

油田生产环境安全评价与管理

李 巍 张 震 闫毓霞 编著



化学工业出版社
环境科学与工程出版中心

· 北 京 ·

(京) 新登字 039 号

图书在版编目 (CIP) 数据

油田生产环境安全评价与管理/ 李巍, 张震, 闫毓霞
编著. —北京: 化学工业出版社, 2005. 2

ISBN 7-5025-6651-1

. 油... . 李... 张... 闫... . 石油
开采-环境影响-评价 石油开采-环境-风险分析
. X322

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2005)第 011157 号

油田生产环境安全评价与管理

李 巍 张 震 闫毓霞 编著

责任编辑: 刘兴春

责任校对: 吴 静

封面设计: 于剑凝

*

化 学 工 业 出 版 社 出版发行
环境科学与工程出版中心

(北京市朝阳区惠新里 3 号 邮政编码 100029)

发行电话: (010) 64982530

[http:// www. cip. com. cn](http://www.cip.com.cn)

*

新华书店北京发行所经销

北京云浩印刷有限责任公司印刷

三河市东柳装订厂装订

开本 720mm × 1000mm 1/ 16 印张 15 字数 284 千字

2005 年 3 月第 1 版 2005 年 3 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5025-6651-1/ X · 583

定 价: 32.00 元

版权所有 违者必究

该书如有缺页、倒页、脱页者, 本社发行部负责退换

前 言

石油素有“工业的血液”之称，是当今世界最重要的能源，是推动国家社会经济可持续发展的能源基础。

石油之所以在国民经济中具有举足轻重的地位，主要是因为石油产品及其合成材料被广泛地作为工业的能源和原料，而且很多情况下发挥着不可替代的作用。石油的主要产品如汽油、航油、柴油、润滑油、商品重油、食品蜡、全炼蜡、乳化蜡和三大合成材料包括合成树脂、合成纤维、合成橡胶，这些产品直接关系到交通运输、包装、汽车制造、建筑、电子、家电制造等行业的生存与发展。然而，我们在享受石油工业产品带给我们便利的同时，却不得不同步忍受油气田勘探、开发和石油化工生产所带来的环境污染与生态破坏。例如，大量的含油废水、挥发酚、化学耗氧量（COD）、硫化物、悬浮颗粒物（SS）、烃类、放射性同位素、噪声等污染物正在破坏人类赖以生存的生态环境，侵蚀人们的健康。而且，油田生产过程中可能发生各种突发性的事故并由此带来多种环境风险，如井喷、爆炸、火灾以及油气泄漏等。这些环境污染危害和近年来屡次发生的油气田事故提醒我们，必须不断加强油田生产的环境保护和安全管理。

另一方面，随着国家能源需求的飞速增长，油田的开采和生产规模不断扩大。与此同时，由于城市发展和建设的要求以及环境保护标准的提高，使得在原本依托油田建成的城市中，城市规划建设与油田开发和生产之间的矛盾日益突出。例如，在某些城市的规划和建设过程中，地方政府有时会勒令油田企业搬迁生产设施或忽视油气设施的潜在危险而紧邻建设，由此造成油田企业蒙受巨大经济损失，同时也给市政建设埋下事故祸根。对此，为了保护油田生产设施周围的环境安全、居民的人身财产安全和协调城市规划与油田生产之间的矛盾，必须识别各种油田生产设施的环境影响、风险及其可能性、影响程度和范围，在此基础上开展油田生产环境影响评价和环境风险评价，并在油田设施和周围不同环境功能区之间设置科学、合理的环境安全距离，同时不断加强和改进以健康、安全和环境（HSE）管理体系为核心的油田生产环境与安全综合管理，实现油田生产与环境保护的协调发展。

本书结合新近颁布实施的国家《环境影响评价法》和《清洁生产促进法》的规定和要求，在全面分析和识别油田生产过程中主要环境影响和环境风险因子的基础上，系统论述了油田生产环境影响评价和环境风险评价的理论、方法、标

准、技术要求和工作程序，提出和建立了油田生产环境安全距离理论和估算模型，并结合胜利油田东辛采油厂主要生产设施的环境影响评价与风险管理，系统应用和检验了油田主要生产设施（包括井场、站库、管线）环境安全距离的估算方法。在此基础上，针对油田生产过程中的污染防治、清洁生产、健康、安全、环境综合管理等内容，提出了油田生产环境安全管理的对策和方法。

全书由李巍和张震组织撰写，闫毓霞负责统稿。参加本书编写的还有李娜、刘艳菊、冷飞、姚长青、程红光、鱼京善、徐琳瑜、赵彦伟、张妍、赵伟、沈一青、赵青、尹心安、毛建素、祝贺、刘桂友等。王志强、郭霁、朱朝辉、刘真楷等为本书的编写提供了参考资料。在本书的编写过程中，自始至终得到了中国石化胜利油田有限公司安全与环保处领导的关心和技术检测中心的大力支持，在此表示深深的感谢。

由于油田生产环境安全是一个全新的研究课题，再加上编写时间紧迫，作者水平和经验有限，书中难免会有疏漏乃至不当之处，敬请读者批评指正。

编著者
2005年1月

目 录

1	油田生产与环境保护	1
1.1	石油与油田生产	1
1.1.1	石油的基本性质和特征	1
1.1.2	油田生产的主要环节	2
1.1.3	世界石油的生产和消费现状	3
1.2	我国的石油生产与消费概况	5
1.2.1	我国的石油生产概况	5
1.2.2	我国的石油消费概况	6
1.2.3	我国的石油需求预测	7
1.3	油田生产环境保护相关规定	8
1.3.1	我国石油化工环境保护的发展	8
1.3.2	相关国家法规	9
1.3.3	相关行业法规.....	11
1.3.4	相关地方法规.....	13
1.4	油田生产环境保护现状.....	13
1.4.1	国外油田生产的环境保护.....	13
1.4.2	国内油田生产的环境保护.....	16
2	油田生产过程中的主要环境影响.....	20
2.1	主要油田分布及污染源总体特征.....	20
2.1.1	主要油田概况及其分布.....	20
2.1.2	油田污染源总体特征.....	23
2.2	油田生产过程中的主要污染源和污染物.....	24
2.2.1	物探过程的主要污染源和污染物.....	25
2.2.2	钻井过程的主要污染源和污染物.....	26
2.2.3	测井过程的主要污染源和污染物.....	28
2.2.4	井下作业过程的主要污染源和污染物.....	29
2.2.5	采油过程的主要污染源和污染物.....	31
2.2.6	集输过程的主要污染源和污染物.....	32
2.3	油田生产过程的非污染生态影响.....	34

2.3.1	非污染生态影响的概念与特点.....	34
2.3.2	油田生产过程的非污染生态影响分析.....	35
3	油田生产环境影响评价.....	39
3.1	环境影响评价概述.....	39
3.1.1	我国环境影响评价的发展.....	39
3.1.2	环境影响评价的分类.....	41
3.1.3	环境影响评价的一般工作程序.....	42
3.1.4	环境影响评价工作的等级划分.....	43
3.2	油田生产建设项目工程分析.....	44
3.2.1	工程分析的主要任务.....	44
3.2.2	工程分析的原则.....	44
3.2.3	工程分析的对象及重点.....	45
3.2.4	工程分析的方法.....	46
3.2.5	工程分析专题报告编写要点.....	47
3.3	区域环境现状调查与评价.....	52
3.3.1	自然环境与社会环境调查.....	52
3.3.2	评价区污染源现状调查与评价.....	52
3.3.3	大气环境质量现状调查、监测与评价.....	52
3.3.4	地表水环境质量现状调查与评价.....	54
3.3.5	地下水环境质量现状调查与评价.....	56
3.3.6	土壤环境质量现状调查与评价.....	57
3.3.7	声环境现状调查与评价.....	58
3.3.8	生态环境质量现状调查与评价.....	58
3.3.9	人群健康现状调查.....	58
3.4	环境影响预测分析与评价.....	58
3.4.1	大气环境影响预测与评价.....	58
3.4.2	地表水环境影响预测与评价.....	62
3.4.3	地下水环境影响预测与评价.....	65
3.4.4	声环境影响预测与评价.....	67
3.4.5	土壤环境影响预测与评价.....	68
3.4.6	固体废物污染环境的影响分析.....	70
3.4.7	非污染生态影响分析与评价.....	71
3.5	环境影响评价结论.....	73
4	油田生产环境风险评价.....	75
4.1	环境风险评价概述.....	75

4.1.2	环境风险评价的基本概念和评价内容.....	75
4.1.3	环境风险管理.....	78
4.2	环境风险评价的指标和标准.....	79
4.2.1	环境风险评价指标.....	79
4.2.2	环境风险评价的标准.....	84
4.3	油田生产环境风险评价等级划分.....	86
4.4	油田生产环境风险评价工作程序.....	88
4.5	油田生产环境风险评价内容与方法.....	89
4.5.1	环境风险识别.....	89
4.5.2	环境风险分析.....	94
4.5.3	风险后果估算.....	96
4.5.4	环境风险综合评价	105
4.5.5	环境风险管理	106
4.5.6	应急措施预案	107
5	油田生产环境安全距离	111
5.1	研究意义与现状分析	111
5.1.1	研究意义	111
5.1.2	现状分析	111
5.2	环境安全距离的概念	112
5.2.1	环境安全	112
5.2.2	环境安全距离概念和分类	114
5.2.3	油田生产环境安全距离	115
5.3	油田生产环境安全距离的影响因素	116
5.3.1	源强及其确定	116
5.3.2	介质条件及特征	119
5.3.3	受体环境及其特征	123
5.4	油田生产环境安全距离估算模式	130
5.4.1	有害气体排放环境安全距离估算模式	131
5.4.2	噪声影响环境安全距离估算模式	135
5.4.3	火灾风险环境安全距离估算模式	137
5.4.4	爆炸风险环境安全距离估算模式	138
5.4.5	管线泄漏环境安全距离估算模式	139
5.5	油田生产设施环境安全距离估算方法	140
5.5.1	井场设施环境安全距离估算方法	140
5.5.2	站库设施环境安全距离估算方法	141

5.5.3	管线设施环境安全距离估算方法	141
6	油田生产环境安全距离研究案例——以胜利油田东辛采油厂为例	143
6.1	问题的由来及东辛采油厂概况	143
6.1.1	问题的由来	143
6.1.2	胜利油田东辛采油厂概况	143
6.2	区域自然环境条件与功能分析	144
6.2.1	气象条件分析	144
6.2.2	地下水、土壤和植被	150
6.2.3	环境功能区划	150
6.3	管线设施的环境安全距离	151
6.3.1	管线设施概况	151
6.3.2	管线泄漏环境风险安全距离	151
6.4	联合站设施的环境安全距离	160
6.4.1	联合站污染分析	160
6.4.2	联合站环境影响安全距离	165
6.4.3	联合站环境风险安全距离	166
6.5	计量站、注水站、配水间环境安全距离	167
6.5.1	计量站环境影响分析	167
6.5.2	注水站环境影响分析	168
6.5.3	配水间环境影响分析	168
6.5.4	计量站、注水站、配水间环境影响安全距离	169
6.6	采油井场环境安全距离	169
6.6.1	采油井场污染物分析	169
6.6.2	采油井场环境影响安全距离	170
6.6.3	采油井场环境风险安全距离	171
6.7	钻井井场环境安全距离	175
6.7.1	钻井井场污染物分析	175
6.7.2	钻井井场环境影响安全距离	175
6.7.3	钻井井场环境风险安全距离	176
6.8	作业井场设施环境安全距离	181
6.8.1	作业井场污染物分析	181
6.8.2	作业井场设施环境影响安全距离	182
6.8.3	作业井场环境风险安全距离	182
6.9	结论	183
6.9.1	设施分类结论	183

6.9.2	管线设施环境风险安全距离结论	183
6.9.3	站库设施环境安全距离结论	184
6.9.4	井场设施环境安全距离结论	184
6.10	对策和建议	190
6.10.1	针对已建生产设施噪声影响的建议	190
6.10.2	针对管道泄漏问题的建议	191
6.10.3	针对已建生产设施环境风险的建议	191
6.10.4	针对后建生产设施环境风险的建议	191
6.10.5	针对气态污染物排放的建议	191
7	油田生产环境安全管理	193
7.1	油田生产中的污染防治	193
7.1.1	物探过程中的污染防治	193
7.1.2	钻井过程中的污染防治	193
7.1.3	测井过程中的污染防治	196
7.1.4	井下作业过程的污染防治	196
7.1.5	采油过程中的污染防治	197
7.1.6	集输过程中的污染防治	200
7.1.7	非污染生态影响的减缓措施	202
7.2	全面实施清洁生产	202
7.2.1	石油企业实施清洁生产现状	202
7.2.2	石油企业实施清洁生产的技术和措施	203
7.3	大力加强健康、安全与环境综合管理	206
7.3.1	我国石油企业安全管理现状	206
7.3.2	建立 HSE 管理体系，加强环境安全管理	207
附录 1	相关名词和术语集释	211
附录 2	常用石油单位换算	227
参考文献	231

1 油田生产与环境保护

石油泛指各种天然形成的可燃性液态碳氢化合物，常含有氧、氮、石蜡及硫等组分。石油素有“工业的血液”之称，是当今世界最重要的能源，又是近代有机化工的重要原料，是推动国家社会经济可持续发展的能源基础。然而，石油生产会带来多种不利的环境影响，并且存在较大的环境风险。例如，油田生产过程中存在许多污染源，会产生各种污染物，可能对各种环境要素如大气、水体、土壤和声环境等造成不利影响，并且可能发生突发式、灾难性的事故，如井喷、爆炸、火灾以及油气泄漏等，不仅会造成人民生命、财产等的巨大损失，还可能对生态环境造成灾难性的后果。因此，做好油田生产的环境保护和安全管理至关重要。

1.1 石油与油田生产

1.1.1 石油的基本性质和特征

石油又称原油，是从地下深处开采的棕黑色可燃黏稠液体。石油一词最早见于公元 977 年中国北宋编著的《太平广记》，而其正式命名为“石油”是中国北宋杰出的科学家沈括（公元 1031 ~ 1095 年）在所著《梦溪笔谈》中，根据这种油“生于水际砂石，与泉水相杂，惘惘而出”而命名的。在石油一词出现之前，国外称石油为“魔鬼的汗珠”、“发光的水”等，中国称“石脂水”、“猛火油”、“石漆”等。

目前关于石油的成因有两种说法：一种是无机论，即石油是在基性岩浆中形成的；另一种是有机论，即各种有机物如动物、植物特别是低等的动植物如藻类、细菌、蚌壳、鱼类等死后埋藏在不断下沉缺氧的海湾、泻湖、三角洲、湖泊等地，经过复杂、漫长的物理化学过程，最后逐渐形成为石油。

石油是由碳氢化合物为主混合而成的，具有特殊气味的、有色的可燃性油质液体；天然气是以气态的碳氢化合物为主的各种气体组成的，具有特殊气味的、无色的易燃性混合气体。原油的颜色非常丰富，红、金黄、墨绿、黑、褐红，甚至透明。原油的颜色决定于它本身所含的胶质、沥青质的含量，含量越高颜色越深。原油的颜色越浅其油质越好，透明的原油可直接加在汽车油箱中代替汽油。原油的成分主要有油质（主要成分）、胶质（一种黏性的半固体物质）、沥青质

(暗褐色或黑色脆性固体物质)、碳质 (一种非碳氢化合物)。

石油的性质因产地而异, 密度为 $0.8 \sim 1.0 \text{ g/cm}^3$, 黏度范围很宽, 凝固点差别很大 ($30 \sim 60$), 沸点范围为常温到 500 以上, 可溶于多种有机溶剂, 不溶于水, 但可与水形成乳状液。组成石油的化学元素主要是碳 ($83\% \sim 87\%$)、氢 ($11\% \sim 14\%$), 其余为硫 ($0.06\% \sim 0.8\%$)、氮 ($0.02\% \sim 1.7\%$)、氧 ($0.08\% \sim 1.82\%$) 及微量金属元素 (镍、钒、铁等)。由碳和氢化合形成的烃类构成石油的主要组成部分, 约占 $95\% \sim 99\%$ 。含硫、氧、氮的化合物对石油产品有害, 在石油加工中应尽量除去。

不同产地的石油中各种烃类的结构和所占比例相差很大, 但主要属于烷烃、环烷烃、芳香烃三类。通常以烷烃为主的石油称为石蜡基石油; 以环烷烃、芳香烃为主的称环烷基石油; 介于二者之间的称中间基石油。我国主要原油的特点是含蜡较多, 凝固点高, 硫含量低, 镍、氮含量中等, 钒含量极少。除个别油田外, 原油中汽油馏分较少, 渣油占 $1/3$ 。不同组成类别的石油, 其加工方法也存在差别, 产品的性能也不同, 应当物尽其用。例如, 大庆原油的主要特点是含蜡量高, 凝点高, 硫含量低, 属低硫石蜡基原油。

1.1.2 油田生产的主要环节

从大的方面来讲, 从寻找石油到利用石油大致要经过 4 个主要环节, 即寻找、开采、输送和加工, 这 4 个环节一般又分别称为“石油勘探”、“油田开发”、“油气集输”和“石油炼制”。下面就这 4 个环节简单地追溯一下石油工业的发展历史。

“石油勘探”有许多方法, 但地下是否有油最终要靠钻井来证实。一个国家在钻井技术上的进步程度往往反映了这个国家石油工业的发展状况, 因此, 有的国家竞相宣布本国钻出了世界上第一口油井, 以表示他们在石油工业发展上迈出了最早的一步。

“油田开发”指的是用钻井的办法证实了油气的分布范围, 并且油井可以投入生产而形成一定的生产规模。从这个意义上说, 1821 年四川富顺县自流井气田的开发是世界上最早的天然气田。

“油气集输”技术也随着油气的开发应运而生, 公元 1875 年左右, 自流井气田采用当地盛产的竹子为原料, 去节打通, 外用麻布缠绕涂以桐油, 连接成我们现在称呼的“输气管道”, 总长 $100 \sim 150 \text{ km}$, 在当时的自流井地区, 绵延交织的管线翻越丘陵, 穿过沟涧, 形成输气网络, 使天然气的应用从井的附近延伸到远距离的盐灶, 推动了气田的开发, 使当时的天然气达到年产 7000 多万立方米。

至于“石油炼制”, 起始的年代还要更早一些, 北魏时所著的《水经注》, 成书年代大约是公元 512 ~ 518 年, 书中介绍了从石油中提炼润滑油的情况。英国

科学家李约瑟在有关论文中指出：“在公元十世纪，中国就已经有石油而且大量使用。由此可见，在这以前中国人就对石油进行蒸馏加工了”。说明早在公元6世纪我国就萌发了石油炼制工艺。

在整个的石油生产系统中，分工是非常细的。“物探”专门负责利用各种物探设备并结合地质资料在可能含油气的区域内确定油气层的位置；“钻井”利用各种钻井机械设备在含油气的区域钻探出1口油井并录取该地区的地质资料；“井下作业”利用井下作业设备在地面向井内下入各种井下工具或生产管柱以录取该井的各项生产资料，或使该井正常产出原油或天然气并负责日后石油井的维护作业；“采油”在石油井的正常生产过程中录取石油井的各项生产资料并对石油井的生产设备进行日常维护；“集输”负责原油的对外输送工作；“炼油”将输送到炼油厂的原油按要求炼制出不同的石油产品如汽油、柴油、煤油等。

除炼油之外的其他几个环节一起共同构成了“油田生产”的全部主要内容。

1.1.3 世界石油的生产和消费现状

世界石油资源十分丰富。在过去的20多年中，尽管主要石油生产国和国际大石油公司的储量替代率都超过了100%，但同期产出仍达60Gt原油。近年来，随着勘探技术进步、浅海和大陆架等新区的发现，世界剩余的探明可开采储量不仅没有减少，反而从1979年末的88.3Gt增加到1999年末的140.4Gt。2002年全球石油探明储量为142.7Gt，比2001年减少0.3Gt，储采比由2001年40.3增加到2002年40.6。按照2001年的产量水平还可以延续开采40多年。但世界石油资源分布及消费极不均衡，其主要集中在中东、北非、中亚、俄罗斯和北美4个地区，其剩余石油可采储量占世界的82.3%，待探明可开采石油资源占世界的72%；其中，中东和前苏联地区剩余石油可采储量占世界的72%，待探明可采石油资源占世界的28.7%（刘仕华等，2003）。表1-1为2002年世界主要国家和地区石油储量分布情况。

2002年全世界合计生产原油3556.8Mt，比2001年减少28.1Mt。北美664.4Mt（占18.7%），中南美335.7Mt（占9.4%），欧洲（包括独联体的亚洲部分）784.2Mt（占22.0%），中东1014.6Mt（占28.5%），非洲376.4Mt（占10.6%），亚太地区381.4Mt（占10.7%）；其中，中国石油总产量为168.9Mt，占世界总产量的4.75%。

在过去10多年中，亚太地区石油消费量年均增长5.4%，远远高于世界1.6%的平均水平，1992年更超过欧洲跃居世界第二大石油消费区。目前亚太地区剩余探明可采储量仅占世界总量的4.2%，石油产量占世界总量的10.4%，消费占世界的26.4%。北美洲作为世界第一大石油消费区，其消费量在世界石油消费总量中所占比重在1989~1999年间下降了0.2%，而此间亚太地区的石油

表 1-1 2002 年世界主要国家和地区石油探明储量分布

排 名	国家和地区	储量/ Gt	占世界比例/ %
1	沙特阿拉伯	36.0	25.0
2	伊拉克	15.2	10.7
3	科威特	13.3	9.2
4	阿联酋	13.0	9.2
5	伊朗	12.3	8.6
6	委内瑞拉	11.2	7.4
7	俄罗斯	8.2	5.7
8	美国	3.8	2.9
9	利比亚	3.8	2.8
10	尼日利亚	3.2	2.3
11	中国	2.5	1.7
12	墨西哥	1.8	1.2
世界石油储量		142.7	100

