地质储量占我国大中型气田和气藏探明量的 17%。

陆上发现的 38 个大中型气田分布在 8 个盆地，其中：松辽盆地 2 个、渤海湾盆地 4 个、陕甘宁盆地 1 个、吐哈盆地 1 个、准噶尔盆地 1 个、塔里木盆地 9 个、柴达木盆地 5 个、四川盆地 15 个。海域发现的 8 个大中型气田分布在 4 个盆地，其中：渤海海域盆地 1 个、南海琼东南盆地 1 个、莺琼盆地 3 个、东海盆地 3 个。

2. 大中型气田的发现时间

我国的天然气勘探，是在 1949 年新中国成立后随同石油勘探一同发展起来的。但由于 1980 年以前对各含油气盆地天然气资源情况不清楚，对天然气地质理论研究不够深入，对天然气分布特征和大中型气田的形成条件总结不够系统，加上在复杂地区各种勘探技术落后，大中型气田的发现进展极慢。1980 年以后，上述情况得以明显改善，因此大中型气田的发现明显增多。

按年代划分，1959 年只在四川盆地发现卧龙河 1 个大型气田；1960—1969 年分别在辽河坳陷、柴达木盆地、四川盆地发现兴隆台气藏、涩北一号气田、威远气田；1970—1979 年分别在东濮凹陷、塔里木盆地、柴达木盆地、黄骅凹陷、四川盆地发现 9 个大中型气田和气藏；1980—1989 年在松辽盆地北郁、冀中凹陷、陕甘宁盆地、塔里木盆地、柴达木盆地、四川盆地、渤海海域、南海莺琼盆地、东海盆地发现 17 个大中型气田和气藏；1990—1998 年分别在吐哈盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地、柴达木盆地、四川盆地、东海、南海莺琼盆地发现 16 个大中型气田。

在总计发现的 46 个大中型气田当中，1980—1998 年共发现 33 个。

（三）我国高含硫气田的分布

根据戴金星院士（1985）对含硫化氢天然气的分类方案，含硫化氢气藏可分为硫化氢型气藏（硫化氢含量在 70% 以上）、高硫化氢型气藏（硫化氢含量为 2%~70%）、低硫化氢型气藏（硫化氢含量为 0.5%~2%）和微硫化氢型气藏（硫化氢含量为 0~0.5%）。含硫化氢天然气全球分布较广，多数分布在碳酸盐岩层系内，我国已在四川盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和塔里木盆地发现了含硫化氢天然气（图 1-2，彩图附后），其中高含硫化氢天然气主要分布在四川盆地和渤海湾盆地赵兰庄地区（表 1-1）（朱光有等，2004）。

表 1-1 我国高含硫气田分布及硫化氢含量（朱光有等，2004）

盆地	气田	储集层系	H ₂ S 含量/%
渤海湾	赵兰庄	孔店组	78.60
	罗家	明化镇组	5.43
四川	卧龙河	嘉陵江组四段	6.00
	中坝	雷口坡组三段	6.40
	渡口河	飞仙关组	12.05
	罗家寨	飞仙关组	11.02
	铁山坡	飞仙关组	14.37
	龙门	飞仙关组	7.65
	普光	飞仙关组	15.19
	七里北	飞仙关组	16.00
	毛坝	飞仙关组	12.00

鄂尔多斯盆地硫化氢主要分布在靖边气区下古生界奥陶系马家沟组气藏中，硫化氢含量一般小于 0.1%，浓度最高达到 20 g/m³，一般为 200~1 400 mg/m³，即在天然气中占 0.014%~0.098%，平均为 691 mg/m³，属于低含—微含硫化氢天然气（陈安定，1994；杨华等，2005）。渤海湾盆地主要发育两套富含蒸发岩的沉积组合（古生界海相沉积和新生界断陷湖盆沉积），其中在奥陶系以海相碳酸盐岩沉积为主的一些区带，发现了少量含硫化氢气藏，如苏桥、乌马营等含硫化氢气藏；而新生界古近系孔店组—砂街组发育盐湖相沉积，并在此处以硫酸盐、碳酸盐和砂泥岩为主的沉积组合中，发现了华北赵兰庄、济阳罗家等高含硫化氢油气田（Zhu et al., 2004）。而塔里木盆地，截至目前仅在巴楚地区和和田河气田和塔中地区发现了微含硫化氢的天然气，硫化氢在气体组分中占 0.1%~0.3%，塔中奥陶系部分井段（塔中 37 井、塔中 12 井）的油田水中溶解有较高浓度的硫化氢（780 mg/L），其他大部分地区天然气不含硫化氢（还有可能存在含硫化氢天然气藏，目前尚未勘探发现）（张水昌等，2004）。