资料来源：马凤良．中国石油安全问题的研究．石油化工技术经济，2004，20（2）：1~7。

消费量却由 19.9% 增加到 26.9%，猛增了 7 个百分点，成为世界石油消费第一增长大户。美国、中国、日本、韩国、印度等作为世界经济中的经济强国、大国或增长潜力巨大的发展中国家，都是石油消费大国和净进口国，其国内生产的石油和天然气远远赶不上需求的巨大增长，石油需求和消费的自给能力很低，对外依存度不断增高。目前，北美消费的石油约为每天 2400 万桶，亚太 2000 万桶。美国、日本进口石油占石油消费总量的比重分别为 60% 和 80%。其中中东原油占进口比重为：美国 22%、日本 98%、中国 44%，其他亚太国家 73%。据专家预测，2005 年，亚太地区将超过北美成为世界第一大消费区。2002 年全球能源消费总量为 9405Mt 油当量，在能源消费结构中，石油占 37.45%、天然气占 24.26%，煤炭占 25.49%，核能占 6.49%，水力占 6.30%。2002 年世界石油消费总量为 3522.5Mt，比 2001 年增加 12Mt；其中，北美 1064.9Mt（占 30.2%），中南美 214.8Mt（占 6.1%），欧洲（包括独联体的亚洲部分）925.2Mt（占 26.3%），中东 207.4Mt（占 5.9%），非洲 118.6Mt（占 3.4%），亚太地区 991.6Mt（占 28.1%）。表 1-2 为 2002 年世界前 12 个国家石油消费量。

表 1-2 2002 年世界主要国家的石油消费量

排 序	国 家	石油消费量/ Mt	占世界比例/ %
1	美国	894.3	25.4
2	中国	245.7	7.0
3	日本	242.6	6.9
4	德国	127.2	3.6
5	俄罗斯	122.9	3.5
6	韩国	105.0	3.0
7	印度	97.7	2.8
8	意大利	92.9	2.6
9	法国	92.8	2.6
10	加拿大	89.7	2.5
11	巴西	85.4	2.4
12	墨西哥	80.9	2.3
世界石油消费总量		3522.5	

资料来源：马凤良．中国石油安全问题的研究．石油化工技术经济，2004，20（2）：1～7。

1.2 我国的石油生产与消费概况

在中国石油工业史上，有三个极具指标意义的“历史拐点”：第一个是1963年，大庆油田开始量产，《人民日报》上欢呼中国从此“把贫油的帽子丢进了太平洋”；第二个是1978年，原油产量首次突破亿吨大关，并连续20多年产量都保持在亿吨以上；第三个是1993年，中国开始成为石油净进口国。

1.2.1 我国的石油生产概况

中国目前石油最终可采储量较低，人均占有量只有10t，居世界第41位，仅相当于世界平均水平的11%；油气剩余可采储量多年没有较大的提高，占世界比重很低，而且储采比大大低于世界平均水平（见表1-3）。

表 1-3 中国石油天然气探明储量

年份	1981	1991	2001	2002		
				储 量	份额/ %	储采比(中国/ 世界)
石油/ 10 ⁹ 桶	19.9	24.0	24.0	18.3	1.7	14.8/ 40.6
天然气/ 10 ⁹ m ³	0.69	1.00	1.37	1.51	1.0	46.3/ 60.7

资料来源：BP Statistical Review of World Energy (June, 2002; June, 2003)。

我国的石油生产发展迅速。近 10 年产量稳定在 $(1.3 \sim 1.6) \times 10^8$ t，居世界第五位。2000 年我国石油产量达 1.576×10^8 t，东部老油区石油产量占 72.05%，主要集中在松辽和渤海湾两个大型盆地内，分别占全国总产量的 35.99% 和 32.81%。西部油区产油占全国的 13.09%，超过 2000×10^4 t 大关，其中准噶尔、柴达木、塔里木和吐哈分别占全国产量的 5.78%、1.26%、3.87% 和 1.77%。海上石油产量占全国产量的 11.28%，达 1777×10^4 t，略低于西部区，其中珠海口最高，占 7.39%；渤海其次，占 2.23%，但潜力较大。中部区产量占全国石油总产量的比重很低，仅为 3.54%，其中绝大部分产自鄂尔多斯盆地。目前，东部主力油田占全国石油产量 90%，但这些油田如大庆、胜利等已经开始老化，油质下降，产量递减。西部石油勘探尚未发现整装大型油田，虽然塔里木盆地预估储量甚丰，但采油成本太高，运输成本高昂，无法形成量产。其他地区每年新增原油探明储量不足，而且多数新探明的储油区埋藏深、油层薄、产量低。因此，中国的石油产量在未来 10 年左右不可能实现大幅度增长。

我国石油勘探的难度近年不断增大，石油产量增长缓慢，而且后备储量不足。在 1990 ~ 2000 年的 10 年间，我国石油产量年均增长率仅为 1.34%。包括松辽、渤海湾、二连、南华北、苏北等产油区的东部地区石油生产普遍出现递减，占全国的比重下降，并且递减趋势将进一步加大；鄂尔多斯盆地等中部产油区石油生产比较稳定，而且有上升趋势；西部产油区油气资源丰富，且勘探开发程度较低，油气储量和产量有望大幅度增加，将具有重大战略意义；海域石油生产发展迅速，产量增幅大。今后，国际油价的高低、未来石油探明储量增长的规模和国家宏观经济政策是影响石油生产的关键因素。

1.2.2 我国的石油消费概况

20 世纪 80 年代末，中国还是欧佩克之外最大的石油出口国，可是从 90 年代开始，经济的持续高速发展带动了石油消费量的急剧上升。1993 年石油进口量超过了石油出口量，在数量上成为净进口国；1995 年石油进口的金额超过了石油出口的金额，在石油贸易金额上成为石油净进口国。1996 年中国的石油产量居世界第 5 位，为 1.56×10^8 t，原油加工能力达到 2.3×10^8 t，石油与石油产品的进口量为 1393×10^4 t，相当于当年石油消费总量的 8%；1997 年原油进口量达到 3547×10^4 t；1998 年进口原油 2732×10^4 t，成品油 2174×10^4 t；1999 年原油和成品油净进口额为 4680×10^4 t。2002 年中国进口原油和油品总量为 8975×10^4 t，其中原油进口 6491×10^4 t，比 2001 年增长了 15.2%，进口额达到了 127.57 亿美元；油品进口 2034×10^4 t，进口额为 37.99 亿美元。

2003 年中国的石油形势发生了又一个重大的转折，石油年消费量、进口量超过了日本，成为仅次于美国的世界第二大石油消费国和进口国。中国的石油日

需求量，已由 2002 年的 497 万桶扩大到 2003 年的 552 万桶，总部位于巴黎的国际能源署（IEA）公布的数据显示，中国石油需求增长将占近 2 年世界石油需求增长的 1/3。这无疑要引起目前世界石油供应格局的重大变化。

1.2.3 我国的石油需求预测

近 10 年来，中国国民经济按年均 9.7% 的速度增长，原油消费量按年均 5.77% 的速度增加，而同期国内原油供应增长速度仅为 1.67%。这种石油供求矛盾使中国自 1993 年成为石油净进口国以来，进口量逐年增大，尤其是“九五”期间，石油净进口量从 1996 年的 13.5Mt 增加到 2000 年的约 70Mt。2002 年中国石油需求增长占全球石油需求增长的 80%，而其他国家仅占全球石油需求增长的 20%，这在历史上尚属首次。

未来 15 年内，我国国民经济将以 7% 左右的速度发展，预计原油需求将以 4% 左右的速度增加；同期国内石油产量增长速度却只有 2% 左右，低于石油需求增长速度，国内石油供需缺口将逐年加大。科技部《中国后续能源发展战略研究》对中国 2010 年和 2020 年的石油需求做了预测，分别为 280Mt 和 360Mt；中国石油天然气集团公司的研究报告预测，2005 年、2010 年、2015 年和 2020 年中国原油需求分别为 270Mt、310Mt、350Mt 和 400Mt。从表 1-4 中可以看出，2000 年预测的石油供需缺口为 40Mt，而实际却达到了将近 70Mt。中国经济对进口石油的依存度也将从 1999 年的约 30% 增至 2010 年的 40% 以上。

表 1-4 中国石油中长期供需与对外依存状况

单位：Mt

年份	2000	2010	2020	2050
国内需求量	200	300	400	500
国内供给量	160	170	180	100
供需缺口	40	130	220	400
对外依存度/ %	20	43	55	80

资料来源：周凤起，周大地主编，中国中长期能源战略，北京：中国计划出版社，1999，339。

此外，据美国能源部预测，2010 年和 2020 年，中国对外石油依存度将分别高达 50% 和 60%；而国际能源机构（IEA）预测的数字更高，将分别为 65% 和 76%。尽管国内外有关的预测数据有一定的出入（见表 1-5），但对中国石油安全变化趋势的估计却是一致的：即国内原油自给率不断下降，对外依存度越来越高。

截至 2002 年底，我国累计探明石油地质储量 20.3Gt。近几年来，尽管发现了一些大型油田，但仍不能改变石油的供不应求的状况，国内石油供小于求的态

势在进一步发展，若没有重大发现或技术突破，中国进口大量石油的局面仍将维持。

表 1-5 国内外机构对中国石油对外依存度的预测结果

预测机构	2010年	2020年
中国能源研究所	46 ~ 52	55 ~ 62
国际能源机构(IEA)	60	76
美国能源信息署(EIA)	49.7	65.5
欧佩克(OPEC)	45	52

1.3 油田生产环境保护相关规定

石油之所以在国民经济中具有举足轻重的地位，主要是因为石油产品及其合成材料被广泛作为工业的能源和原料，而且很多情况下发挥着不可替代的作用。石油的主要产品如汽油、航油、柴油、润滑油、商品重油、食品蜡、全炼蜡、乳化蜡和三大合成材料包括合成树脂、合成纤维、合成橡胶，这些产品直接关系到交通运输、包装、汽车制造、建筑、电子、家电制造等行业的生存与发展。然而，我们在享受石油工业产品给我们带来便利的同时，却不得不同时忍受着油气田勘探和石油化工生产所带来的环境污染与生态系统的破坏。大量的含油废水、挥发性酚、COD、硫化物、SS、烃类、放射性同位素、噪声等污染物正在破坏着人类赖以生存的生态环境，侵蚀着人们的健康。而这些环境污染现象和近年来屡次发生的油气田事故更是提醒人们，必须开展和不断加强油田生产的环境保护和安全管理。

1.3.1 我国石油化工环境保护的发展

解放前，我国的石油化工工业十分落后，资源浪费严重，污染物胡乱排放，根本没有环境保护的概念。新中国成立后，20世纪50年代中期开始在工厂的总排放口设隔油池等设施，尝试对水污染进行治理。随着石油工业的发展，环境污染日益严重，经过工业试验，60年代初开始在新建厂设计和建造有隔油、浮选、生物曝气处理设施的污水处理场。1973年，第一次全国环境保护工作会议提出了“全面规划、合理布局、综合利用、化害为利、依靠群众、大家动手、保护环境、造福人民”的环保方针。70年代，石油化工厂陆续设立了环境保护管理机构，各科研和设计单位也加强了环境保护研究。1979年后，国家根据已有的有关法规政策，颁布了环境保护管理条例，明确规定各企业必须成立环境保护管理机构，且厂长在环保方面要对国家负起法律责任。国家还成立了环境保护科技情

报中心，组织了石油化工污染情况调查，积累了一些基础数据。对工业污染的治理逐渐由单项治理转向综合防治，制定并认真贯彻“以防为主，防治结合，综合治理”的战略方针。各石油化工企业通过技术改造提高资源和能源的利用率，将“三废”消灭在生产过程中，控制污染物产生量；综合利用“三废”，实现废物资源化；不得不排放的污染物，要通过既先进又经济的技术净化，使之达到国家排放标准；加强企业环境管理，实行环境经济责任制。

中国石化总公司于 1983 年成立，大大促进了我国石油生产的环境保护工作。1983 年 12 月，我国召开了第二次环境保护工作会议，将环境保护工作确定为一项基本国策，肯定了环境保护工作在国家经济和社会发展中的重要地位。确定了“三同步”和“三统一”的战略方针，即“经济建设、城乡建设和环境建设要同步规划、同步实施、同步发展，做到经济效益、社会效益、环境效益的统一”。中国石化总公司认真贯彻“三同时”和环境影响评价制度，引进和自行研发了一些新环保技术，“三废”排放达标率提高，管理工作逐步走向法制，职工素质有较大提高，环境监测能力和水平提高较快，初步形成了一支专业环保和安全管理人才队伍。

进入 20 世纪 90 年代，自可持续发展战略提出后，石化行业将环境管理战略的重点转变为全过程的污染防治工作，重点开展和加强清洁生产和健康、安全、环境（HSE）综合管理。1995 年成立了清洁生产技术中心，开始推行清洁生产。1996~2002 年，中国石化先后分三批对 53 套生产装置进行清洁生产审核（其中第一批清洁生产示范装置 20 套，被认定为国家环保总局、联合国中国国家清洁生产中心清洁生产示范装置）。由于不断开展清洁生产，持续改进，2001 年与 1998 年相比，在工业总产值增加 64.5% 和实现利税增加 44.9% 的情况下，中国石化需经过二级生化处理的污水量下降了约 15%，生产单元排放 COD 量下降了 13.2%；外排污水中污染物量 COD 下降了 17.5%；万元产值（以 90 年不变价计算）COD 排放量下降了 19.7%；“三废”综合利用产值上升了 54.5%；环保设施固定资产增加了 58.4%。2002 年与 2001 年相比，外排污水中 COD 总量下降了 6.2%，万元产值（以 90 年不变价计算）COD 排放量下降了 8.4%，二氧化硫减少 3.4%，工业用新鲜水下降了 9.5%。总体上实现了增产减污，形成了较为良好的生产和环境协调发展的趋势。

1.3.2 相关国家法规

《中华人民共和国环境保护法》是我国环境保护的基本法律。它规定了我国环境保护的目的、任务、方针和基本原则、基本政策、基本制度、公民权利和义务，以及违反该法律所应承担的法律责任。在《环境保护法》总的原则下，我国又陆续颁布了《海洋环境保护法》、《水污染防治法》、《大气污染防治法》、《固体

《废物污染环境防治法》、《环境噪声污染防治法》、《环境影响评价法》、《放射性污染防治法》等法律及其实施细则。

《环境保护法》对环境做了如下定义：环境是指影响人类生存和发展的各种天然和经过人工改造的自然因素的总体，包括大气、土地、矿藏、森林、草原、野生生物、自然遗迹、人文遗迹、自然保护区、名胜风景区、城市和乡村。我国人口不断增加，经济发展迅速，对资源和能源的需求不断扩充，同时能源、资源浪费严重，对生物资源的开发破坏也很严重，因此我国虽然地大物博，资源和能源使用前景也同样十分严峻。为了合理开发利用和保护自然资源，我国颁布了诸多资源保护法律，包括《森林法》、《水法》、《土地管理法》、《矿产资源法》、《草原法》、《水土保持法》、《渔业法》、《农业法》、《野生动物保护法》等。

为了防止海洋石油勘探开发对海洋环境的污染损害，国务院于 1983 年颁布实施了《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》。该条例规定，企业或作业者在编制油（气）田总体开发方案的同时，必须编制海洋环境影响报告书，并报主管部门审批；企业、事业单位、作业者应具备防治油污染事故的应急能力，制定应急计划，配备与其所从事的海洋石油勘探开发规模相适应的油回收设施和围油、消油器材。同时对废弃物的环境管理也提出了相关要求，例如，残油、废油、油基泥浆、含油垃圾和其他有毒残液残渣必须回收，不得排放或弃置入海；大量工业垃圾的弃置，按照海洋倾废的规定管理；零星工业垃圾，不得投弃于渔业水域和航道；生活垃圾，需要在距最近陆地 12 海里以内投弃的，应经粉碎处理，粒径应小于 25mm。

为了保障石油工业的发展，促进国际经济合作和技术交流，国务院又分别于 1982 年和 1993 年颁布和实施了《中华人民共和国对外合作开采海洋石油资源条例》（以下简称《海油条例》）和《中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例》（2001 年修订，以下简称《陆油条例》）。这两个条例分别就对外合作开采海洋石油资源和陆上石油资源做出了相关规定，其中包括有关环境保护方面的要求。例如，《海油条例》第二十四条规定：“作业者和承包者在实施石油作业中，应当遵守中华人民共和国有关环境保护和安全方面的法律规定，并参照国际惯例进行作业，保护渔业资源和其他自然资源，防止对大气、海洋、河流、湖泊和陆地等环境的污染和损害。”《陆油条例》第二十二条要求：“作业者和承包者在实施石油作业中，应当遵守国家有关环境保护和安全作业方面的法律、法规和标准，并按照国际惯例进行作业，保护农田、水产、森林资源和其他自然资源，防止对大气、海洋、河流、湖泊、地下水和陆地其他环境的污染和损害。”

此外，由于环境污染问题往往不受人划分的国界或地区界线的限制，解决环境问题需要国际合作。我国目前已经参加的相关国际公约主要有《联合国气候变化框架公约》、《保护臭氧层维也纳公约》、《生物多样性公约》、《联合国海洋法

公约》、《濒危野生动植物物种国际贸易公约》、《控制危险废物越境转移及其处置巴塞尔公约》等。

1.3.3 相关行业法规

(1) 《石化行业环境保护工作条例》

《石化行业环境保护工作条例》（以下简称《条例》）于1984年制定，1999年进行了修订。《条例》在“总则”中规定：石化企业环境保护的任务是在建设、生产过程中认真贯彻环保32字方针，在污染防治上，以防为主，防治结合，加强科学管理，依靠技术进步，采用无污染、少污染的工艺，防止污染大气、水源、海洋、湖泊、土地、森林、草原、野生动物、植物，为人民造就清洁、适宜的生活和劳动环境，保护人民健康，促进国民经济的发展。

《条例》（修订后）总结了十几年石化企业的环保经验和教训，强化和完善了环境保护及管理制度。例如，明确规定了石化行业实行环保责任制，企业法人或企业行政第一负责人为环保工作的第一负责人，全权负责环保工作；强调了环保部门必须参加企业决策的权力；针对国家陆续出台的政策法规及石化机构重组，增加了钻井、采油、海洋勘探、采油作业方面的环保内容，全方位加强了石化行业的环境保护和管理；对石化企业各职能部门及各企业的领导的环保职责提出了明确的要求；结合国家对固体废物分类管理等新规定，对规范企业固废管理提出了明确要求。《条例》规定，环保科研攻关要在总公司的领导下设立专门研究机构，制定科研攻关计划，保证科研经费，配置必要的环保科研设备；防治污染不过关的科研成果或新技术一律不予鉴定和推广使用；要从革新工艺入手积极开发和推广少污染和无污染的新工艺、新技术、新设备，尽量在生产过程中消灭污染物，充分提高原材料的利用率，减少物料流失和跑、冒、滴、漏，减少环境污染；对“三废”的排放要综合利用、变废为宝、变害为利；污染物排放必须达标。

在《条例》的总原则下，国家及石化企业又陆续制定了一系列规定、规范、条例和细则等，形成了一整套较为完善的环保管理体系，主要包括《石油化工企业环境保护设计规范》、《石油化工污水处理厂设计规范》、《中石化环境监测工作条例》、《中石化建设项目环境保护管理实施细则》、《石油化工企业卫生防护距离》、《企业污水处理分级控制管理办法》、《污水处理分级收费管理办法》等。

(2) 《石油化工建设项目环境保护管理实施细则》

依据国家《建设项目环境保护管理办法》，石化行业及相关部门于1989年颁布《石油化工建设项目环境保护管理实施细则》（以下简称《细则》），并于1999年进行了修订。《细则》强调石化项目的环境影响评价工作要由熟悉石化生产工艺、排污特征和治理技术，具备工程分析能力，持有甲级评价资格的单位来承

担。修订后的《细则》，依据建设项目环保管理新要求，规定对项目进行分类管理、分级评价，并进一步细化了环保设施竣工验收的程序和内容。《细则》明确规定环境影响评价报告书应该提出污染防治对策；可行性研究报告中应包括环保投资估算，并使其在初步设计中落实。

《石化行业环境保护工作条例》和《石油化工建设项目环境保护管理实施细则》两法规是我国石化工业环境管理中最基本和最重要的法规。石化行业还陆续制定了系列具体规定和办法等，如《中国石化环境监测工作条例》、《中国石化环境保护技术经济指标统计报表制定》、《中国石化环境影响评价单位考核办法》等。

(3) 《石油化工建设项目环境影响评价技术导则》

为了使环境影响评价突出体现石化行业的特点，有针对性地加强评价的监督指导作用，充分发挥环境评价制度的效力，石化行业根据1993年出台的《环境影响评价导则》的基本原则，结合石化行业环评的特点和多年的经验教训，制定了石化行业环评规范。经国家环境保护总局审批后，于2003年4月1日颁布了《石油化工建设项目环境影响评价技术导则》（以下简称《石化导则》）。

《石化导则》在认真贯彻国家各项政策法规的基础上，对建设项目提出了如下新的要求。

“以新带老”制度 由于环境标准不断提高，石化企业某些老设施或流程等已经不符合环保要求，需要改造，“以新带老”是行之有效的方法。《石化导则》明确要求在报告书中列出“以新带老”计划和规划项目表，表中要包括项目名称、工程内容、投资和时间安排等内容。