朱光有（2006）等研究发现，四川盆地是我国含和高含硫化氢天然气分布层系最多、气田数目最多、储量规模最大的地区。其海相天然气普遍含有一定数量的硫化氢，硫化氢含量从刚能检测出来到含量高达 17%；在主要储气藏系中，石炭系和二叠系气藏的天然气中硫化氢含量较低，一般小于 0.5%（体积含量），而高含硫化氢天然气主要集中发育在三叠系的中三叠统和下三叠统，其次是震旦系。

该盆地高含硫化氢的大中型气田主要有：震旦系威远气田，下三叠统飞仙关组的罗家寨、普光、渡口河、铁山坡、七里北等，下三叠统嘉陵江组卧龙河和中三叠统雷口坡磨溪及中坝气田等近 10 个高含硫化氢的大中型气田（藏），根据四川油气区的资料整理，这些高含硫化氢气田的探明储量近 5 000×10⁸m³，而且川东北飞仙关组高含硫化氢鲇滩气藏的勘探潜力巨大，预计在今后的 5~10 年，很可能获得探明储量超过 10 000×10⁸m³。另外在四川盆地还有一些气田的少数井中也有高含硫化氢天然气，如五百梯二叠系气藏、建南下三叠统飞仙关气藏、川南自流井、庙高寺、川东北黄龙场等，这些气田的高含硫化氢气井一般小于 5 口，多数气井以不含硫化氢或低含、微含硫化氢为特征。

四川盆地高含硫化氢气田在 4 个油气区均有分布 (图 1-3), 其中川东气区高含硫化氢大气田最多, 主要由下三叠统飞仙关组的普光、罗家寨、渡口河、铁山坡、七里北和嘉陵江组的卧龙河气田组成, 含硫化氢天然气的储量规模占全盆地含硫化氢天然气的 70% 以上, 且硫化氢含量均较高, 都在 5% 以上, 多数大于 10%; 飞仙关组气藏硫化氢含量平均在 14%, 部分高达 16%~17%。川南气区硫化氢主要分布在威远地区的震旦系气层中, 硫化氢含量不高, 但是含量比较稳定和均匀, 绝大多数分布在 0.9%~1.2%, 整体分布在 0.82%~1.53%, 平均为 1.07%。川中是四川盆地重要的含油区, 90% 以上的油田分布在该区, 主要的勘探层系是上三叠统和侏罗系; 而在中三叠统雷口坡组发现了硫化氢含量较高的磨溪气田, 硫化氢含量多数为 1.4%~2.1%, 少数井硫化氢含量高达 3.0%。川西北中坝气田硫化氢含量较高, 为 5.25%~8.34%, 主要层系为中三叠统雷口坡组。