“三同时”制度 《石化导则》规定所有建设项目必须认真执行“三同时”制度，要求报告书中必须给出“三同时”项目表，内容应包括项目名称、工程内容、工程投资和完成时间。

清洁生产 《石化导则》较早将清洁生产纳入其中，从原料、工艺、设备和产品几个方面分析项目的清洁生产水平，并从能耗、物耗、单位产品新鲜水耗、污水排放量、水重复利用率和污水回收利用率等方面进行清洁生产定量分析。

总量控制 《石化导则》提出，如果企业污染物总量水平核算不能满足当地政府下达的总量控制指标，环评报告中应提出强化达标措施，如降低燃料含硫量、提高水的回用率等，或向当地政府提出调整总量控制目标的要求。

节约用水 《石化导则》强调企业要节约用水，要求在工程分析的基础上，从工艺入手挖掘节水潜力，提出节水措施。

报告书标准化 《石化导则》按“标准化”的规范要求，对大纲和报告书的基本格式做了规定，统一了封面项目、标题和条款的格式。

《石化导则》提高了环评的针对性、实用性和可操作性，有力促进了石化企业环境保护工作和企业的可持续发展。

1.3.4 相关地方法规

在相关国家和行业环境保护法规的框架内，我国几个主要产油区的地方政府为了加强石油开采和生产的环境保护和管理，也相继制定了一些地方法规。其中，最具代表性的是山东省 1994 年制定的《山东省陆上石油勘探开发环境保护条例》、辽宁省 1996 年颁布的《辽宁省石油勘探开发环境保护管理条例》和河北省 1999 年实施的《河北省陆上石油勘探开发环境保护管理办法》。这些条例或办法结合各地方实际情况，针对陆上石油勘探开发环境保护的基本原则、污染防治措施、环境监督管理、法律责任等均做出了明确规定。

1.4 油田生产环境保护现状

1.4.1 国外油田生产的环境保护

英国、荷兰、挪威、美国等一些发达国家的石油开发生产企业的环境保护工作，无论在环境管理体系方面还是在污染物的治理措施、技术上都比较完善和成熟。国内情况与之相比还有一定的差距。

1.4.1.1 环境管理体系

(1) ISO 14000 环境管理体系认证

石油生产企业的作业工程队通过 ISO 14000 认证是取得开发和生产活动所在地区或国家许可的前提条件之一，而且发达国家的大型石油生产企业自身环保意识比较高，因此他们都非常重视并且大力推行 ISO 14000 环境管理体系标准，并积极实施健康、安全和环境（HSE）管理体系，将 HSE 视为贯彻 ISO 14000 的基础和保障。例如，英国的 BP Amoco 石油公司目前几乎全部所属企业都通过了 ISO 14000 体系认证。

(2) HSE 管理体系

发达国家大型石油生产企业都非常重视健康、安全和环境（HSE）的协调统一，总部及所属企业已经自上而下地形成了一套完整的 HSE 管理体系。例如，BP Amoco 公司认为良好的 HSE 行为是事业成功的一项重要保证，其 HSE 理念是为 BP Amoco 效力的人无论其在何处，都应对 HSE 负起责任（赵晓宁，曾向东等，2001）。

国外大型石油生产企业的 HSE 管理机构往往由决策层、执行层和操作层 3

个层次组成。

决策层 决策层通常是一个由副总裁或其他企业高级干部领导的集团 HSE 委员会。主要职责是制定 HSE 目标及各项政策，并评估各部门提交的 HSE 年度报告。

执行层 执行层主要由石油勘探开发、石油生产、石油集输、炼油化工等各部门经理组成，主要任务是在本部门监督执行决策层制定的各项 HSE 方针政策。

操作层 操作层是具体实施 HSE 的部门，是 HSE 管理体系有效推行的基础和保障，其主体是企业各基层生产单位。国外大型石油生产企业的 HSE 操作层规模庞大，如 BP Amoco 公司共有 800 多名从事 HSE 的专职人员，每个地区还有 1 名 HSE 事务经理。

(3) 石油开发、生产项目的环境保护管理

国外各大型石油公司从总部到上、下游板块及各油田生产单位，均设有完善的环保管理组织机构，实行以部门经理为首的项目（专业）经理负责制的管理制度。环保管理专职人员充足，管理各层次分工明确。以上游事业部为例，设有勘探、钻井、生产管理、国际合作、生态及项目评价等各部专门经理，专业环保管理人员约占 HSE 部门总人数的 40% ~ 50%，每人一岗，责任明确，管理规范、到位。

(4) 污染物排放管理

出于自身较强的环保意识和政府法规的要求，发达国家大型石油生产企业均严格限制污染物的排放，而且努力将其控制在远低于排放标准的限制之下。

主要控制的排放污染物类型有：(a) 废气，包括 SO_x 、 NO_x 、 H_2S 、VOC 等；(b) 废水，包括石油烃等；(c) 固体废弃物，包括岩屑、废泥浆等。

除上述常规污染物外，发达国家大型石油生产企业通常都强调对 CFC、HCFC、哈龙等臭氧层损耗物质和 CO_2 、 CH_4 等温室气体排放量的控制。

(5) 环境年报的编制与发布

企业编制和发布环境报告的主要目的是宣传公司的环境保护理念和目标，展示公司的环保业绩，提高公司的环保形象，最终为公司赚取更大利润拓展环境空间。发达国家大型石油生产企业都定期通过互联网或其他媒体等途径向社会公开发布年度环境报告，并且不回避企业在保护环境方面存在的主要问题。例如，BP Amoco 公司下属的 Wytch Farm 油田在 1999 年度环境报告中披露了本年度发生的氯离子浓度超标、噪声影响、废水泄漏等污染事件，并坦言油田未能实现年度“零泄漏”的目标。挪威国家石油公司（State Oil）也在 1999 年度的环境报告中，坦言 CO_x 、 NO_x 等污染物的排放量和溢油量比上年度有所增加，并详细说明了原因（赵晓宁，曾向东等，2001）。

1.4.1.2 污染防治措施

(1) 采油（气）废水的处理

采油（气）过程中常常带出大量的水，既包括储油（气）层中的天然水也包括为保持产油压力而回注到储层中的水。采出水比例随油气田的老化而增加。发达国家大型石油生产企业的采油（气）废水大部分都得以回注，剩余排放也受到严格限制。例如 BP Amoco 公司规定，现有生产作业设施排放的采油废水，必须在达到当地环保标准要求的基础上，实现持续改善的目标；所有新建项目，将实行“零排放”。其下属的 Wytch Farm 油田的一个采油井场，其地面均用橡胶做了防渗处理，而且井场周围设有专门用于收集雨水和地面水的边沟。雨水和地面水等经过滤处理和油水分离后，连同采油废水一起回注。

(2) 固定噪声源的治理

发达国家大型石油生产企业对钻机、抽油机等固定噪声源的治理都比较彻底。尤其是当井场和油气集输站等位于环境敏感区时，几乎所有固定噪声源都采取了隔声降噪措施。

通常的治理措施是将固定噪声源置于四周完全封闭的隔声间内，或在环境敏感区一侧建隔声墙，一般可降低噪声 20dB 以上。隔声间内安装有用聚酯类泡沫材料做成标准型隔声板，不仅隔声性能良好，而且组装和拆卸方便，有利于降低噪声治理成本、实现标准化作业。降噪措施有效地解决了石油生产过程中噪声扰民等问题。

(3) 废泥浆和岩屑等固体废物的处理

钻井泥浆分为水基泥浆、油基泥浆和合成基泥浆等三类，其中油基泥浆和合成基泥浆往往在钻井难度大时才使用。钻井过程中，油基泥浆中的油类物质会污染岩屑。目前，许多发达国家大型石油生产企业已禁止排放油基泥浆，并逐渐禁止外排合成基泥浆，钻井岩屑也将禁止排入水体。海上钻井作业产生的废泥浆和岩屑必须回注海底，或送回岸上处理和处置，或循环使用。

在 Wytch Farm 油田，废泥浆和岩屑使用专门的容器收集，然后送到处理场集中处理。其流程如图 1-1 所示。

(4) 环境敏感区作业方式

在诸如自然保护区、森林保护区、渔业保护区、度假区、居民区等环境敏感区及其附近地区进行石油勘探开发和生产作业是石油生产企业常遇到的问题。例如，Wytch

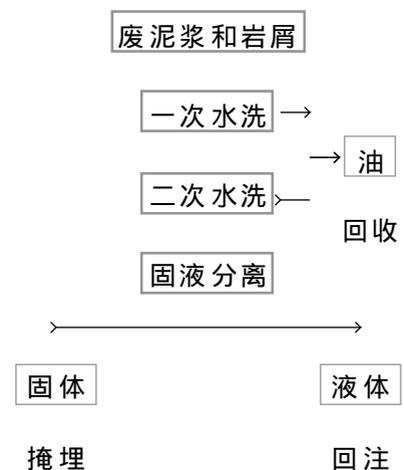


图 1-1 Wytch Farm 油田废泥浆和岩屑处理流程

Farm 油田就位于伦敦南部的一个具有极高风景和森林保护价值的城郊海湾游览区，是西欧最大的陆上油田之一；为了获得在该地区进行油气勘探开发和生产的许可，Wytch Farm 油田和当地自然保护区管理部门、环保部门、当地贸易工业部门及当地社会名流组成环保委员会，并制定以保护环境为目的的互相协商、公众交流、听取反馈、取得一致、实现承诺 5 项准则。在 5 项准则的基础上，Wytch Farm 油田采取了许多保护环境的措施，使景观和森林等得到有效保护。整个油田与周围环境融为一体，除非是从井场上空俯瞰，否则人们很难发现浓密的森林中还存在着一个正在生产且规模很大的油田。

作业前开展景观环境影响评价，采取措施保护当地景观。例如，建筑物外观颜色和四周环境协调一致；使油田所有建筑物高度均低于井场周围的树高目标值等。

注重森林保护。建井场所砍伐的树木，必须在井场周围或附近区域加倍补种；划定 4 倍于井场占地面积的森林保护区。

注重保护地下文物和地面植被。例如，作业前先勘探地下是否有文物古迹，收集地表覆盖的植被信息或种子资源；作业完成后，利用收集的种子资源或信息，在覆土上重新恢复原有植被。

大力防治污染。井场空闲地面都浇筑水泥，做防渗处理；且除井场集水系统外，四周也有防渗积水边沟。

通过使用低噪声钻井设备、密闭隔声等措施降低作业噪声，使钻井作业对外界的噪声低于 40dB (A)，使抽油机及各种机泵等固定噪声源对外界的噪声影响低于 35dB (A)。

落地油、采油废水、生活污水、雨水以及其他地面水等全部收集起来进行油水分离和过滤等处理，然后回收污油、回注废水，实现了废水零排放。

对废泥浆进行无害处理。

运用长距离水平井和丛式井技术，减少占地面积和避开高度环境敏感地区。例如 1 个井台可以打 20 口丛式井，大大节省了占地空间。

实施规范化管理。安全设施齐全，醒目标示各种 HSE 标识；分类保管和回收各种垃圾；外来人员欲进入作业场地必须先接受安全教育，并穿戴安全防护衣帽、眼镜等防护器具，领队还要随身携带可燃气体报警器。

1.4.2 国内油田生产的环境保护

我国石油生产环境保护工作随着环境保护科学的发展和石油生产的发展得到了逐步的深化，环境立法的加强也使石油生产环境保护工作得以加强。总体上，有以下几个特点。

1) 越来越重视石油开发生产与环境协调共存，石油天然气生产开发对环境

影响的全局性受到了广泛关注。

2) 石油生产环境影响的综合评价和研究越来越深入。为了石油、天然气等资源的持续开发利用，工程项目环境影响的论证、预测和评价得到广泛重视和实施；整个油气开发生产的环境保护工作的研究已经系统化（陈文毅，1999）。

3) 环境管理、污染防治技术和措施等正逐渐走向完善和先进，不断向国际先进水平看齐。

但是，毕竟我国石油天然气勘探开发和生产的环境保护研究历史不长，经验、理论、方法和实践都有待提高，和国外先进水平比起来仍然在诸多方面存在一定的差距。

环保意识方面的差距 无论民众还是企业，在环境保护意识或自觉性方面，和发达国家之间存在差距。国外石油大公司大力进行环境保护工作，除去国家法规要求外，很大程度上是出于自发行动。他们认为，关注环保可以提升公司形象，取得民众和政府信任，同时可以促进技术进步，增强股东信心，从而获得更多的商机和利润（赵晓宁，曾向东等，2001）。而我国的许多企业却认识不足，环保行动也只是在法规强制要求的情况下才不得不采取。

职员环保培训方面的差距 国际大型石油公司普遍认为，较强的环保意识和专门的环保培训是做好环保工作的基础；只有及时的培训才能使环保作业程序和制度政策得到有效贯彻；个人环境行为十分重要。而我石油企业在职员的环保培训方面缺乏系统性、连续性和针对性等，存在明显差距。

污染控制方面的差距 国外石油大公司大多制定了污染物的具体管理和控制规定，外排的废水、废气和固体废物等污染物也都基本达标。而我国石油生产集团公司的环保设施处理能力有限，综合配套能力较差，各种污染物的排放达标率和处理率不高，距稳定达标排放还有一段距离（赵晓宁，曾向东等，2001）。而且集团公司下属企业的污染治理水平参差不齐，部分企业存在着突出的环保问题，例如上游企业中存在的油砂堆放污染环境、钻井废弃泥浆污染环境、回注水污染地下水、高矿化度采出水污染农田、三次采油污水排放超标、海洋勘探开发石油污染物和含油泥浆及岩屑超标排放等问题。

环境管理和清洁生产方面的差距 国外石油大公司大多建立了 HSE 管理体系或 ISO 14000 环境管理体系，配备了相应的环保机构、人员和设备；积极推行清洁生产和“零排放”，从原材料、工艺技术、设备到产品及服务等环节都尽量减少污染物的产生和排放。

环保设施技术水平和维护管理方面的差距 国外石油生产大型企业环保设施、装备和技术水平大同小异，环保设施往往就是石油生产装备的组成部分，管理维护上和生产设备一视同仁。而我国石油生产集团公司环保设施的技术水平远不如生产装备，而且管理维护上也受歧视，使其环保效能不能充分发挥。这也

反映了企业环保意识的落后。而且诸如采油废水处理及回注装备和设施、废泥浆的处理装备和设施、岩屑的处理装备和设施、钻井噪声的处理装备和设施、海上钻井作业污染防治设施、酸性气体处理及回收装备和设施、温室气体的排放与控制装备和设施等环保装备和设施尚不完善或尚未购建。

环境监控方面的差异 国外石油大公司已经实现自动化环境监控。环保信息会及时录入当地环境监测网，公众可以随时监督公司的环保行动和业绩。我国石油生产集团公司的环境监控工作多数还是依靠手工完成，难以及时获得系统、完整的环境监控数据，公众也很难及时了解公司环保动态，不利于保护环境和维护群众利益。

公众参与方面的差距 发达国家中，一般民众、承包商、非政府组织等社会团体等，都互相合作、积极参与、监督和协助政府和石油公司采取的环保行动，共同为保护环境而努力。而在我国，公众参与做得还远远不够，不过这种情况正在逐渐好转。

另外，我国石油勘探开发和生产的环境保护还存在下面一些不足之处。

1) 石油天然气开发、生产工程环境影响评价未能及时融入新的环境价值观。例如，工程的生态环境影响评价中，对土壤、水体、大气等的非污染生态影响的估值、定量和比较等研究不足，重视不够。

2) 目前油气开发、生产仍然更多地关注本身生产成果如何，经济效益高低等，而对开发、生产活动产生的社会和自然环境综合效应的关注还是不够，看不到全局利益。

3) 油气开发、生产行业的环境经济分析和评价研究起步较晚，属薄弱环节。经济评价大多仅针对工程的经济效益，忽视环境损益；在进行投入、产出、勘探力度的经济分析评价时，较注重产量、储量等直观的经济成果，轻视生态环境损益。

4) 环境保护资金投入不足。工程环保设计往往只是制定环保目标或措施，而未明确所需资金具体数目和来源，最终将由于资金不足而不能实施某些环保措施和实现环保目标。同时由于环保欠账等历史问题使国内石油企业环保投资明显不足，例如勘探开发的环保投入仅占总投入的1%左右。实际投入和亟待解决的环境问题之间严重失衡的现象在上游企业中很普遍，物探、钻井和试井、修井等作业中环保费用普遍没有列入生产成本。

5) 开发、生产工程的显性环境影响分析较多，隐性影响研究不足。水体的污染、大气污染、土壤污染、农作物损害等可视为显性环境影响，分析和评价方法比较成熟；而诸如对地下水的影响、非污染生态影响等隐性影响的分析则较少。

6) 环保科研力度不够。我国石油企业环保科研起点不高，系统性、规划性

不强，资金投入不足，基础研究、中试研究、先导性试验研究、技术的经济评估、发展规划和计划研究等方面十分薄弱；石油企业中专门进行环保问题研究的单位和人员缺乏，不能对问题系统、深入分析，提不出针对性强、经济技术可行性好的污染治理工艺和技术路线。

2 油田生产过程中的主要环境影响

2.1 主要油田分布及污染源总体特征

2.1.1 主要油田概况及其分布

我国石油可采资源量为 150×10^8 t 左右，预计石油远景总资源量 787×10^8 t。根据石油可采资源量的分析，陆上石油资源主要分布在松辽、渤海湾、塔里木、准噶尔和鄂尔多斯等地，共有石油可采资源 114.4×10^8 t，占陆上总资源量的 87.3%。海上石油资源分布在渤海为 9.2×10^8 t，占海域石油资源量的 48.7%。主要油田及其概况如下。我国的主要油田分布如图 2-1 所示。

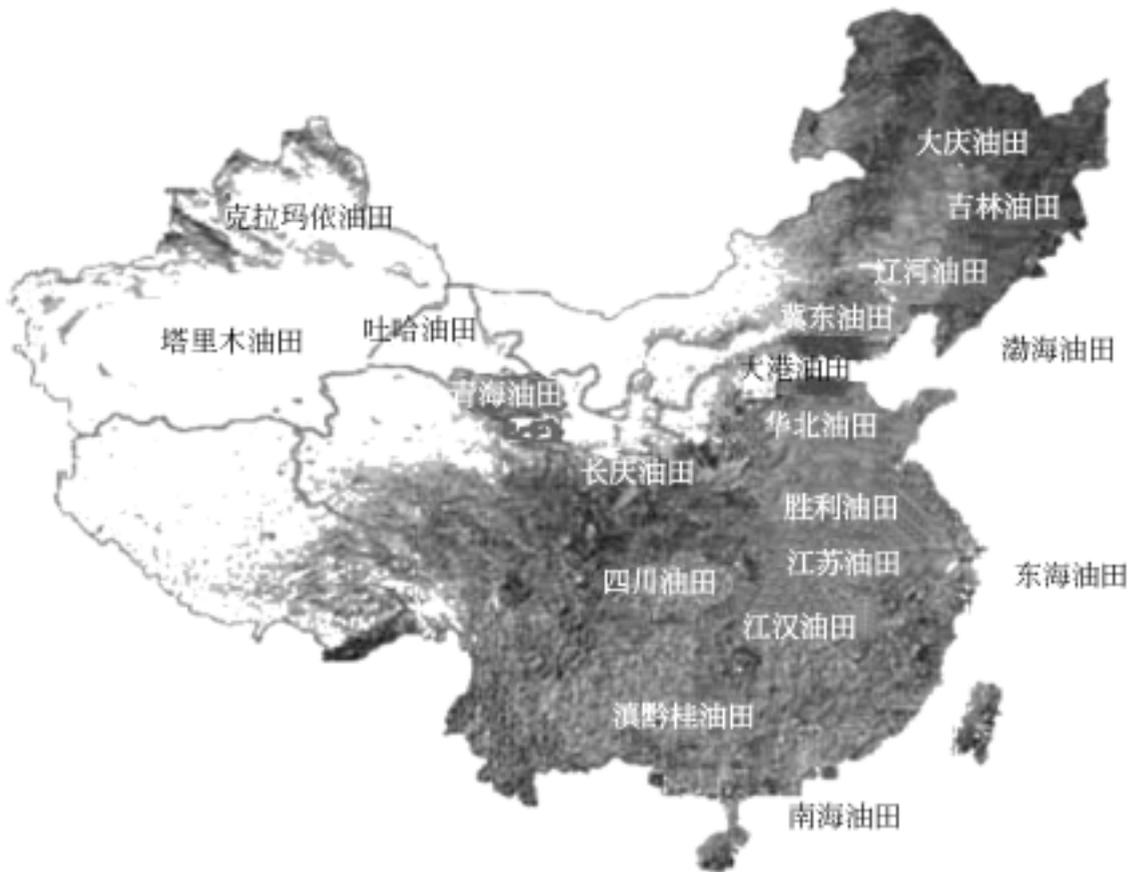


图 2-1 我国的主要油田分布

(1) 大庆油田

位于黑龙江省西部，松嫩平原中部，地处哈尔滨、齐齐哈尔市之间。油田南北长 140km，东西最宽处 70km，总面积 5470km^2 。1960 年 3 月党中央批准开展

石油会战，1963年形成了 600×10^4 t的生产能力，当年生产原油 439×10^4 t，对实现中国石油自给起了决定性作用。1976年原油产量突破 5000×10^4 t成为我国第1大油田。目前，大庆油田采用新工艺、新技术使原油产量仍然保持在 5000×10^4 t以上。

(2) 胜利油田

地处山东北部渤海之滨的黄河三角洲地带，主要分布在东营、滨州、德州、济南、潍坊、淄博、聊城、烟台等8个城市的28个县（区）境内，主要工作范围约 4.4×10^4 km²，是我国第2大油田。

(3) 辽河油田

油田主要分布在辽河中下游平原以及内蒙古东部和辽东湾滩海地区。已开发建设26个油田，建成兴隆台、曙光、欢喜岭、锦州、高升、沈阳、茨榆坨、冷家、科尔沁等9个主要生产基地，地跨辽宁省和内蒙古自治区的13市（地）32县（旗），总面积近 10×10^4 km²，产量居全国第3位。

(4) 克拉玛依油田

地处新疆克拉玛依市。目前已在准噶尔盆地和塔里木盆地找到了19个油气田，以克拉玛依为主，开发了15个油气田，建成 792×10^4 t原油配套生产能力（稀油 603.1×10^4 t，稠油 188.9×10^4 t）， 3.93×10^8 m³天然气生产能力。从1990年起，陆上原油产量居全国第4位。

(5) 四川油田

地处四川盆地，已有60年的历史，发现气田85个，油田12个，含油气构造55个。在盆地内建成南部、西南部、西北部、东部4个气区。目前天然气产量占全国总产量近1/2，是我国第1大气田。

(6) 华北油田

位于河北省中部冀中平原的任丘市，包括京、冀、晋、蒙区域内油气生产区。1975年，冀中平原上的一口探井（任4井）喷出日产千吨高产工业油流，发现了我国最大的碳酸盐岩潜山大油田任丘油田。1978年，原油产量达到 1723×10^4 t，为当年全国原油产量突破 1×10^8 t做出了重要贡献。直到1986年，保持年产原油 1×10^7 t达10年之久。目前原油年产量约400多万吨。

(7) 大港油田

位于天津市大港区，其勘探地域辽阔，包括大港探区及新疆尤尔都斯盆地，总勘探面积34629 km²，其中大港探区18629 km²。现已在大港探区建成投产15个油气田24个开发区，形成年产原油 430×10^4 t和天然气 3.8×10^8 m³生产能力。目前，发现了千米桥等上亿吨含油气构造，为老油田的增储上产开辟了新的油气区。

(8) 中原油田

地处河南省濮阳地区，于 1975 年发现，经过 20 年的勘探开发建设，已累计探明石油地质储量 4.55×10^8 t，探明天然气地质储量 395.7×10^8 m³，累计生产原油 7723×10^4 t、天然气 133.8×10^8 m³。现已是我国东部地区重要的石油天然气生产基地之一。

(9) 吉林油田

地处吉林省扶余地区，油气勘探开发在吉林省境内的两大盆地展开，先后发现并探明了 18 个油田，其中扶余、新民两个油田是储量超亿吨的大型油田，油田生产已达到年产原油 350×10^4 t 以上，原油加工能力 70×10^4 t 特大型企业的生产规模。

(10) 河南油田

地处豫西南的南阳盆地，矿区横跨南阳、驻马店、平顶山三地市，分布在新野、唐河等 8 县境内。已累计找到 14 个油田，探明石油地质储量 1.7×10^8 t 及含油面积 117.9 km²。

(11) 长庆油田

勘探区域主要在陕甘宁盆地，勘探总面积约 37×10^4 km²。油气勘探开发建设始于 1970 年，先后找到油气田 22 个，其中油田 19 个，累计探明油气地质储量 54188.8×10^4 t（含天然气探明储量 2330.08×10^8 m³，按当量折合原油储量在内），目前，成为我国主要的天然气产区，并成为北京天然气的主要输送基地。

(12) 江汉油田

是我国中南地区重要的综合型石油基地。油田主要分布在湖北省境内的潜江、荆沙等 7 个市县和山东寿光市、广饶县以及湖南省衡阳市。先后发现 24 个油气田，探明含油面积 139.6 km²、含气面积 71.04 km²，累计生产原油 2118.73×10^4 t、天然气 9.54×10^8 m³。

(13) 青海油田

位于青海省西北部柴达木盆地。盆地面积约 25×10^4 km²，沉积面积 12×10^4 km²，具有油气远景的中新生界沉积面积约 9.6×10^4 km²。目前已探明油田 16 个，气田 6 个。

(14) 塔里木油田

位于新疆南部的塔里木盆地。东西长 1400 km，南北最宽处 520 km，总面积 56×10^4 km²，是我国最大的内陆盆地。中部是号称“死亡之海”的塔克拉玛干大沙漠。1988 年，轮南 2 井喷出高产油气流后，经过 7 年的勘探，已探明 9 个大中型油气田、26 个含油气构造，累计探明油气地质储量 3.78×10^8 t，具备年产 500×10^4 t 原油、 25×10^8 m³ 天然气的资源保证。

(15) 吐哈油田

位于新疆吐鲁番、哈密盆地境内，负责吐鲁番、哈密盆地的石油勘探。盆地东西长 600km、南北宽 130km，面积约 $5.3 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。于 1991 年 2 月全面展开吐哈石油勘探开发会战。截止 1995 年底，共发现鄯善、温吉桑等 14 个油气田和 6 个含油气构造，探明含油气面积 178.1 km^2 ，累计探明石油地质储量 $2.08 \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气储量 $731 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(16) 滇黔桂石油勘探局

负责云南、贵州、广西三省（区）的石油天然气的勘探开发。区域面积 $86 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，具有大量的中古生界及众多的第三系小盆地，可供勘探面积 $27.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。先后在百色、赤水、楚雄等地区油气勘探有了重大突破，展示了滇黔桂地区具有广阔的油气发展前景。

(17) 冀东油田

位于渤海湾北部沿海。油田勘探开发范围覆盖唐山、秦皇岛、唐海等 2 市 7 县，总面积 6300 km^2 ，其中陆地 3600 km^2 ，潮间带和极浅海面积 2700 km^2 。相继发现高尚堡、柳赞、杨各庄等 7 个油田 13 套含油层系。

(18) 中国海洋石油南海东部公司

成立于 1983 年 6 月，是中国海洋石油总公司下属的 4 个地区油公司之一。负责南海东部东经 $113^\circ 10'$ 以东、面积约 $13.1 \times 10^4 \text{ km}^2$ 海域的石油、天然气的勘探开发生产业务，授权全面执行该海域的对外合作的石油合同和协议。13 年来，已有 8 个油田建成投产，公司每年原油产量大幅度增长，至 1996 年产油量超过 $1000 \times 10^4 \text{ t}$ ，在全国陆海油田中年产量排行第 4 位。

2.1.2 油田污染源总体特征

2.1.2.1 污染源的排放特点

(1) 点源和面源排放兼有且以点源为主

一个油田一般都由许多油井组成，每口油井就是一个点源，而这个由众多油井组成的油田就是一个面源。但在油田生产过程中，其污染物排放大多以点源排放为主，兼有面源排放。

(2) 无组织排放与有组织排放相结合

就油田废气排放而言，大多以无组织形式排放为主。而加热炉、蒸汽炉则属于有组织排放源。

(3) 正常生产排放和事故排放兼有，以正常生产排放为主

在油田生产和开发过程中，人为因素或自然灾害（地震、台风、暴雨、洪水、泥石流、雷电等）便可导致油、气、水的泄漏事故，甚至引起火灾、爆炸等。其中最严重的事故是井喷和油品储存系统的溢油、火灾、爆炸事故，这些事

故不仅对人身安全造成威胁，而且事故后造成的污染也非常严重。

(4) 连续排放与间歇排放兼有，以间歇排放为主。(张兴儒，1995)

在油田开发过程中，排放方式以间歇为主。只有采出水属连续排放。

(5) 可控排放和不可控排放兼有，以可控排放为主

油田环境污染源的可控性是油气田的特点，主要体现在油田采水的可控性方面。目前，油气田含油污水的处理率已高达 98% 以上，废水的处理率已达 96%，有的油田如大庆油田达 100%。

2.1.2.2 污染源分布特点

(1) 污染源的地域分布广

油气资源分布的广阔性决定了油田污染源的分布范围非常大。从目前我国已开发的和正在开发的油气田来看，其分布遍及我国东北、西北、华北、中原、西南、华中以及东部沿海各地。开发这些油气田过程中所带来的污染，从地域范围上讲是比较广阔的。

(2) 点状污染源的分布高度分散

油气田生产中最主要的污染单元是地震炮孔、探井、注水井和采油井，另外，加上计量站、接转站、联合站、压气站、油库、天然气净化处理站等通过油、气、水管网联成一个整体。这些井网的密度有的为每平方公里几口井，有的则高达每平方公里几十口井，形成高度分散的点污染源。

(3) 面状污染源的区域性分布

一个油气田通常包括许多大小不一的油气田，小的只有几公里，大的有几百或几千平方公里。这些油气田中连片的比较少，并且由众多的点源组成，形成了没有具体厂界的区域污染源。

(4) 污染源与地方工业污染源交叉分布

大多数油田的开发建设都会与原有地方工业及其他行业所属企业相互交叉分布，这种交叉分布的结果造成了污染源分布的交叉性。

2.2 油田生产过程中的主要污染源和污染物

油田开发和生产是一项包含有地下、地上等多种工艺技术的系统工程，其主要过程包括地质调查、物理勘探（物探）、钻井、测井、井下作业、采油、油气集输、储运和供水、供电、通讯、排水等的一些辅助配套工艺过程。在不同的生产阶段和不同工艺过程中会产生不同的污染物，包括大气污染物、水体污染物、固体废弃物、噪声及放射性污染物等（见图 2-2）。

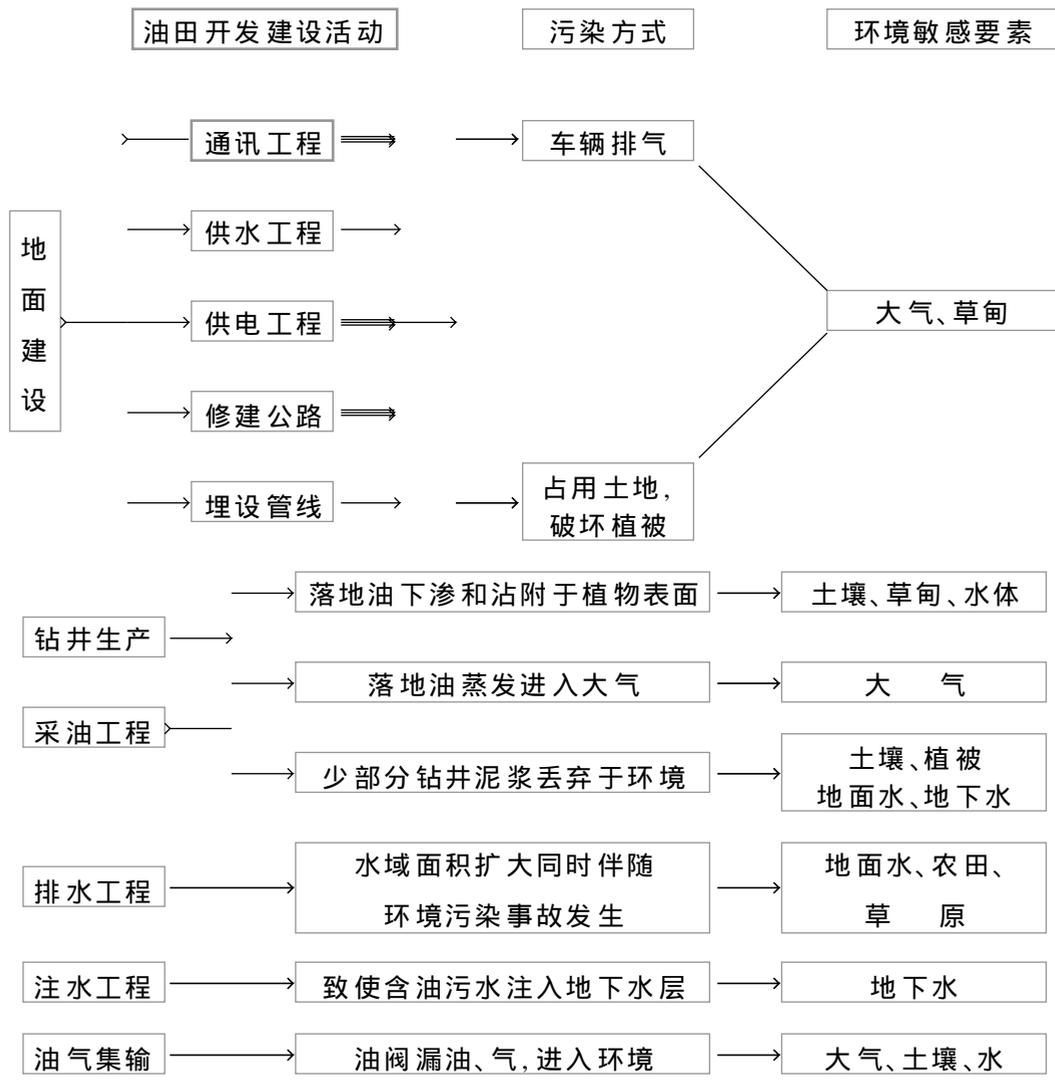


图 2-2 油田生产过程环境影响网络分析示意图

2.2.1 物探过程的主要污染源和污染物

物探是地球物理勘探的简称，是指利用物理方法和物理仪器探测天然或人工地球物理场的变化，研究所获得的物探资料，推断和解释探测区域的地质构造及矿产分布情况的过程。根据探测区域的不同，物探可以分为地面地球物理勘探、海洋地球物理勘探、钻孔地球物理勘探等类型。常用的物探方法有地震物探、磁法物探、重力物探、地温法物探、核法物探等。油田物探技术主要有地震勘探技术、磁力勘探技术、电法勘探技术、遥感技术、地质录井技术、地球物理测井技术、石油地质综合研究技术、野外地质调查技术等几种。

油田物探过程产生的主要环境影响包括以下几个方面。

- 1) 开辟测线、物探车辆碾压等活动会破坏地表植被、表土、影响野生动物生境；
- 2) 物探作业会产生生活垃圾、炸药包装外壳、废记录纸、废弃的机械零部件、测量使用的木桩和小旗等标志、未回收的炮线等固体废物，污染环境；
- 3) 若使用有毒性的炸药，会污染区域空气和水体；

- 4) 爆炸等产生的噪声会污染周围声环境;
- 5) 作业施工还有可能破坏古迹, 影响当地人文环境。

2.2.2 钻井过程的主要污染源和污染物

钻井是钻井设备、钻井工具、钻井操作和管理人员和各种钻井专业技术紧密配合的高强度、高技术的作业过程。钻井作业包括多道工序, 主要包括换钻头起下钻、取岩心、下套管固井、试油气和完井等。钻井设备如图 2-3 所示, 由动力系统、提升系统、旋转系统、循环系统、井控系统和监测系统组成。

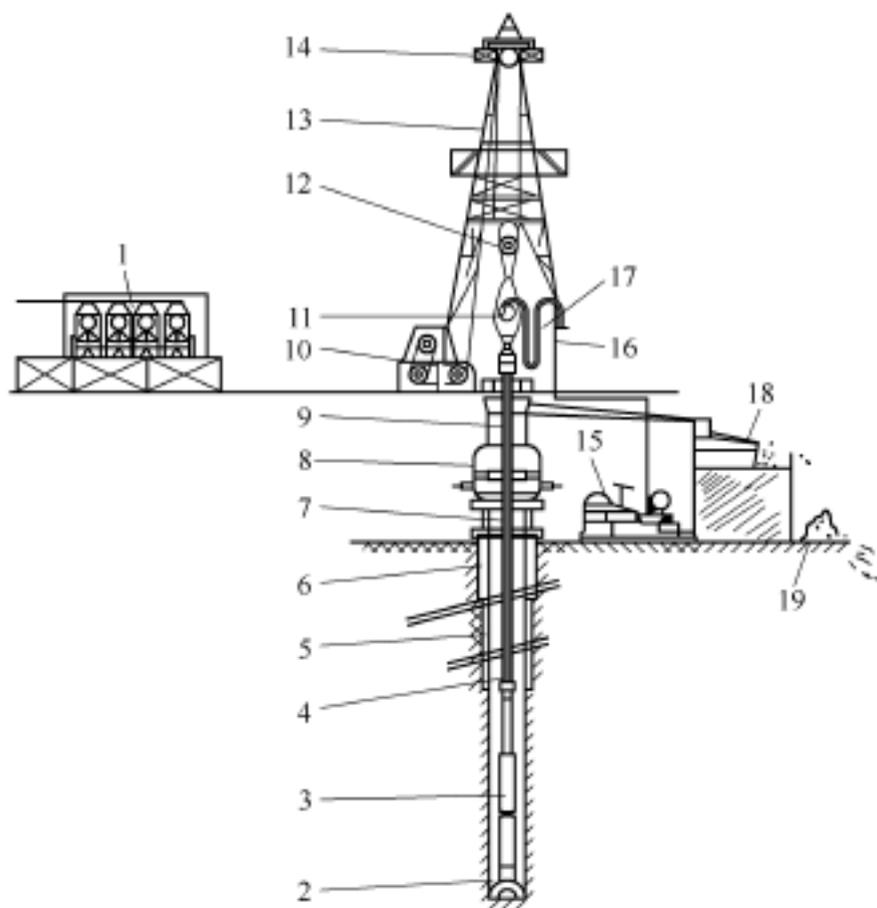


图 2-3 钻井设备示意图

- 1—发动机房; 2—钻头; 3—钻铤; 4—环形空间; 5—表层套管; 6—导管;
 7—钻杆; 8—防喷器; 9—钻井液出口管; 10—钻机; 11—水龙头;
 12—游车; 13—井架; 14—天车; 15—泥浆泵; 16—立管;
 17—水龙带; 18—泥浆振动筛; 19—钻屑

(1) 固体废弃物污染

钻井过程中产生的固体废弃物主要有废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。

生活垃圾 钻井作业队伍在作业期间吃、住、用等活动都在井场附近, 会产生大量的生活垃圾, 对环境具有一定的影响。

废弃泥浆 废弃泥浆主要是指钻井过程中无法使用或钻井完工后弃置于泥浆池中的泥浆, 以及施工过程中由于各种原因溅落在井场的泥浆, 其中含有大量石油类物质和碱。废弃泥浆对环境的影响主要取决于其组分, 给环境造成危害

的主要是可溶性重金属元素、石油类以及酸碱类污染。

不同钻井过程中产生的废弃泥浆由于组分、种类、性质等的不同而产生不同的环境影响，其中深井泥浆和油基泥浆有毒有害物质含量高、用量大，对环境的影响大，因此是泥浆治理工作的重点。

钻井岩屑 钻井过程中钻头破坏岩层形成岩屑，后通过泥浆循环带回地面，其中混杂的钻井液和石油类物质是造成环境污染的主要物质。

(2) 废水污染

钻井过程中，配置泥浆、配置钻井液、冷却泥浆泵、冲洗井底、设备润滑等工作步骤都要消耗大量的水，必然产生大量的废水，容易造成环境污染。钻井废水中主要污染物质为悬浮物、酚、铬和油。根据来源，钻井废水主要包括机械废水、废钻井液、冲洗废水及其他废水等几种。

废钻井液 主要产生在钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格而被排放的钻井液、因不适于钻井工程和地质要求而被排放的钻井液、完井时井筒内被清水替出的钻井液、因钻井液循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井液、部分钻屑等。废弃钻井液的主要成分有烃类、盐类、各种有机聚合物、木质磺酸盐及重晶石中的杂质。一般 pH 值都比较高，约为 8.5 ~ 11，呈碱性，含有一定数量的加重剂和化学处理剂。废钻井液对环境的影响与钻井液本身的组成成分关系很大。

废钻井液中所含的环境污染物主要有石油类、盐类、可溶性金属元素以及有机硫化物和有机磷化物等。所含的有机处理剂会使水体的 COD、BOD 增高，影响水生生物的正常繁衍、生长；NaOH、CaCO₃、KOH、NaCl 等盐类和碱类物质会改变地下水或地表水的 pH 值；Ca²⁺ 可能导致土壤板结；Cr⁶⁺、Hg²⁺、Cd²⁺、Pb²⁺ 等有害重金属离子及不易降解分子聚合物容易在环境中蓄积，或进入食物链而在动植物体内蓄积，危害人类的身体健康和生命安全。废钻井液中的石油类有机物易在土壤中降解，不易富集，因而基本不会对土壤和地下水污染构成污染（慎镛健，冯志国等，1997）。

一般情况下，钻井井场都备有废钻井液储存池，容积大小和钻井深度有关，因而完井后都滞留有一定数量的废钻井液，回收率不高。

冲洗废水、机械废水及其他废水 冲洗废水，包括冲洗钻台和钻具用水、冲洗振动筛用水、清洁设备用水等。机械废水，主要包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、液压制动系统排出的刹车水等。其他废水，包括固井等大型作业产生的废水以及生活污水。

这几类废水往往是燃料油、润滑油、钻井废液或石油经水高倍稀释的产物，里面含有石油类、挥发酚、COD、悬浮物及有机硫化物等污染物，排入水体会影响水生生物生存，排放农田会污染农作物，会对人类健康构成一定的危害。

(3) 废气污染

钻井施工中使用很多的动力设备，其运转主要依靠燃烧油料，因而会产生大量的烟气、烟尘，这是钻井废气的主要来源。其中包含的主要污染成分有二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳和烟尘等。

(4) 噪声污染

柴油机、联动机、发电机、泥浆泵、传动链条、钻机、振动筛等设备以及生产过程中设备与底座、底座与基础、钻盘与方补心等各种振动冲击碰撞、快速放气阀产生的异常刺耳的尖叫声等，是构成石油钻井噪声的主要来源。这些噪声综合复杂，相互影响，产生的噪声主要以机房为中心，向四周辐射传播（王太平，羽保林等，2003）。