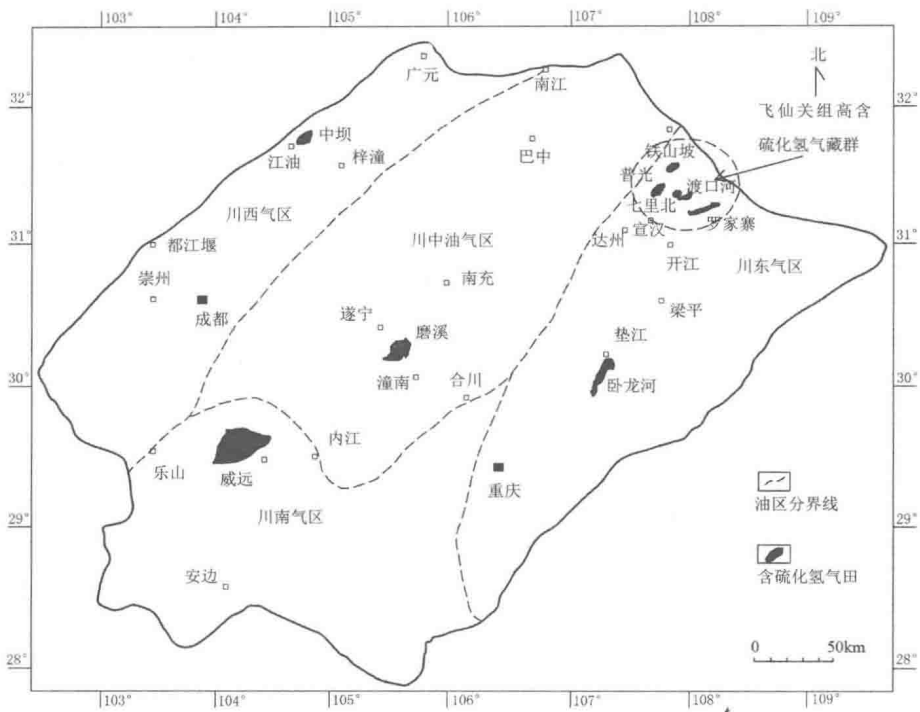


图 1-3 四川盆地含硫化氢气田分布 (朱光有等, 2006)

普光气田位于四川盆地东北部宣汉、达县地区黄金口构造双石庙—普光构造带，为一构造—岩性复合型大型气藏，是目前四川盆地发现的埋藏最深、储层最厚、丰度最高、规模最大的气田，也是目前我国海相地层中发现的最大气田，截至 2013 年 2 月已探明天然气地质储量 4 122 亿 m^3 。气藏北邻铁山坡气田、东南与渡口河、罗家寨等气田相邻，区内具有巨厚的烃源岩、良好的区域盖层和多套储集层，资源量巨大、资源丰度高（李玲等，2008）。为有效开发利用高含硫天然气资源，国务院将“川气东送”工程列为“十一五”国家重大工程，并将普光气田作为工程的主供气源（曹耀峰，2010）。

二、高含硫气田工程的组成

（一）气田开发工程的一般组成

气田开发工程主要由钻井工程、采气工程、地面工程三大类组成。

1. 钻井工程

钻井工程是一个多学科、多专业、多工种、技术性很强的施工过程，包括钻前工程、钻进工程和完井工程3个阶段。钻井工程的工艺主要包括选用高效率的钻头和最优的钻井技术参数以获得理想的钻进速度和最低成本，有效控制井眼倾斜和方位，合理控制地层压力，实现平衡压力钻井，加固井壁和保护好油气层，形成油气流的通道等工艺（周金葵，2007）。

（1）钻前工程

钻前工程是为钻井作业施工所进行的准备工作，包括钻井设计，测定井位，平整井场，道路施工，打混凝土基础，钻井设备检修，搬迁及安装，敷设水、电、通信线路和安装保温或降温设施等。

（2）钻进工程

钻进工程是钻井的基本施工过程，深井施工时要分多次钻进。钻井时要按工程设计组合钻具，配制钻井液，选择钻井参数。实施钻井施工时，由司钻、副司钻、并架工、内钳工、外钳工、场地工等岗位协作来完成钻进、起下钻、接卸钻杆单根、循环钻井液、取心等具体作业。

（3）完井工程

完井工程是钻井施工的最后阶段，由完井电测、井壁取心、下套管、注水泥、射孔和试气等环节组成。完井工程由钻井队人员和专业队伍交叉进行，共同完成。

2. 采气工程

采气工程是指在天然气开采工程中有关完井作业、试井及生产测井工艺技术、增产措施、天然气生产、井下作业与修井、地面集输与处理等工艺技术和采气工程方案设计的总称，是天然气开采工程中占有主导地位的一个系统工程，对天然气气田的高效益、高采收率开发具有举足轻重的作用（杨川东，1997）。