钻井噪声可分为气流噪声和机械噪声两类。

气流噪声 气控钻机及快速放气阀工作时、发生井喷事故时的高速油柱推动空气等产生的噪声属气流噪声。

机械噪声 据声源不同，可分为撞击性噪声和稳定震动噪声。起下钻具、下套管、跳钻时吊环与水龙头等撞击会产生撞击性噪声；柴油机、发电机、钻机、泥浆泵及其他各种机械设备运转过程中会产生稳定震动噪声。

2.2.3 测井过程的主要污染源和污染物

测井是获得油气储存层地质资料的极为重要的手段之一，效率高、成本低、准确性高，在油气地质勘探和开发过程中应用广泛。主要指向井中放入各种专门测量仪器，沿井身测量岩层剖面的各种物理参数随井深的变化情况，绘制变化曲线，并根据测量结果进行综合分析、判断、评价地层矿藏储积能力，确定油气层及其他矿藏储量和开采情况。

2.2.3.1 放射性污染源

随着测井技术的发展，放射性物质得到了广泛应用，使其成为测井的主要污染源，也是整个油气田开发、生产过程中放射性污染的主要来源。在放射性测井中使用的放射源有伽马源、中子源和放射性同位素，主要放射性物质有镅-铍 ($^{241}\text{Am-Be}$)、铯 (^{137}Cs)、镭 (^{226}Ra)、钋 (^{210}Po)、碘 (^{131}I)、锡 (^{113}Sn)、铟 (^{113}In)、钴 (^{60}Co) 等。

放射性测井过程中可能造成放射性污染的主要途径有以下几种。

- 1) 放射源贮存罐或源外壳泄漏导致放射污染。
- 2) 操作不慎，使放射源掉入井底，会造成特大放射性污染事故，严重污染周围环境，并使油井报废。
- 3) 操作不慎或其他原因使安装了放射源的放射仪器掉入井底，打捞过程中将造成人体损害；操作不慎使放射性同位素活化溶液溅入外环境，造成环境

污染。

4) 保管不善或操作不慎使放射源四处移动，污染途经环境，损害人体健康。

5) 在向注水井注入¹³¹I活化液时，由于操作不当，造成井场周围的地表污染。

6) 在中子寿命测井完毕后，由于种种原因未等中子源能量衰竭而将仪器过早提出井口，将对人体和井口周围环境造成严重的放射性污染。

2.2.3.2 其他污染源和污染物

除放射性污染外，测井过程中还可能造成其他的污染。例如，测井施工使用的配有大功率发电机的车辆在工作过程中会产生一些噪声污染；操作过程中可能存在硅脂外溢、油类外漏等造成地表污染等。

2.2.4 井下作业过程的主要污染源和污染物

井下作业是对油、气、水井实施油气勘探、修理、维护正常生产、增产、报废前善后等的一切井下施工的统称，是油气田勘探开发和生产的重要环节。井下作业主要包括试油（气）、大修、侧钻、压裂、酸化、测试、小修、热油清蜡、冲砂、稠油试采等作业环节。

2.2.4.1 落地原油

落地原油露天暴露时，其中的轻烃组分会挥发进入大气环境，形成大气污染；原油渗入土壤会造成土壤环境的污染破坏；由于大雨等原因造成土油池泄漏或产生溢油时，若原油流入水体将造成水体污染。

井下作业过程中产生落地原油的来源主要有以下几个方面：

- 1) 油井投产前射孔替喷或试油、试采作业时产生的部分原油将进入井场内的土油池，成为落地原油；
- 2) 修井作业中，压井替喷及不压井作业时的跑、冒油，在起下钻杆、油管、抽油杆过程中带出的原油；
- 3) 油管、抽油杆和钻杆等在井场放置和清洗时洒落在地面上的原油；
- 4) 发生井喷或集输管线泄漏等事故情况下的泄漏原油。

2.2.4.2 废水

井下作业过程产生的废水主要有如下来源：

- 1) 修井作业中使用后排放的含油污循环水；
- 2) 试油或修井作业排放的压井卤水、无固相压井液；

- 3) 洗井作业排放的洗井水；
- 4) 井口返排出的压裂废液和酸化残液。

井下作业产生的废水，石油类污染物、有机物及固体颗粒物含量高，固体颗粒粒径小，而且矿化度高、腐蚀性大，若大量外排将对环境产生较大的危害。其中的酸化残液具有强烈的腐蚀性，排入土壤后会使土壤酸化；酸液与硫化物发生反应会产生有毒气体硫化氢；用于配制醋酸的醋酸酐可产生刺激性很强的蒸汽，与之直接接触会造成严重烧伤。

2.2.4.3 废气

井下作业产生的废气主要是施工过程中挥发的烃类气体和通井机、修井机、压裂车、酸化车等车辆产生的尾气等。

2.2.4.4 固废

井下作业产生的固体废物主要包括废弃泥浆和生活垃圾等。

井下作业中泥浆的主要用途是压井，其成分较为复杂，含有盐类、可溶性重金属、有机硫化物和磷化物等环境污染物。

2.2.4.5 噪声

噪声主要来源于通井机、修井机、压裂车、酸化车等施工车辆。

2.2.4.6 井下作业的环境污染特点

(1) 污染环节多，流动性强

井下作业施工类型多、工序差别大，工艺十分复杂，污染环节多；而且由于实行小分队流动式作业，污染源流动性强，增加了环保管理和污染治理工作的难度。

(2) 污染源分散，排放无规律

油田开发区内油、气、水井分布十分分散，决定了井下作业的分散性，形成了高度分散的点源污染；污染物的排放没有固定的排放口、时间上不连续、排污量不定，具有随机性、临时性、突发性的特点。

(3) 污染物种类多、成分复杂

试油、修井、压裂、酸化等多种施工类型都可能形成污染，污染物种类多，而且污染物成分复杂，危害性大。

(4) 污染范围大、涉及面广

井下作业污染源分散、排污范围广，很可能会有部分污染源位于自然保护区、养殖区、农田、浅海滩涂等环境敏感区域，且涉及单位多、管理困难，一旦

发生大面积污染，后果比较严重。

2.2.5 采油过程的主要污染源和污染物

采油是石油生产的重要环节和组成部分，其主要任务是在经济有效的基础上，通过油井把原油最大限度地从油层中采到地面上来。采油方法主要有自喷采油和机械采油两大类。机械采油又包括气举采油、抽油机有杆泵采油、潜油电动离心泵采油、水力活塞泵采油和射流泵采油等。

(1) 采油污水

采油厂是排放采油污水的大户。采油过程中，采油污水主要来自采出水和注水井洗井水。随原油和油田气一起从地下开采出来，然后经沉降和电化学脱水等工艺过程而分离出来的废水即为采出水。采出水经污水处理站处理合格后，才能被注入油层。洗井是为了洗去注水井附近岩层内由于注水而附着的许多杂质，以保障正常生产。注水井定期进行洗井，由于井位分散，所以洗井水难于集中收集处理，往往就地排放，污染面广、程度深。

采油污水具有如下几个特性。

外排量大 随着油田开发时间的延长，特别是开发后期，采出液含水率将逐年升高，采出污水量增加，回注量减少，排放量因而也将呈递增趋势。例如胜利油田，目前采出液的综合含水率在 90% 以上，日产污水量 $70 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，外排污水约 $7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

所含有机物种类多、量大 采出水中含有大量、多种有机物，主要包括石油类、挥发酚、硫化物等。为了防止采出水腐蚀器壁和结垢，便于油水分离，其中投放了大量化学药剂，使采出水成分更加复杂。

细菌含量高 油田采出水中有机物含量丰富，且水温适宜，因而滋生了大量细菌，以硫酸盐还原菌 (SRB)、腐生菌 (TGB) 为主，含量约为 $10^2 \sim 10^4$ 个/ml，有的高达 10^8 个/ml。细菌大量滋生会腐蚀管线，还会造成地层堵塞，影响生产。

油水密度差值小 油水密度差值小，致使油上浮困难，油水难以分离。

水温高 采出水和洗井水来自地层深处，水温很高，通常在 40 ~ 70 之间，经处理后往往仍在 35 ~ 65 之间，外排后会带来热污染。

矿化度高 采出水和洗井水矿化度高，导电性好，腐蚀性强，容易沉淀结垢，影响生产，外排后会污染水体。

(2) 落地原油

落地原油是采油生产过程中未进入集输管线，而散落在地面的原油，主要来源于：自喷井投产前射孔替喷产生大量落地原油，主要进入土油池；采油过程中管线、阀门等发生故障而跑、冒、滴、漏的原油；发生井喷、管线泄漏等生产事

故时产生大量落地原油。

落地原油暴露在空气中时，其中的溶解气、轻烃会挥发进入大气，造成大气污染；渗入土壤后，会造成土壤污染，影响农业生产；若土油池由于雨水和地表径流的作用或年久失修使原油泄漏而进入水域，将造成水体污染。

(3) 采油固废

采油固废主要是油泥砂，即沉淀于储油罐、沉降罐等底部的含油污泥。

油泥砂的组成成分极其复杂，一般由水包油、油包水以及悬浮固体杂质组成，是一种极其稳定的悬浮乳状液体系。其中所含的油是造成环境污染的主要成分，一般可以分为可浮油、乳化油、溶解油等多种类型，所以油（泥）砂黏度比较大且难于脱水处理。

(4) 采油废气

采油废气主要来自燃料废气和工艺废气。

燃料废气主要是采油过程中加热炉、锅炉、高压蒸汽炉等燃烧大量的原油、渣油、天然气及各种煤所产生的大量废气及烟尘。燃料废气的主要成分是二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳和烟尘，进入大气后将污染大气环境。

工艺废气主要源自采油井场、联合站和油气集输系统轻烃的挥发，主要成分为甲烷烃和非甲烷烃。其中非甲烷烃所占比例较大，而且毒性较大，是油田大气有机污染的主要原因，对大气环境的影响很大。产生原因是开式流程油罐呼吸气的排放、产能建设不配套、油气分离不彻底、工艺流程密封性差等。

(5) 采油噪声

采油生产中使用许多大型机械设备，如大型注水泵组、通井机、压裂车、压风机等，产生较大的机械噪声，给长期工作生活在其附近的人带来一定的危害。

2.2.6 集输过程的主要污染源和污染物

集输过程包括从井口采油输出口到油气产品外输之间所有油气生产过程。油气集输系统是由集输管网和各种设施构成的、覆盖整个油田的庞大系统，工作过程如图 2-4 所示。

石油运输网主要由各种贮存器、管道、公路槽车、铁路罐车、海底管道和海上油轮构成，其中每种输送方式都有其自身的排污特点。

(1) 槽车和罐车污染

含烃气体外排及油品泄漏是公路槽车和铁路罐车在运输石油的过程中造成的主要环境污染。轻烃外排的发生过程是：槽车装油运输过程中，当温度升高或途遇颠簸时，部分轻烃将从原油或成品油中分离，贮集在槽车顶部；卸油后，该部分气体仍滞留在油罐中；下次装油时，顶部的轻烃气体将通过顶部加油孔逸散至大气之中。

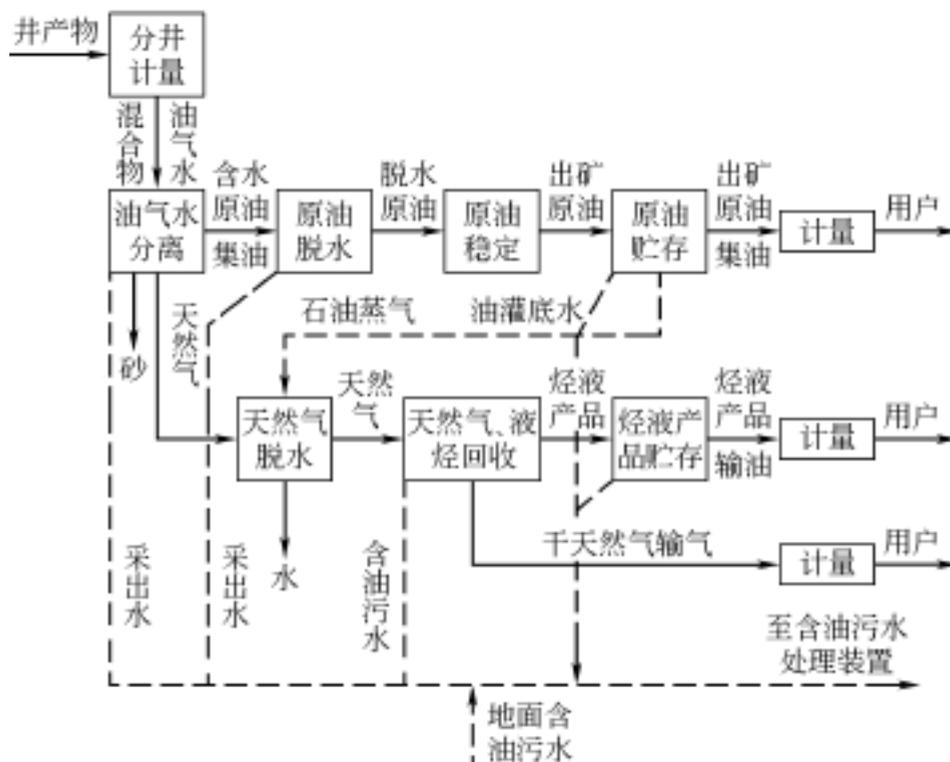


图 2-4 油气集输生产过程示意图

油品泄漏主要是在槽车发生运输事故时发生。

(2) 油轮污染

轻烃废气 油轮装油后，油品中的轻烃会发生挥发。船体的摇晃会加剧分离挥发。在装卸油和洗舱过程中，这些烃类气体挥发到空气中，造成污染。而且，油舱气层中含烃气体与空气混合充分，存在爆炸的危险，对海洋环境构成潜在的巨大危害。

溢油 油轮在航行中一旦发生碰撞、触礁、搁浅、沉没等灾难性事故，将有大量油品溢出，严重污染海洋环境。

废水 油轮运输中产生的废水主要是压舱水、洗舱水。

油轮卸油后，通常向油舱内输入压舱水，以保证油轮航行的稳定。重新装油时必须将压舱水排出，势必会造成海洋污染。

(3) 管道输送过程中的污染

管道运输是石油运输的重要方式，并且所占比例越来越大。无论地面管道、陆地理地管道还是海底管道，都存在着管道泄漏风险。管道泄漏是管道运输过程中的主要潜在环境污染源。

(4) 石油贮存过程中的污染

石油主要贮存于油罐中，一座座油罐组成油库。石油自地下开采出来之后，一般先经集输系统进入各级油库暂时或较长时间地贮存，以保证适时适量地外运、外销及供应炼化加工，调节市场需求，平衡原油供应。炼油厂加工原油、生产各种成品油以满足市场需求，也建有油库以贮存所生产的成品油。

贮存过程中的主要环境污染源自油罐排放的含烃废气。原油及各种成品油进入储罐后，一定程度的轻烃挥发产生一定量的含烃废气，逸散到大气中，造成大气污染。

另外，贮存过程中还会产生一定量的废水和固体废弃物，造成罐区附近的环境污染。

2.3 油田生产过程的非污染生态影响

油田开发过程是一项工艺复杂的系统工程，主要包括钻井工程、采油工程、长输管道储运工程等。油田生产过程中产生的污染物多种多样，会通过各种途径污染大气、水体、土壤等环境要素；而更严重的是，油田的生产过程会给油田周围的区域生态系统造成更为敏感甚至不可逆的影响或后果，即非污染生态影响。

2.3.1 非污染生态影响的概念与特点

2.3.1.1 非污染生态影响的概念

非污染生态影响是为了区别于污染生态影响而命名的。人类开发利用自然资源包括利用生态承载力或环境容量都会引起非污染生态影响，它主要是指人类的非污染活动引起的生态系统功能、结构、质量或水平的变化，这类影响可能是有利的，也可能是不利的；它并非有毒有害物质所引起，而是人类活动超出了大自然的承载能力而引起的生态环境问题。例如，水利水电项目等大型工程对局地气候、水文条件所产生的影响；矿山开发对植被的破坏，以及生物多样性的减少；油田管道输送区形成的针对偶蹄类动物移动的阻断；铁路、公路建设形成的新的廊道，而这些廊道可能会阻断物种的流动；海洋及海岸带开发项目可能对沿岸陆域生态环境产生影响等。传统的污染生态影响主要考虑的是人类活动带来的环境理化性质变化、对动植物生理的改变以及对人体健康的影响。因此，就范围来说，非污染生态影响多是宏观性的、区域性的、规模相对较大，影响因子复杂。

2.3.1.2 非污染生态影响的特点

(1) 两面性

人类活动对于自然生态系统的影响具有两面性，既有有利的一面，也有不利的一面，如大型水利工程对区域的气候、水文条件都会产生很多不利的影响，但在改善用水区的小气候和生态环境方面却会带来很多有利的影响。因此，在进行此类影响评价时特别要注意辩证的分析，兼顾两方面的影响，综合权衡利弊，最终做出比较合理、全面的评价。

(2) 潜在性与累积性

人类活动以某种方式作用于生态系统时，刚开始影响很小，甚至是很不明显，以隐蔽的方式存在，然而，当经过人类活动与自然界长期的互动演变过程之后，小的影响累积到一定量时将产生质的变化，给生态系统造成不可逆转的影响，有时这种影响潜伏和累积的时间会很长。因此，在进行这类影响评价时应该充分认识其潜在性，通过预测和分析，提出及早预防的对策和措施。

(3) 整体性

生态系统具有整合性，改变系统内部的物流、能流、信息流会引起整个生态系统平衡的波动和变化，因此系统中任何一个关键环节出了严重问题都会破坏整个生态系统的完整性。例如，某一区域内生物组分的生产能力发生巨大改变，将会使原有生态系统退化到低一级的生态体系，如从绿洲变为沙漠等。非污染生态影响规模大，因子复杂，主要影响是破坏整个生态系统的完整性。因此，在进行非污染生态影响评价时，要充分考虑到生态系统的整合性这一特点。

2.3.2 油田生产过程的非污染生态影响分析

油田生产过程是一项包含有钻井工程、井下作业工程、采油工程以及油气集输、储运等多种工艺的系统工程，因而不可避免地会对周围环境造成不同程度的破坏，油田开发是网状布局，单个井的点状分布、群井的面状分布性质会对开发区的多种自然生态系统造成干扰；更严重的是，由于油田一般多处于生态环境脆弱的地区，对生态环境的非污染影响则更为突出。

在石油开发和生产过程中，不同时期和类型的建设对生态环境造成的影响具有不同的特征，既有直接影响也有间接影响；既有暂时性影响也有长久性影响；既有可恢复性影响也有难以恢复的影响；既包括有利影响也包括不利影响；既有一次性影响也可能产生累积影响；既有显性影响也存在潜在的影响；既可能是局部的影响也有可能是区域性影响等。通常，自然资源开发建设项目的非污染生态影响主要表现为诱使动植物生境的破碎化和岛屿化，这将对生物群落的生态过程产生严重影响，从而影响生物多样性的保护。针对油田开发和生产，最明显的非污染生态环境影响主要包括侵占土地特别是耕地、破坏地表地貌形态、诱发土壤侵蚀、改变天然植被类型、改变地表径流的形成过程、影响野生动物栖息环境、减少物种多样性、破坏自然生态平衡、阻碍生态系统的正常演替等。图 2-5 是油田生产可能直接或间接带来的主要非污染生态影响。

2.3.2.1 占用土地，破坏地表和土壤环境

(1) 占用土地特别是耕地资源

首先，油田开发建设过程包括诸如钻井井台、抽油机井口装置、计量站址、

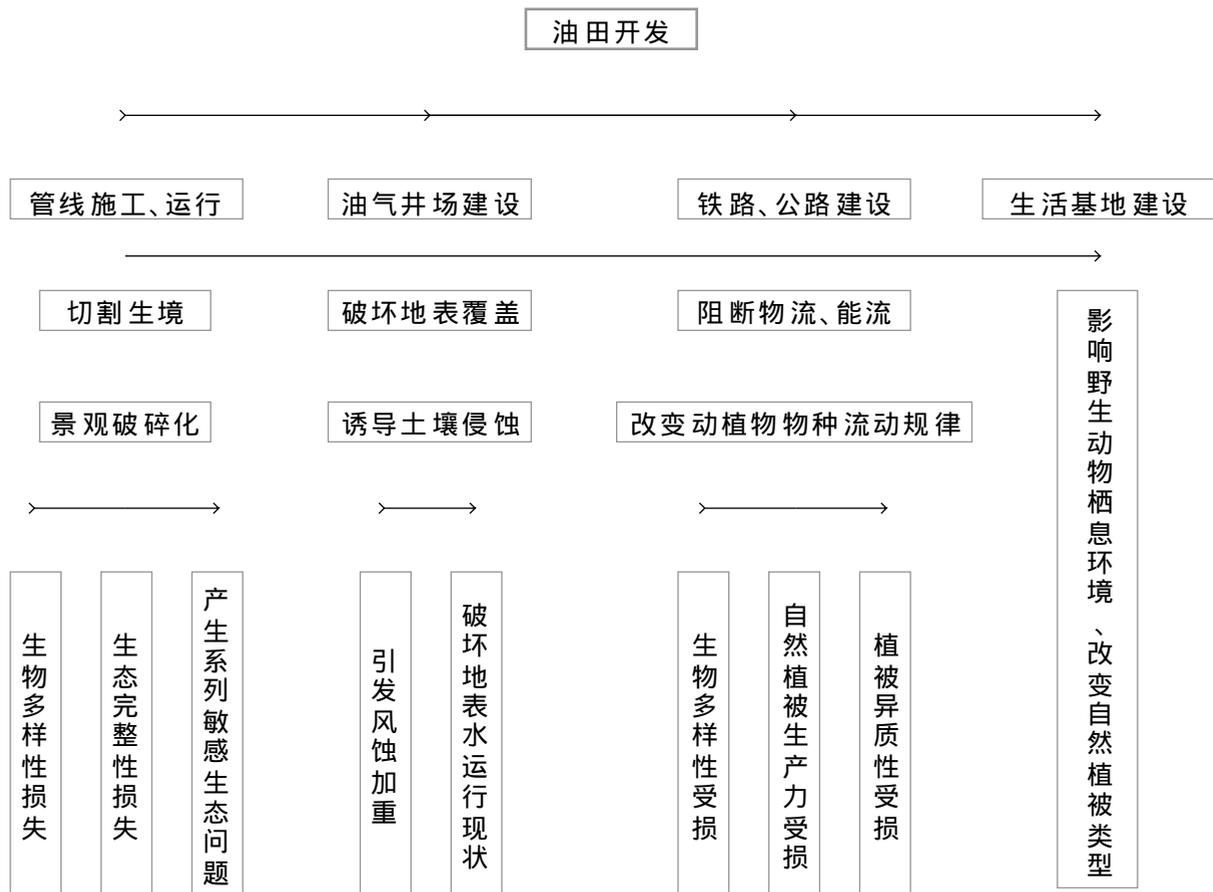


图 2-5 油田开发对生态环境的主要影响

转运站址、注水站以及污水处理站、通讯、供电系统及公路基础设施，还有办公及生活基地等都要求占用土地。初期有部分工程占用土地，但生产运行后占地面积将有所减少。一般，敷设管道开挖沟宽为管道直径的 2.5~3 倍，沟深不小于管径加覆土的厚度，按《石油天然气管道保护条例》，埋设管道的土地为管道企业依法征用地，永久占用，在管道中心线两侧各 5m 范围内禁止种植深根植物。

在黄土梁峁区单井井台所占土地面积是井台设计边长平房的 2 倍与地面坡度余弦值之比，按下面公式可以计算出不同坡地井台所占的土地面积（穆从如，1994）。

$$H = \frac{2a^2}{\cos}$$

式中， H 为各种坡地单井井台占用土地的面积， m^2 ； a 井台设计的边长， m ； \cos 为井场用地的地面坡度。

(2) 影响地貌形态、加快荒漠化进程

一般油田都处于生态环境比较脆弱的地区，其地表一般由稀疏的灌草丛或碎砾石所覆盖，施工期间管沟开挖、车辆运输等人为活动将破坏荒漠区地表保护层，激活沙丘，加快土壤侵蚀过程。因此，施工会使得荒漠区的地表稳定性降低，产生新的活动沙丘。另外，施工使得土壤中细颗粒丧失增加，形成新的沙源，一方面通过外力不断的聚集于下风向；另一方面，在原地留下大量的砾质戈

壁。而且，如在勘探建设期间土壤地表的扰动破坏，油田的道路、管线以及施工过程中的推挖、碾压、践踏等都对地表产生一定的破坏。

(3) 破坏土壤环境

油田开发对土壤环境产生的影响是非常大的，管道建设工程开挖和回填对土壤环境的影响有如下几个方面。

破坏土壤结构 土壤上层的团粒结构一经破坏需要长时间的培育才能够恢复和发展；在土壤表层的耕作层极易受到扰乱，而除了开挖部分遭到破坏外，挖土堆放处也会影响到土壤的耕作层。此外，开挖和回填土地改变了土壤的质地，改变了土壤的层次和结构，这样也不利于土壤的发育。施工过程中，开挖的范围内土壤剖面遭到破坏，在风力等其他外力的作用下很容易形成扬尘，风蚀现象会急剧上升。

改变土壤的容重 施工的过程中打乱土层，使得土壤中的有机质含量氮、磷、钾含量降低。除此之外，管沟开挖将施工区段深层土壤暴露于阳光和空气中，一方面由于荒漠区属于干旱和极端干旱区，空气相对湿度非常的低，深层土壤暴露于空气中时所保持的水分将迅速丧失，导致土壤微环境的显著变化，进而影响地上植被的覆盖率和土壤稳定性；另一方面，深层土壤的微生物群落将发生明显的改变，引发土壤物理化学性质的变化，使土壤肥力下降，结构恶化。

采油运营期管线的跑、冒、滴、漏会对深层土壤产生影响，如在某些地下水位较浅的地区，随地下水的运动，这些物质会进入深层土壤，改变土壤结构，减小孔隙度，使土壤的理化性质发生改变，不利于植物的生长。

(4) 其他不利影响

油田开发或生产还可能会改变地表径流和地下径流的方向和系统，影响到土壤侵蚀度的变化。由于开采形成不稳定的坡面，极易形成破坏性的土体移动和滑坡。

2.3.2.2 对生物多样性的影响

首先，油田开发施工期间，对植被的破坏强度很高，个别种群可能被铲除消灭。钻井过程中产生的污染物，通过根、茎、叶等各种途径进入生物体内，影响植物的生理性质，减少其存活时间。在油田附近可以经常看到，植物叶子表面覆盖有一层油污，阻挡了植物进行光合作用的叶孔，从而降低植物的生产力，亦或直接威胁植物的生存。埋设管线使土壤产生翻动而影响土壤的结构、肥力和产生水土流失，也影响恢复植物的生长，以及当缺乏管理时，施工人员可能随意砍伐、践踏植被。有数据调查显示，如果操作不当或不规范，井场周围 50m 内植被全部死亡，而距井场 300m 处也有植物的死亡现象。

其次，运行期间对生物多样性的影响也不容忽视。按《石油天然气管道保护

条例》，在管道中心线两侧各 5m 范围内禁止种植深根植物。在管线铺设完成后，在施工基地和管线周围区的植被破坏较为严重，很容易形成“裸地”。管道的铺设使得生境破碎化，阻断了物种流。管线两旁，一般在 3~5 年才开始原生植被的演替过程。

再者，管线运行期间，由于输送物质的影响，使得地表温度、水文、径流模式产生变化，影响到植物的生存环境，也会使其生长机理产生异常。此外，永久性占地会损害植被的异质性和自然植被的生产力；管道铺设还可能带来外来植物入侵，使得本土植物受到威胁并造成物种多样性减少。

2.3.2.3 对野生动物栖息地及其繁殖的影响

油田的开发建设对野生动物有惊吓驱赶的影响，对小型动物也将会产生乱捕滥猎的现象，这是对动物生存的直接影响。而无论是工程建设项目的暂时性用地，还是永久性占地，都缩小了野生动物的栖息环境，再加上人类活动的增加与作业机器的轰鸣，从动物生理方面也减少了其生存的可能。而另一方面，由于工程占地导致了土壤理化性质的改变和地表植被的损失或是污染，这样就造成了动物食物资源的减少。多数油田都处于生态环境比较脆弱的地区，生态系统稳定性和抵抗内外干扰的能力都很弱，生态系统中存在的物种量较少。当一种生物减少时，由于食物链、食物网中缺少其他生物的补充，生态系统很难长时间维持及自我调节，导致物种之间依赖性增强，可能使得高一级的生态系统退化为低一级的生态系统，如从绿洲演替成沙漠。还有一点，就是管道铺设区会影响到某些偶蹄类动物的迁移。

2.3.2.4 引起区域地表径流的变化

油田开发可以改变地表径流，其对生态的影响是非常大的。如果输油管道穿越的是饮用水汇集输送地区，地表径流的阻断将造成下游地区干旱化的加剧。若下游有生物多样性聚集地、城市和乡村时，将加剧这些地区的荒漠化进程，造成生态环境恶化，阻碍当地的社会经济发展。如果管线阻断的是大面积漫流性质的地表径流，下游如果是农田、草甸和草原时，则会引起一系列的生态退化。由于特殊的水文条件，冲洪积扇往往是绿洲所在地，因此，如果管线切割的是冲洪积扇，地表径流的阻断会造成绿洲的萎缩甚至消失。

3 油田生产环境影响评价

在油田生产过程中开展环境影响评价，是实施油田生产环境安全管理的基础性工作和重要内容。随着油田环境保护工作的进一步发展和《中华人民共和国环境影响评价法》的颁布实施，油田生产环境影响评价正迎来新的机遇和挑战。如何在加强油田生产建设项目环境影响评价工作的基础上，全面推进和开展油田区域产能建设和发展规划的环境影响评价是从更高层次完善和提高油田生产环境安全理论与实践水平的契机和关键。

3.1 环境影响评价概述

3.1.1 我国环境影响评价的发展

3.1.1.1 建设项目环境影响评价日臻完善

环境影响评价是指对拟议中的与物理化学环境、生物环境、文化环境和社会经济环境有关的工程、计划、项目或立法活动的潜在影响进行的系统性识别和评估，其中所谓的潜在影响是指对自然环境和人类健康与福利可能造成的影响。环境影响评价的根本目的是鼓励在建设、规划和决策中考虑环境因素，最终达到经济与环境的双赢（李海生，2003）。

我国是最早实施环境影响评价制度的发展中国家之一。在 20 世纪 70 年代中期，环境影响评价的概念开始引入中国。1979 年，全国人大常委会通过了《中华人民共和国环境保护法（试行）》首次把建设项目的环境影响评价作为法律制度确定下来。我国环境影响评价制度建立后大致经历了三个发展阶段：规范建设阶段（1979～1989 年）、强化和完善阶段（1990～1998 年）和提高阶段（1999～2003 年）。2003 年 9 月 1 日，《中华人民共和国环境影响评价法》的正式实施标志着我国的环境影响评价进入了突破发展阶段。

1979 年通过的《中华人民共和国环境保护法（试行）》，只规定对单个的建设项目进行环评。1998 年国务院 253 号令颁布实施的《建设项目环境保护管理条例》中，则将环境影响评价重新定义为：“是指对拟议中的可能对环境产生影响的人为活动（包括制定政策和社会经济发展规划、资源开发利用、区域开发和单个建设项目等）进行环境影响的分析和预测，并进行各种替代方案的比较，提

出各种减缓措施，把对环境的不利影响减少到最低程度的活动。”经过 20 多年的实践，有关建设项目的环境影响评价法规逐步配套，建立了由法律、专门法规和部门规章所组成的建设项目环境影响评价法规体系，在防治建设项目污染和推进产业的合理布局与优化选址、加快污染治理设施的建设等方面都发挥了积极作用，成为在控制环境污染和生态破坏方面最富成效的环保措施。

3.1.1.2 环境影响评价法推动环评工作进入新阶段

然而，近几十年我国经济发展的历史表明，政府及其有关部门制定的某些经济发展规划，相对于具体的建设项目来说，实施后对环境的影响更巨大，范围更广泛。历史的教训如果不认真汲取，不从政府的经济发展规划和开发建设活动的源头预防环境问题的产生，我们将会继续陷于防不胜防、治不胜治的严峻局面，我国的现代化进程还将付出更大的环境代价和经济代价。对此，九届全国人大把《环境影响评价法》列入了立法计划。从 1998 年开始，经过 4 年多的反复调研、论证，2002 年 10 月 28 日被正式通过。这部法律力求从决策的源头防治环境污染和生态破坏，从项目评价进入到战略评价，标志着我国环境与资源立法进入了一个崭新的阶段。

环境影响评价法将环评的范围从建设项目扩大到政府规划。政府规划分为指导性规划和专项规划两大类。该法第七条明确规定，“国务院有关部门、设区的市级以上地方人民政府及其有关部门，对其组织编制的土地利用的有关规划，区域、流域、海域的建设、开发利用规划，应当在规划编制过程中组织进行环境影响评价，编写该规划有关环境影响的篇章或者说明。”该法第八条规定，“国务院有关部门、设区的市级以上地方人民政府及其有关部门，对其组织编制的工业、农业、畜牧业、林业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源开发的有关专项规划（以下简称专项规划），应当在该专项规划草案上报审批前，组织进行环境影响评价，并向审批该专项规划的机关提出环境影响报告书。”该法还明确指出，“未编写有关环境影响的篇章或者说明的规划草案，审批机关不予审批。”

此外，环境影响评价法在历史上首次对公众参与环评做出了明确要求，并且对参与的方法、程序及参与意见的有效性都做出了刚性规定。该法第十一条和第二十一条规定，除“国家规定需要保密的情形”外，“专项规划的编制机关对可能造成不良环境影响并直接涉及公众环境权益的规划，应当在该规划草案报送审批前；对环境可能造成重大影响、应当编制环境影响报告书的建设项目，建设单位应当在报批建设项目环境影响报告书前，举行论证会、听证会，或者采取其他形式，征求有关单位、专家和公众对环境影响报告书草案的意见。”该法还明确规定，无论是规划还是建设项目的环境影响报告书，都要“附具对意见采纳或者

不采纳的说明”。

《环境影响评价法》是近 10 年来我国环境立法最为重大的进展，是对环境影响评价制度的发展和完善。

3.1.2 环境影响评价的分类

《中华人民共和国环境影响评价法》第二条规定，“本法所称之环境影响评价，是指对规划和建设项目实施后可能造成的环境影响进行分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，进行跟踪监测的方法与制度。”据此，根据规划性质和开发建设活动的规模和种类，环境影响评价可以分为四大类，主要包括单个开发建设项目的的环境影响评价、多个开发建设项目的的环境影响联合评价、区域开发建设的环境影响评价和宏观活动的环境影响评价。

(1) 单个开发建设项目的的环境影响评价

是为单个建设项目的优化选址和制定环境保护措施服务的，是我国目前环境影响评价工作的重点，基本任务是根据某一拟建项目的性质、规模和所在地区的自然和社会环境特征，通过调查分析和预测找出项目对环境影响的规律，进而提出减缓或防止不利影响的措施和要求。其基本特点是，能够紧密结合具体项目并抓住重点进行评价，具有工程实用性、结论针对性强。此种评价一般和项目可行性研究同步完成。

(2) 多个开发建设项目环境影响联合评价

是指拟在同一地区或同一评价区域内开展的两个及其以上的开发建设项目的整体影响评价。该种评价具有和单个建设项目环境影响评价相同的基本任务与评价方法。多个拟建项目同时进行影响评价更能体现评价的整体性和系统性，预测结果更能确切地反映出各单个建设项目对环境影响的叠加情况，防治措施更具有实用性，还可以节约评价时间和经费。此种评价比较适合我国目前的国情。

(3) 区域开发环境影响评价

是指对该区域内所有的开发建设行为的环境影响进行评价。评价的重点是优化区域内未来开发建设项目的布局、结构和时序，提出技术上可行、经济上合理、环境负面影响最小的整体优化方案，促进区域内社会、经济和环境的协调发展。区域开发环境影响评价较之单个建设项目环境影响评价，具有宏观上的系统性和完整性。在已经开展过区域环境影响评价的地区进行单个项目的环境影响评价时，只需要对区域环评做一点补充就行了，不必逐个开展单项评价工作而浪费人力、物力和财力。

(4) 宏观活动的环境影响评价

是指对国家计划或规划、立法、政策或建议方案等实施后可能带来的环境影响进行评价。单个建设项目和区域开发项目环境影响评价可以说是点源或微观评

价，而宏观活动的评价则是面源或宏观评价。目前我国在这种评价方面还没有具体的法律规定，极有必要建立有关的制度。宏观活动的环境影响评价是最高层次的环境影响评价，是为最高层次的开发建设的环境保护服务的。它与其他类型的环境影响评价不同，主要在于：宏观活动环境影响评价着眼于全国或全省范围的、长期的环境保护，考虑的是一种政策或规划，具有其他类型评价所没有的战略意义；此种环境影响评价运用的预测方法多是定性或半定量的综合判断、分析方法，在评价的量化上不如其他类型的环境影响评价。

3.1.3 环境影响评价的一般工作程序

环境影响评价工作大体可分为五个阶段，具体工作程序如图 3-1 所示。

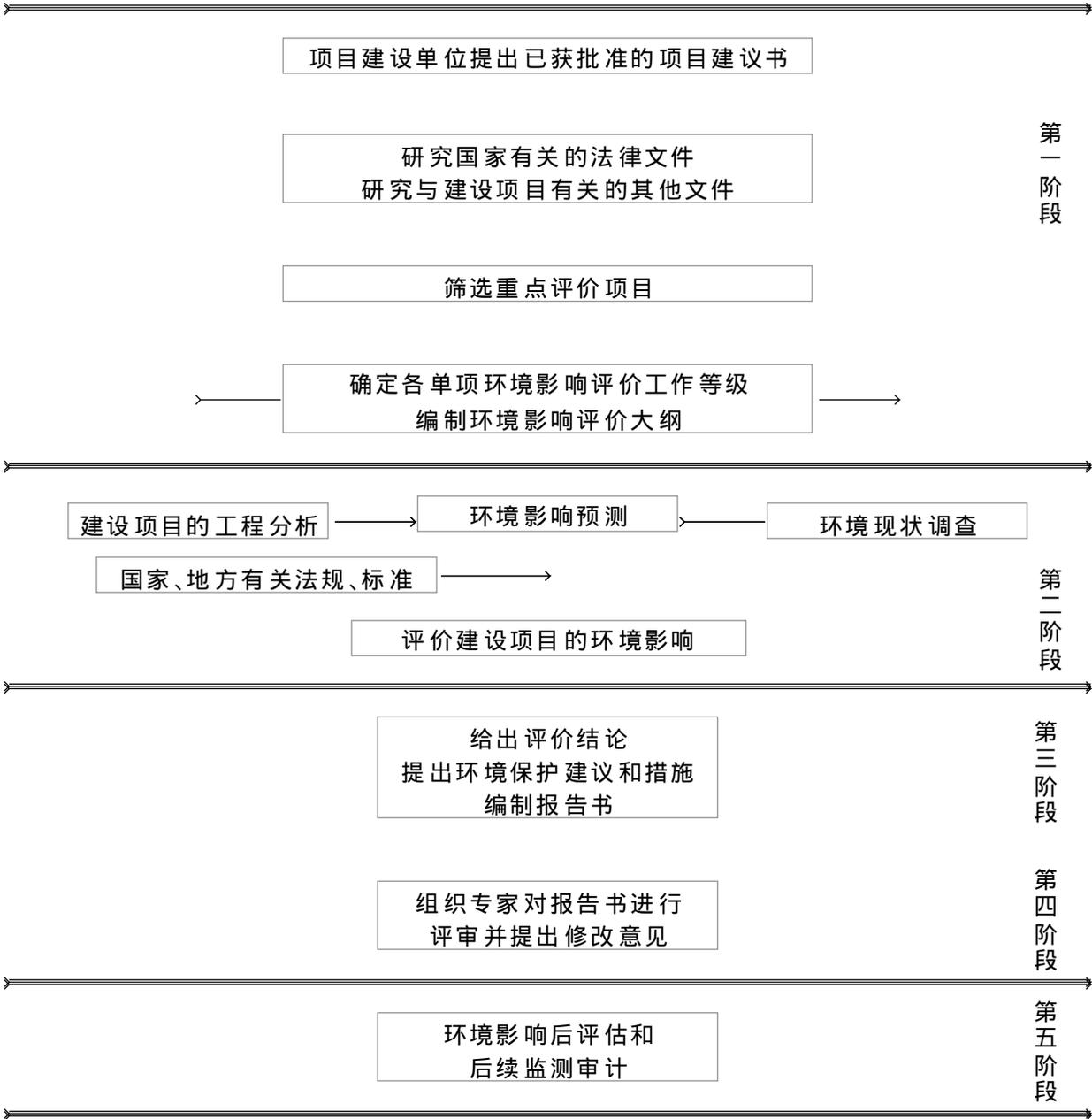


图 3-1 环境影响评价的一般工作程序

第一阶段是准备阶段，主要任务是搜集资料，研究有关文件，进行初步的工程分析和环境质量现状调查，筛选评价重点，确定其中各单项评价的工作等级，

编制评价工作大纲；第二阶段为正式工作阶段，主要任务是做详细的工程分析和环境现状调查，预测和评价环境影响，提出环保建议和措施；第三阶段是报告书编制阶段，主要任务是汇总、分析第二阶段工作成果，完成报告书的编制；第四个阶段为报告书评审阶段，一般由委托方组织专家对报告书进行多阶段评审，提出修改意见；第五阶段为后评估和后续监测审计阶段，主要任务是对建设项目实施全过程的环境影响数据进行系统的收集与识别，调查公众意见，对项目的达标符合性、预测一致性及减缓影响措施的有效性进行审查。

3.1.4 环境影响评价工作的等级划分

环境影响评价的工作等级是指需要编制环境影响报告书的各评价专题的工作级别，通常根据其内容、深度与工作量多少分为三个等级：一级评价专题较多，评价区域范围大，污染源调查要求详细，现场监测工作量大、项目齐全，代表时期包括冬夏两期以上，预测模式需要验证，预测项目完整，结论要明确，对策要可行；二级评价内容要求较少；三级评价更为简略。

由于建设项目规模有大有小，对环境产生的污染或破坏程度也有深有浅，环境影响评价深度和广度也应有所区别。因此，为了统一同一类型建设项目的评价要求，使评价工作规范化，避免主次不分，浪费人力、物力和时间，需要针对建设项目特点和项目所在地区的环境条件划分评价工作等级。

环境影响评价工作等级划分的依据主要有三个：一是建设项目的工程特征，主要包括工程性质、工程规模、能源和资源的使用量及类型、产品种类与性质、工艺路线与生产方法、污染物排放特点（排放量、排放方式、排放去向、主要污染物种类、性质、排放浓度）等；二是建设项目所在地区的环境特征，主要包括自然环境特征（地貌、气象、水文）、环境敏感地区类型及程度、特定保护目标、环境功能规划、环境质量现状、社会经济环境现状等；三是国家、地方政府所颁发的有关法规。