（1）采气工程的主要任务

①针对气藏的地质特征和储层特点，编制满足气田开发要求的采气工程方案，对气藏实施高效益、高采收率的开发；

②研究、发展适合气藏特点的采气工程工艺技术，并配套形成生产能力；

③对气井进行生产系统节点分析，优化采气工艺方式，提高气井的采气速度；

④推广、应用各种新技术、新装备，解决气田开发的工程技术问题；

⑤研究、制定、完善采气工程方面的有关标准、规程、规范，使采气工程技术、施工操作有章可循，实现标准化、规范化作业，确保优质、安全生产。

(2) 我国采气工程的主要特点

1) 地质和储层的特殊性

从勘探部门提供的资源评价结果看,我国天然气埋藏深度大多在 3 000~6 000 m,埋深大于 3 500 m 的天然气资源为 58.39%,开发埋藏较深的气田必须要有水平较高的采气工程技术,这给采气工程技术带来了很大的困难。

2) 气藏产水的严重危害性

天然气多以消耗能量的衰竭方式开采,一般纯气驱气藏的最终采收率可高达 90%以上,但对产水气藏而言,开采工程技术的难度要大得多。

气藏产水后,水气在渗流通道和自喷管柱内形成两相流动,增大了气藏和气井的能量损失,降低了气相的渗透率,并分割气藏形成了死气区,从而使采气速度和一次开采的采收率大大降低,平均采收率仅为 40%~60%,需要依靠二次开采的排水采气工艺技术,并投入较大的工作量才能开采出来。而有的水淹气井,虽经多种工艺措施排出大量地层水,只要未能复产,就存在着无效投入的可能性。因此,采气工程技术具有显著的风险性、艰巨性。

3) 流体的高腐蚀性

我国相当一部分气井所产的天然气含有高腐蚀性的 H_2S 、 CO_2 等酸性气体,四川盆地气田的硫化氢含量大于 200 mg/m^3 (标态) 的天然气储量就占探明储量的 70%,需脱硫处理后才能外输的气量占总产气量的 64%左右。四川盆地威远气田几乎 2~3 年必须更换一次井下油管,川中磨溪气田及川东地区部分石炭系气藏也连续发现井下管串严重腐蚀的情况,从而给采气工程作业及配套装备提出了苛刻的要求。

4) 天然气的可爆性和高压的危险性

天然气气藏一般具有较高的压力,特别是一些深层天然气气藏,常常形成某些高压和超高压层段。天然气又是一种易燃易爆性气体,天然气与空气的混合物在封闭系统中遇到明火,可发生爆炸。在常温常压下,天然气的可爆性限为 5%~15%,其单位体积重量不到水的 1%,具有很大的可压缩性和膨胀性,使气井井口压力不仅远远高于具有相同井深和井底压力的油井井口压力,而且对气井的井下工艺作业的防火、防爆措施要求更为严格。由于气藏的压力系数很高,液柱压力一旦与之失去平衡,则其释放速度非常迅猛,将会造成强烈井喷,从而增加了采气工程作业的难度和危险性。

3. 地面工程

地面工程是由集输管网(采气管网、集气支线和干线)、气体净化与加工装置以及各种用途的站场所组成,它是一个统一的密闭气动力系统(贺鹏,2013)。

(1) 站场

站场主要包括井场、集气站、压气站、天然气处理厂(或装置)、调压计量站(配气站)及清管站生产设施。

(2) 集输管网

集输管网包括集气管线和输气干线。在矿场内部,将各井天然气输送到集气站的输气管道统称集气管网。将矿场处理好的天然气送到远处的用户的输气管线称为输气干线。

(二) 净化工程的一般组成

净化工程一般分为集气站净化工程和净化厂工程。目前我国投产运行的高含硫天然气气田建设了大型净化厂净化高含硫天然气，这里主要介绍净化厂工程。

净化厂工程是以高含硫天然气为原料，通过脱硫和脱水，生产净化天然气产品，同时回收副产品——硫黄的净化工程。净化厂主要由脱硫装置、脱水装置、硫黄回收装置、硫黄成型装置、尾气燃烧装置、酸水气凝装置、焚烧炉和烟囱等组成（彭磊，2009）。