建设项目环境影响评价等级划分的条件如下。

凡是满足以下条件的，原则上要求进行一级评价 大型以上建设项目，污染物排放量大，污染因子多，毒害比较严重；项目所在地区的地貌、气象、水文、地质等自然条件复杂，不利于污染物稀释、扩散、迁移和转化；评价区内或其边界外附近有明令规定的重点保护对象，如水源地、城镇、居民稠密区、名胜古迹、风景游览区、温泉、疗养院、自然保护区等；项目所在地区的环境污染超标或接近超标，纳污能力小。

凡是处于以下条件的，原则上要求进行二级评价 大型以下建设项目，污染物排放量较大，污染因子较多，毒害比较严重；项目所在地区的自然条件不很复杂，地势较平坦，基本上属于平原或起伏不大的丘陵，且与城镇之间有一定

的防护距离；评价区内只有一般保护对象，如村落、经济林、养殖场等。

凡处于下列条件的，原则上要求进行三级评价 建设项目的污染物排放量不多，污染因子较少，而且只具有一般毒性；项目所在地区的自然条件较好，自净能力强；项目所在地区的环境质量现状较好，环境容量较大，且没有重要的环境敏感地区及法定保护对象。

一般地，建设项目的环境影响评价包括一个及其以上的单项影响评价，每个单项评价的工作等级不尽相同。倘若各单项影响评价的工作等级均低于三级，该项目的环评就不需要编制报告书，据《建设项目环境保护管理条例》只需填写《建设项目环境影响报告表》；倘若整个评价中只有个别单项评价工作低于三级，可根据具体情况进行简单的叙述、分析或不做叙述、分析。

3.2 油田生产建设项目工程分析

3.2.1 工程分析的主要任务

建设项目的工程分析是建设项目环境影响评价工作中的基本专题，是进行环境影响预测和评价的基础，贯穿于评价工作的全过程，其主要任务是全面分析项目工程特征和污染特征，为环境影响评价工作提供基础数据，利于把握建设活动与环境保护工作全局的关系。《建设项目环境保护分类管理名录》中明确规定石油和天然气开采类项目应进行工程分析。

因此，石油开发和生产型的建设项目必须首先进行工程分析，掌握项目组成及总体特征，了解和分析项目工艺技术的特点和清洁生产水平，剖析项目可能产生的环境影响因素，确定主要评价因子，计算污染物的产生量、削减量和外排量等。

3.2.2 工程分析的原则

(1) 政策性原则

一定要在学习掌握和深刻领会有关政策、法规要求的基础上，去分析建设项目对环境产生影响的因素，剖析项目的产业政策、能源政策、资源利用政策、环保技术政策等方面的不足，提出符合国家规定、政策要求的环保建议。

(2) 针对性原则

建设项目多种多样，工艺特征和污染特征差异很大，环境影响因素复杂多变。即使是同一行业建设项目的工程特征也差异很大，如石化和焦化工业项目，原料种类多且成分复杂，工艺路线多种多样，产品和副产品种类繁多，外排污染物种类多而复杂，而且生产过程中会产生多种有毒物质，环境影响非常复杂。工

程分析时必须具体问题具体分析，要深入系统分析建设项目的分类和规模、原料和燃料结构及组成、工艺技术和清洁生产水平、外排污染物的特征（种类、数量、性质、排放方式和去向）等，抓住评价重点，解决实际问题。

（3）准确性原则

工程分析需要为接下来的各专题评价提供基础数据，假如工程分析结果数据有误，将导致几乎整个环境影响评价的失败，因此可以说工程分析是决定评价工作质量的关键。工程分析所得数据必须准确无误，引用的资料必须经过精心筛选并注明来源，定性资料要求准确。对于生产过程或单元产生的废气、废水等污染物产生量必须加以核实，必要时应通过物料衡算法加以验证；燃烧废气产生量要采用环保主管部门确认的方法进行核算；对于废水排放量应从生产装置、辅助装置、公用工程、储运设施等在全厂范围内计算，并按项目组成绘制给排水平衡图，标明循环水和废水回用途径和外排量。

（4）定量化原则

工程分析中，对于污染物排放量等可定量表达的内容，要尽量给出定量的结论，并且一定要准确可靠。

3.2.3 工程分析的对象及重点

工程分析主要针对以下几方面进行。

资源、能源的储运 分析建设项目资源、能源和废弃物等的装卸、搬运、储藏等环节，把握这些环节中的环境影响因素。

工艺过程 分析工艺过程各环节，了解各种污染物的排放情况、各类环境影响的来源、各种废物的治理、回收和利用措施，了解工程运行与污染物排放之间的关系等。

非正常污染物排放 项目的建设和运行阶段均可能存在事故等情况导致的污染物非正常排放，分析这类排放，找出其来源，确定其发生的概率等。

交通运输 项目的建设和运行，会给当地及附近地区的交通运输状况改变，从而产生间接的环境影响。

厂地的开发利用 了解当地土地利用现状和环境间的关系，分析拟建项目对土地的开发利用所带来的环境影响。

环保措施 分析工程设计的环境保护措施是否能达到环境目标，在经济与技术方面是否合理，内容是否具体完整，可行性论据是否充分等。

对建设项目生产运行阶段的开车、停车、检修、一般性事故和漏泄等情况时的污染物不正常排放进行分析，找出这类排放的来源、发生的可能性及发生的频率等。

其他情况。

工艺过程（工艺的先进性）应当作为工程分析的重点，资源和能源的储运、交通运输、场地开发利用和环保措施等内容是否分析以及分析到什么程度，应该根据工程特征和当地环境特征及评价工作等级决定。污染物的非正常排放是不可忽略的内容。

由于项目的工程特征和当地环境特征各不相同，其工程分析所要求的内容和深度也应具有相应的差异。对于重点影响类的建设项目，尤其是工业污染类，工程特征多样性决定了其环境影响因素的复杂性，所以工程分析是环境影响评价专题中的重点，应该具有相当的广度和深度。

有一点需要注意，就是不要把工程分析专题内容和清洁生产分析、环保措施与可行性论证、总量控制分析以及固体废弃物处置等专题内容混淆。如果评价报告中已经将清洁生产分析等上述各项列为专题，则应在其专题中详细评述专题内容，工程分析中可适当省略。

3.2.4 工程分析的方法

目前采用较多的工程分析方法主要有查阅参考资料分析法、物料平衡计算法和类比分析法等。这些方法一般是在项目规划、设计和可行性研究等技术文件不能满足工程分析要求的情况下选用。

(1) 查阅参考资料分析法

此法是利用同类工程已有的环境影响报告书或可行性研究报告等资料进行工程分析的方法。如果评价工作等级较低、评价时间紧或者无法采用其他方法的情况下，可用此法。该方法虽然非常简便，但所得数据准确性差。

(2) 物料平衡计算法

该法以理论计算为基础来计算建设项目污染物排放量的常用方法，计算中假设所有设备均按理想状态运行，计算结果有时偏低，需要修正。采用此法计算污染物排放量时，必须对项目的生产工艺全面了解，掌握各种物料成分和消耗定额。此方法具有一定的局限性，并非所有项目都可以采用。

物料平衡计算法的基本原理是质量守恒定律，即在生产过程中投入的物料总量应该等于产品量和物料流失量之和，通式表示如下：

$$G_{投入} = G_{产品} + G_{流失}$$

式中， $G_{投入}$ 为投入系统的物料总量； $G_{产品}$ 为产出产品总量； $G_{流失}$ 为物料流失总量。

又可分为总量法公式和定额法公式。

总量法公式 $G_{排放} = G_{投入} - G_{产品} - G_{回收} - G_{处理} - G_{转化}$

定额法公式 $A = A_D \times M$

$$A_D = B_D - (a_D + b_D + c_D + d_D)$$

式中， A 为某污染物的排放总量； A_D 为单位产品的某污染物排放定额； M 为产品总产量； B_D 为单位产品投入或生成的某污染物量； a_D 为单位产品中某污染物含量； b_D 为单位产品所产生的副产品、回收品中的某污染物含量； c_D 为单位产品分解、转化掉的某污染物量； d_D 为单位产品被净化处理掉的污染物量。

(3) 类比分析法

利用与拟建项目同类或相似的已有项目的相关资料进行过程分析的方法就是类比分析法。该方法工作量大，耗时长，但所得结果比较准确。在评价等级高，评价时间充裕，并且有现成的相似工程可供参考的情况下，可采用此方法。如果所参考的工程已有某种污染物的排放系数，则可直接利用该系数计算项目该种污染物的排放量。运用此方法时应注意拟建项目和类比项目的几个相似性。

环境特征的相似性 包括项目拟建地区的地貌状况、环境功能划分等情况。

一般工程特征的相似性 包括项目性质、建设规模、产品结构、工艺路线、生产方法、车间组成、原材料、燃料来源与成分、用水量和设备类型等。

污染物排放特征的相似性 包括污染物排放浓度和数量、排放方式、去向、污染方式和途径等。

3.2.5 工程分析专题报告编写要点

3.2.5.1 项目概况

(1) 工程一般特征介绍

包括工程名称、建设性质、建设地点、建设规模、项目组成（表）、产品方案、年运行时数、占地面积、职工人数、建设投资等，并应附区域位置图和总平面布置图。建设项目组成中应系统考虑相关装置（生产装置、辅助装置等）、储运工程（油库、罐区、管道、原料和燃料堆场、码头工程、专用公路工程、专用铁路工程、栈桥或索道运输工程）、公用工程（供水工程、排水工程、供热供电工程、通讯工程等）、行政管理与生活设施（行政办公设施、实验室、环境监测与环境管理设施、生活设施等）。

(2) 主要工艺流程

根据产品方案，以清洁生产为目标，以工艺过程为重点，用方块流程图表示并说明总流程方案。存在几个方案的比较时，应对各方案进行分析说明，并详述推荐方案。油田开发建设项目的原油集输、注水、污水处理工艺流程参见图 3-2。

(3) 能源及资源消耗

主要考虑水源、水量、水质、用电负荷及其来源、燃料种类、物化性质、消耗量、辅助原材料的种类、性质、用途及消耗量等。

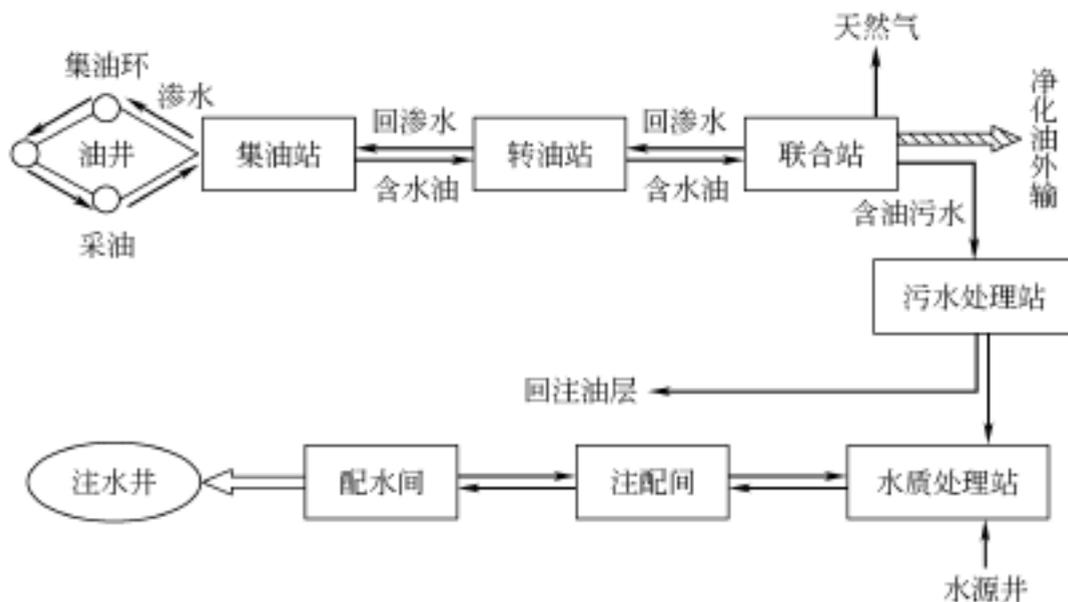


图 3-2 原油集输、注水、污水处理工艺流程示意图

(4) 主要经济指标

包括工程总投资、环保投资及比例、建设期、年运营收入、投资利税率、投资回收期、内部收益率等。

3.2.5.2 污染影响因素分析

(1) 已建、在建工程部分

调查已建、在建装置（单元）的种类、数量、规模和运行状况等特点。核实各工艺装置（单元）的废气、废水、固废的排放情况、排放量、存在的主要问题等，并分析论述各种环保设施的运行状况和处理效果及可行性、实用性和经济合理性。

(2) 新建、改建、扩建部分

以装置（单元）或产生污染的辅助设施为单位、以工艺工程为基础分析各装置（单元）的污染源，并绘制其分布流程图。流程图上应用不同符号表示污染物种类，并按排放点依次编号，标明排放位置；同时，列出各装置（单元）的污染物排放表，标明各污染物排放量及排放浓度等。污排表上排放点的编号应与污染源分布流程图中的编号一致。还要对各种污染源进行分析，说明各排放点所排放污染物的性质、浓度、数量与工艺过程的关系。

(3) 污染源分类及分析

对整个工程的废气、废水、固体废物和噪声污染源进行分析。油田生产污染源分布和污染物排放流程见图 3-3。

对废气污染源，应按点源、面源、无组织排放源进行分析，说明源强、排放方式、排放源特征参数等。分析应包括已建、在建和新建装置（单元）的废气排放量、排放方式、去向、成分、浓度及排放特征等，并分别以汇总表的形式列

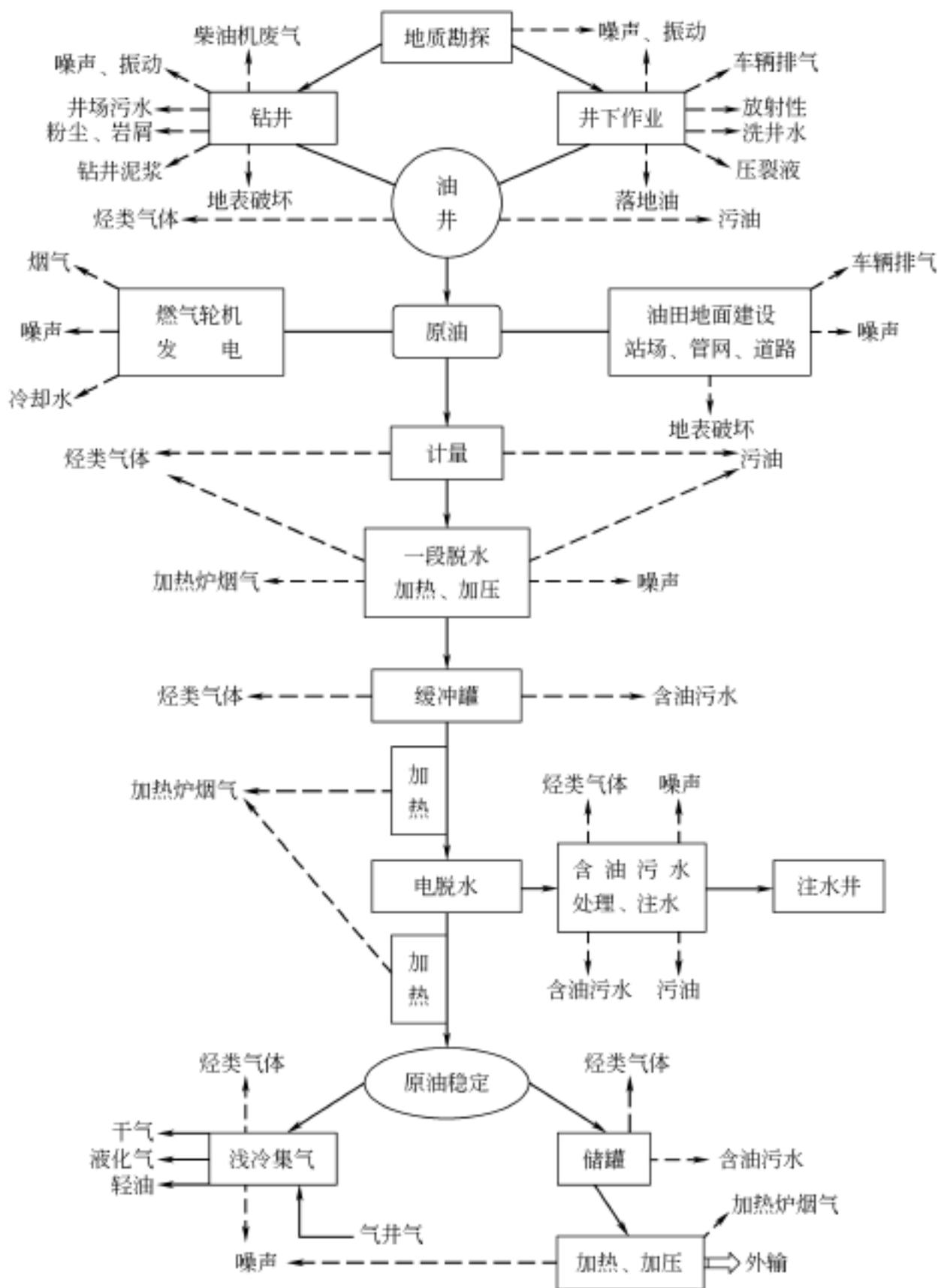


图 3-3 油田生产污染源分布和污染物排放流程示意图

出。要评价其是否符合国家及地方相关标准。

对废水污染源，应分析说明其种类、数量、成分、浓度、排放方式和去向等。

对固废污染源分析应说明数量、有害组分、处理或处置方法、排放去向等，并论述资源化的可能性。

噪声污染源应标明其源强和分布。对噪声大于 85dB (A) 的设备的名称、数量、源强声学特征和分布情况要列表说明。

各污染源排放量均应列出正常排放量和不正常排放量。

(4) 污染物排放量的核算

污染物排放量统计核算方法原则上采用“三本账”模式法。

对于新建项目：(a) 拟建工程自身污染物核定排放量；(b) 按治理规划和环境保护措施实施后能够实现的污染物削减量。以上两项之差为污染物最终外排量。

改、扩建和技术改造项目：(a) 改扩建和技术改造项目前现有的污染物实际排放量；(b) 项目按计划实施后的自身污染物排放量；(c) 治理规划和环境保护措施实施后能够实现的污染物削减量。以上三项的代数和就是拟建项目最终排入外环境的污染量。

污染物有组织排放量核算及统计 拟建项目按污染流程图中所标明的污染物排放点位置和编号顺序，编制表格对应统计废气、废水、固废的排放量，同时列出废气、废水的浓度和数量。要注意各污染物单位，废气排放量和浓度要分别以 m^3/a 和 mg/m^3 为单位，废渣排放量要以 t/a 为单位，废水浓度要以 mg/L 为单位。

污染物无组织排放量及统计 要给出废气无组织排放源的位置、源强、排放方式和排放源特征参数。无组织排放源所在生产单元等效半径是排放源特征参数之一，见下式：

$$r = \sqrt{\frac{S}{\pi}}$$

式中， r 为等效半径， m ； S 为生产单元占地面积， m^2 。

污染物非正常排放核算及统计 主要统计事故条件下所排放污染物的数量和浓度等。

(5) 环保措施分析

根据环保设施划分标准编制工程项目全部环保措施的分项汇总表，并列出分项投资估算额。将环保措施分为废气环保措施、废水处理措施、固废处理（置）措施、噪声环保措施等几类，分别从工艺方案、设备、构筑物、处理效果、投资和技术经济指标等方面进行论述。

(6) 污染因素识别和评价因子确定

污染因素识别 一般采用矩阵法定性识别工程行为对自然环境要素的影响范围和程度。

工程行为分为施工期和运营期两个阶段。施工期内工程行为对环境的影响主要表现在占用土地、居民搬迁、土地利用功能的改变、植被破坏、自然生态和景

观改变以及对社会环境的正面影响。运营期内工程的环境影响主要表现在各种污染物对环境要素的污染与破坏。

另外，还可以运用矩阵法对工程项目按项目组成所列外排污染因子对环境的影响程度进行识别，并列出示别表。

评价因子选定 根据项目所在地区的环境特征、环境保护目标、环境功能等级及敏感程度，参照环境影响因素分析筛选结果，从众多污染因子中筛选出对环境影响明显的常规污染因子和特征污染因子作为评价因子。

3.2.5.3 事故风险分析

油田生产项目中存在的事故风险因素主要有原油泄漏、含油污水泄漏、伴生气泄漏、井喷、爆炸和火灾等。要分析这些事故的发生概率、事故后果、环境影响及其程度，并提出预防对策。

3.2.5.4 给排水方案合理性分析

1) 根据“节约用水、一水多用”的原则，对设计中采用的给排水方案的合理性进行分析；

2) 按照“清污分流、分级控制”的原则，对设计中采用的给排水体制、排水管道系统设置的合理性进行分析。

3) 在给排水方案合理性分析的基础上，进一步对废水利用的可能性、存在的问题和应采取的措施进行分析，尽量给出废水回用途径及数量一览表。

3.2.5.5 项目选址及总图布置方案分析

根据建设项目所在城市的发展规划以及当地的气象、水文等自然条件，分析项目选址、厂区内各车间、单元之间平面布置、运输布置总图的合理性和存在问题，分析厂区和周围保护目标之间是否符合卫生防护距离规定，从而对厂址及总图布置方案提出分析意见。

3.2.5.6 工程分析小结

主要对以下问题进行总结：

- 1) 项目选址的合理性分析结果；
- 2) 总图布置中存在的问题及建议；
- 3) 污染源分析及污染物排放总量；
- 4) 主要污染物的削减及治理措施；
- 5) 环保措施合理性和可行性；
- 6) 其他建议。