高含硫天然气净化的一般流程为：原料天然气经集气末站进入净化厂的原料气过滤分离设施，经沉降和过滤分离，除去原料气中携带的杂质和部分游离水后，进入脱硫装置，用 MDEA（甲基二乙醇胺）溶剂选择性脱除天然气中 H_2S 和部分 CO_2 ，湿净化气进入 TEG（三甘醇）脱水装置后和酸水汽提装置的酸气一并进入二级常规 Claus 硫黄回收装置回收硫黄，硫回收率可达 95%（李国欣等，2009；李奎，2007）。硫黄回收的尾气进入 SCOT 尾气处理装置，使总硫回收率约为 99.8%。液硫输送至硫黄成型装置，称量装袋后出厂。尾气处理装置吸收塔顶出来的气体经灼烧后排入大气。工艺流程见图 1-4。

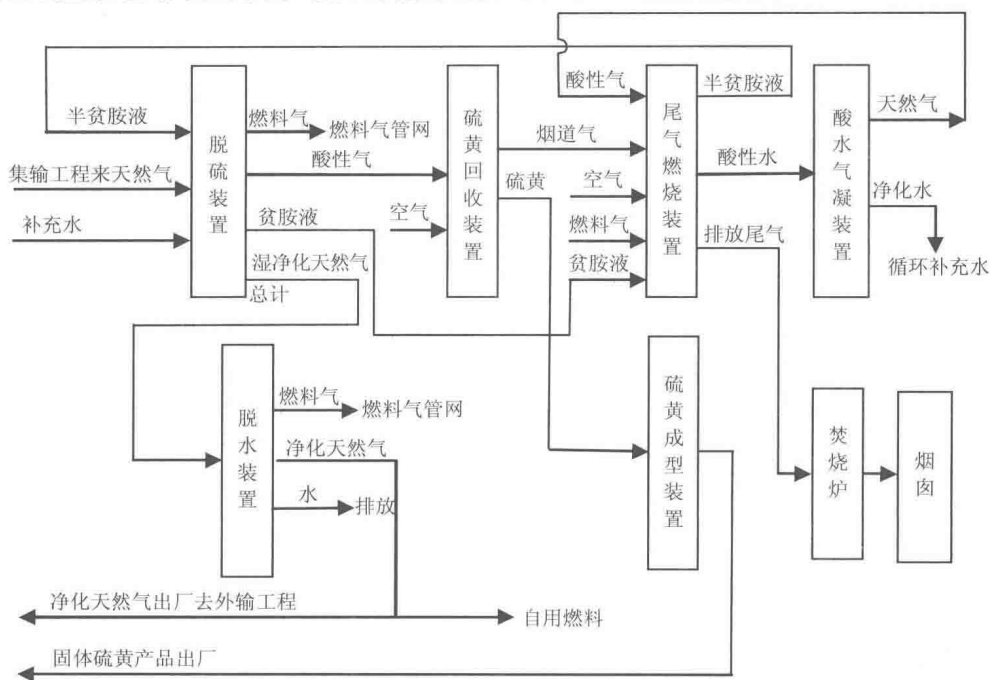


图 1-4 净化厂工程工艺流程

1. 天然气脱硫

天然气净化厂的天然气脱硫采用甲基二乙醇胺（MDEA）法，由于该法不能脱除有机硫，因此在工艺中设置气相固定床反应器，通过催化剂的作用使 COS 水解为 H_2S 和 CO_2 ，从而减少原料气中有机硫的含量。

采用该工艺方法脱硫，商品天然气中总硫含量（以硫计）小于 200 mg/m^3 ，满足《天