3.3 区域环境现状调查与评价

3.3.1 自然环境与社会环境调查

油田生产建设项目自然环境和社会环境现状调查方法及内容等与其他项目环境影响评价一样，基本按照 HJ/T 2.1 中 8.1 及 8.2.1~8.2.4、8.2.11、8.2.12 规定执行，也可根据具体情况适当增删。

3.3.2 评价区污染源现状调查与评价

根据油田建设项目所在地的环境特征和各单项环境影响评价工作等级，筛选出待调查的污染源及有关参数。调查原则和方法依照 HJ/T 2.1 中 8.1 的规定。

污染源现状调查应以工业污染源为主，其次为交通、农业污染源。按环境要素列出各企业污染源列表，并按等标污染负荷比对主要污染企业及污染物进行排序，分析各企业环保措施及达标排放情况。

3.3.3 大气环境质量现状调查、监测与评价

3.3.3.1 大气环境质量现状调查

收集分析油田建设项目评价区内现有例行监测资料及其界外区各例行大气监测点的近 3 年监测资料，统计分析各点各季的主要污染物的浓度值、超标量和变化趋势等。由于现状监测费用在评价工作总经费中所占比例甚高，所以如果近 3 年监测资料基本没有变化，应尽量直接利用。

3.3.3.2 大气环境质量现状监测范围及布点

监测范围应根据油田生产建设项目可能影响的范围确定，一般设置在已确定的评价范围内。

监测点设置的数量及其布局应根据油田建设项目的规模和性质，区域大气污染状况及变化趋势，环境功能区划和敏感区分布和地形、污染气象等自然因素综合考虑确定。

监测布点应本着以环境功能区为主兼顾均匀性的原则，布设位置应具有较好的代表性，其监测值应能反映一定范围区域内的大气环境污染的水平 and 规律。设点还应考虑自然地理条件、交通状况和工作环境，使监测点即科学又方便工作。监测点周围应开阔，采样口水平线周围构筑物高度的夹角不应大于 30°；原则上，20m 以内应没有局地污染源，15~20m 以内不应有绿色乔灌木，与建筑物

距离不应小于建筑物高度的 2.5 倍。一般地，油田生产建设项目监测点不应少于 6 个。

监测点布设方法大致有网格布点法、同心圆多方位布点法、扇形布点法、配对布点法、功能分区布点法 5 种。

3.3.3.3 监测布点图

应绘制监测布点图，标明指北向、比例尺、风玫瑰图、监测点位和敏感点位置，并列表说明监测点和油田生产建设项目拟建地址的距离。

3.3.3.4 评价因子的筛选

首先选择油田生产建设项目等标准排放量较大的污染因子，然后考虑项目中的特征因子，如非甲烷烃、甲苯等。

3.3.3.5 监测项目及方法

监测项目主要根据拟建项目的种类和性质，按污染源调查中的主要污染因子确定。一般地，油田生产建设项目可确定如下监测项目及分析方法（表 3-1）。

表 3-1 油田生产建设项目大气环境现状监测项目及方法

序号	项目	分析方法	序号	项目	分析方法
1	SO ₂	盐酸副玫瑰苯胺光度法	4	CO	红外吸收法
2	NO _x	盐酸萘乙二胺光度法	5	总烃	气象色谱法
3	TSP	重量法			

3.3.3.6 监测时间及频率

监测时间和频率主要应考虑项目拟建地区的气象条件和人们的工作、生活规律。一般地，一级评价项目不得少于冬、夏两期；二级评价项目可仅取一期不利季节，必要时也应取二期；三级评价项目必要时可作一期监测。具体采样时间应根据气象条件的日（或年、季）变化特点，按照《环境影响评价导则》（HJ/T 2.2—93）有关条文确定。

3.3.3.7 大气环境质量现状评价

(1) 统计、分析监测结果

对于监测报告，应该根据《数据的统计处理和解释、正态样本异常值的判断和处理》（GB 4885—85）之规定，核实极值，删除异常数据，并取分析方法最小检出限的一半填补对应未检出值。需要计算数据的集中趋势和离散指标，一般

包括浓度范围、日均浓度及其波动范围、季（监测期）日均浓度值、一次及日均值超标率和最大污染时日等。

监测数据的分析应包括以下 3 个方面。

大气污染物浓度时间分布特征分析 分析污染物浓度随时间的周期性（一昼夜、一周、一月或一季等）变化规律，计算出一定时间周期内的污染物平均浓度，绘制出污染物周期变化图。

大气污染物浓度空间分布特征分析 用浓度等值线图表示浓度空间分布的特征。

大气污染物浓度与气象条件的相关关系分析 根据监测资料分析污染物浓度与大气层结、风向、风速、温度、气压等气象因素的相关关系。

(2) 大气环境质量现状评价

针对油田建设项目的大气评价因子（总烃、SO₂、NO_x、CO 等），利用单因子污染指数法对大气环境质量现状进行评价。评价内容一般包括污染物检出率、超标率、超标倍数、污染物浓度变化状况等，并计算评价因子分指数，得出评价结论。

3.3.4 地表水环境质量现状调查与评价

3.3.4.1 石油进入水环境后的迁移与转化

石油是一种成分复杂的天然液体矿物，一般主要是由烷烃、环烷烃、芳香烃等多种烃类组成的混合物。水环境中存在的石油类污染物主要有两个来源：一是来自正常排污；二是来自石油生产或运输事故情况下的非正常排放，多以油膜形式存在。

油膜进入水体后，由于水的流动和风的吹动（推流）而不断移动，同时又受重力、惯性力、摩擦力与表面张力（扩散）作用而不断变薄变大。石油具有挥发性，水面油膜的约 1/3 ~ 2/3 会在几小时或 1 天的时间内挥发掉。部分石油会粘附于岸边或沉积在水体底泥中。另外有一小部分石油溶解于水中，部分乳化。正常排污废水中所含油类污染物多以溶解形式存在。

3.3.4.2 调查范围与时间

调查应以资料收集为主，现场调查为辅，尽量减少现场调查工作量。

现状调查范围应包括油田建设项目影响较为显著的地面水区域，因为在此区域进行调查可以说明地面水环境的基本状况，并且能够满足后面的影响预测的要求；尽量按照项目建成后污染物排放可能达标的范围，考虑评价等级的高低后确定，一般等级高时调查范围应偏大，反之偏小；当水域下游附近有水源地、自然

保护区等环境敏感区域时，应扩大调查范围，将敏感区包括进去以满足其影响预测需要。

确定调查时间时应注意，调查时间随评价等级的不同而不同；根据油田建设项目所在区域的水文资料初步确定河流、湖泊、水库的丰水期、平水期和枯水期，同时确定最能代表这3个时期的季节或月份；对于有水库调节的河流，要注意水库放水与否所造成的流量变化；若调查范围内水域面源污染严重，丰水期水质比枯水期还恶劣，那么一、二级评价的各类水域必须调查丰水期，三级评价也应尽量调查丰水期；作为生活饮用水、食品加工用水的水源或渔业用水，且冰封时间较长的水域，应调查冰封期水质和水文情况。

3.3.4.3 调查工作内容

(1) 水文调查与水文测量

应注意几点问题：要本着先收集现有资料后调查测量的原则；一般应在枯水期进行，必要时对其他时期做补充调查；水文测量内容应和拟采用的环境影响预测方法相适应，采用数学模式时应满足模式及其输入参数的需要；水文测量应与水质调查同步进行，原则上只在一个时期内进行，但次数和天数不要求完全相同；且此时水质调查要尽量采用水团追踪调查法；如果能够准确求得所需的水文要素及环境水力学参数，要尽量减少水文测量的次数和天数。

另外要注意，如果在特大河或大河中污水排放量与流量相比很小，利用二维混合模式预测污水扩散情况时不必考虑对岸的反射作用，且计算采用的水文、水力数据均为与污染带等宽的流带中的数值；要注意拟预测河段的弯曲情况，若弯曲系数 > 1.3 ，应视为弯曲河流，则预测混合过程段的水质要采用弯曲河流模式；如果河道断面的宽深比接近或大于20，可以视为矩形河道，利用解析模式预测稳态状况的水质。

(2) 水质调查

油田建设项目的水质调查，要注意水质参数的选择。水质参数有两类：一类是反映水域水质一般状况的常规水质参数，要根据水域类比、评价等级及污染源状况，以GB 3838—88中所列出的常规参数为基础，进行适当增减；另一类是特征水质参数，对于油田建设项目来说，主要有石油类污染物、多环芳烃、挥发性酚、苯类、COD、BOD₅等。

出于水环境保护的需要，对于上马的扩建、改建项目，往往要求水质优于现有水质，因此除了按照《导则》要求确定水质调查参数、取样断面、取样点等的位置及取样方式外，水质调查时要注意项目上马时的水质与现有水质是否相同。环境影响预测计算时所用的水质背景值要应用项目上马时的水质参数值。如果项目上马时的水质优于现有水质，那么在预测水质时不能直接用现有水质背景值。

另外，如果评价等级为一级、二级，并且被调查水域属自然保护区、饮用水源地、珍贵水生生物保护区、经济鱼类养殖区等环境质量要求较高的功能区，则应考虑调查水生生物和底质。水生生物调查项目主要包括藻类、浮游动植物、底栖无脊椎动物的种类和数量、水生生物群落结构等；底质调查主要是调查与油田建设项目外排污水水质有关的易累积污染物的情况。

(3) 水域功能调查

主要采用以间接了解为主，实地查看为辅的调查方法。要调查油田建设项目评价区内各行业用水情况，以及各类用水的供需关系、水质要求和水产养殖、渔业等所用的水面面积。另外，要调查排污或灌溉退水的水体。

3.3.4.4 地表水环境质量现状评价

地表水环境质量现状评价是水质调查的延续，主要采用文字分析阐述，数学表达式作为辅助。

评价基本依据主要是地面水环境质量和有关法规及项目当地的环保要求。对于一些国内尚无标准的水质参数，可建立临时标准或参照国外标准，但这需要按国家环境保护总局规定的程序报有关部门批准。

评价方法可采用《导则》推荐的单项水质参数标准指数法。

一般情况下，单项水质参数评价中某水质参数可采用多次监测平均值，但有时该水质参数可能变化很大，此时可采用内梅罗平均值以突出高值的影响。内梅罗平均值表达式如下：

$$c = \left[\frac{c_{\max}^2 + c_{\text{avg}}^2}{2} \right]$$

式中， c 为内梅罗指数， mg/L ； c_{\max} 为水质参数的最大监测值， mg/L ； c_{avg} 为水质参数的平均监测值， mg/L 。

3.3.5 地下水环境质量现状调查与评价

(1) 调查范围与取样

按照油田建设项目评价区地貌、地质结构、水文地质条件及评价工作等级等因素综合考虑，在评价大纲审定阶段确定调查范围。

取样布点形式一般有点状、线状、面状和沿地下水水流方向布点等几种。尽量不自行钻井，要利用现有民井。

(2) 筛选污染因子

在确定常规污染因子的基础上增加油田建设项目特征污染因子，如石油类、酚等。

(3) 地下水水质调查

按照确定的污染因子，调查评价区内地下水水质。对于已经被污染的地下水，应分析污染物的种类、污水渗漏的可能途径。

(4) 地下水水质现状评价

根据 GB/T 14848—93 《地下水质量标准》中的规定进行评价。

3.3.6 土壤环境质量现状调查与评价

(1) 调查范围

根据油田建设项目评价工作等级、任务要求及主要污染源和污染物的排放方式、数量、浓度、污染途径等因素来确定调查范围。一般地，土壤环境的调查范围应与大气及水环境的调查范围相对应。

(2) 调查内容

调查内容主要包括区域土壤类型特征调查、水土流失现状调查、土壤退化情况调查、土壤环境背景值资料收集、土壤污染源调查等。

区域土壤类型特征包括成土母质、土壤类型、土壤组成和土壤特性。土壤组成包括土壤有机质、氮磷钾和主要微量元素的含量；土壤特性包括 pH 值、Eh、土壤质地、土壤代换量及盐基饱和度、土壤结构等。

水土流失现状调查内容有土壤侵蚀类型、分布面积及侵蚀模数等。土壤退化情况调查主要是对土壤沼泽化、潜育化、盐渍化和酸化等情况进行调查。

土壤环境背景值是土壤环境质量评价的重要基准，具有显著的区域性。要尽量收集评价区域的土壤背景值资料，资料不足的情况下再进行现场监测。

对于土壤污染源，重点调查工农业污染源、污水灌溉以及自然污染源带来的污染物的种类、数量、浓度及其污染途径等。

(3) 现状监测

土壤监测一般与土壤调查具有相同的范围。监测内容主要包括布点采样、收集和制备土壤样品、确定土壤分析项目和分析土壤样品等。样品分析时要注意质量控制和数据处理的统一性。

(4) 现状评价

一般运用等标污染负荷比法，根据现有污染物及油田建设项目拟排放的主要污染物，按毒性大小与排放量多少筛选确定污染评价因子。常见污染因子包括有机毒物（酚、DDT、六六六、石油、3,4-苯并芘、多氯联苯等）和重金属及其他有毒物质（汞、镉、铅、锌、铜、铬、镍、砷、氟、氰等）；此外，还可选取一些附加因子。

主要以《土壤环境质量标准》（GB 15618—1995）中所列三级土壤环境质量标准值为评价标准。其中没有列出的项目可以区域土壤背景值作为评价标准；如果没有背景值资料，且评价区域影响范围较小时，可以使用对照区的土壤评价因

子含量的平均值作为评价标准。

一般可采用单因子评价法评价土壤环境质量现状，表达式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中， P_i 为土壤中污染物 i 污染指数； C_i 为土壤中污染物 i 的实测浓度，mg/ kg； S_i 为污染物 i 的评价标准，mg/ kg。

3.3.7 声环境现状调查与评价

如果油田建设项目不进行噪声环境的单项影响评价，一般可不叙述环境噪声现状；如需进行此类评价时，应根据噪声影响预测的需要决定环状调查的内容。调查与评价具体步骤执行《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ/T 2.4）中5的规定。

3.3.8 生态环境质量现状调查与评价

油田生产建设项目一般都需要进行生态环境影响评价，所以应根据现有资料对下列部分或全部内容进行叙述：建设项目周围地区的植被情况（覆盖度、生长情况），有无国家重点保护的或稀有的、受危害的或作为资源的野生动、植物，当地的主要生态系统类型（森林、草原、沼泽、荒漠等）及现状。还应根据需要选择以下内容进一步调查：本地区主要的动、植物清单，生态系统的生产力，物质循环状况，生态系统与周围环境的关系以及影响生态系统的主要污染源。

3.3.9 人群健康现状调查

油田生产建设项目一般规模较大，并且拟排放的污染物毒性较大，应进行一定的人群健康调查。调查时，应根据环境中现有污染物及建设项目将排放的污染物的特性选定指标。

3.4 环境影响预测分析与评价

3.4.1 大气环境影响预测与评价

3.4.1.1 大气环境影响评价的内容和工作程序

油田生产建设项目的大气环境影响评价工作的内容和程序与其他建设项目基本相同。大气环境影响评价基本工作程序如图 3-4 所示。评价基本内容包括如下。

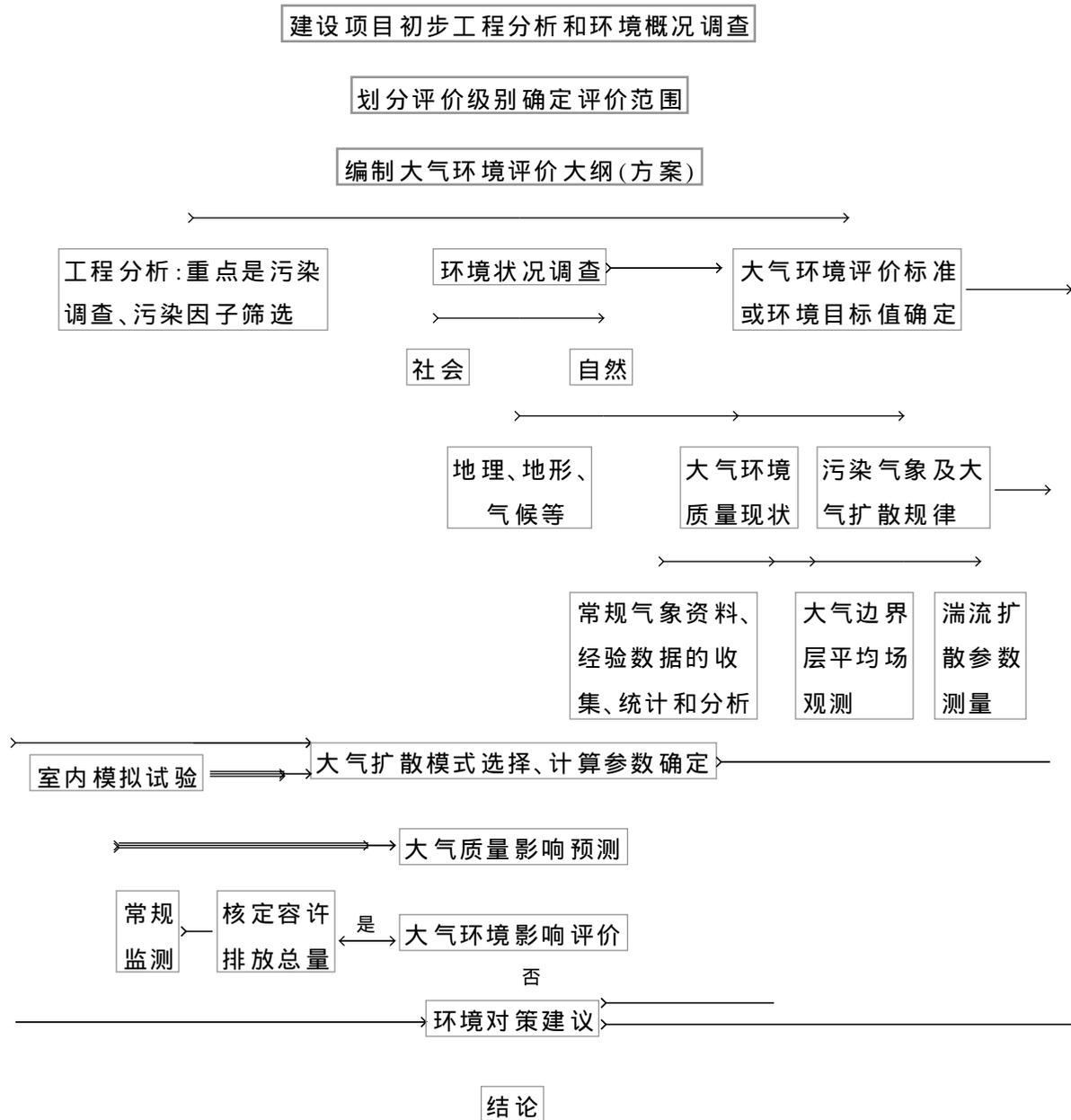


图 3-4 大气环境影响评价工作技术程序

- 1) 弄清建设项目概况，分析项目的大气环境影响因素，收集大气污染源资料，并对污染源进行评价。
- 2) 进行大气环境现状监测，得出本底浓度值，评价区域内大气环境质量现状。
- 3) 收集和分析评价区地形和气象资料，总结出大气环境影响预测需要的地形和气象条件。
- 4) 研究评价区大气扩散规律，得出大气扩散参数，选择合适的烟气抬升高度模式和大气扩散模式。
- 5) 根据评价区地形及气象条件、项目排污条件、大气扩散参数和所选择的扩散模式，计算预测项目建成后的长期和短期大气污染物浓度分布，得出影响浓度值。叠加影响浓度值和本底浓度值，得到浓度分布预测值，然后绘制环境质量变化图。

6) 确定评价标准, 对预测结果进行评价, 根据评价结论提出预防大气污染、改善大气环境质量的建议。

3.4.1.2 大气环境调查

大气环境调查包括资料的收集和统计分析、污染物的现状监测、现场气象调查和室内模拟实验等。调查内容主要是气象条件、大气污染源和大气环境质量现状。具体调查步骤、方法及注意事项执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ/T 2.2—1993) 中 5、6 的规定。

3.4.1.3 大气环境影响预测

(1) 空气质量模式的作用

空气质量模式在制定大气排放标准、大气环境影响评价以及大气环境质量控制和管理等方面具有非常重要的作用, 是大气污染物浓度分布预测的主要工具。借助空气质量模式, 能够完成仅靠空气质量监测所不能完成的任务, 如预测拟建项目建成后对空气质量影响的程度和范围、比较不同建设方案对空气质量影响的差异、计算污染源的污染分担率、制定合理的大气排放标准、实施科学的总量控制、优化污染源布局等。

(2) 预测方法

大气环境影响预测方法大体有三类, 即经验方法、物理方法和数学方法。

经验方法是指在统计、分析历史资料的基础上, 结合发展规划进行预测的方法。物理方法是指利用风洞或水槽等实验设备进行实验室模拟, 给出预测结果的方法; 物理方法可以模拟复杂地形、多源排放和建筑物下洗等情况下的污染物浓度分布, 结果较为可靠, 但过程复杂, 且需要一些专门设备以及具有相当水平的专业人员。

数学方法是近 20 年来应用较为普遍的预测方法, 是指利用数学模式和计算机技术进行模拟计算预测。数学模式可分为数值模式和代数模式两类: 数值模式包括梯度理论模式、相似理论模式和统计理论模式等; 代数模式包括正态模式、修正的正态模式和一些其他代数模式。正态模式有一个假定前提, 即污染物在空间的概率密度是正态分布, 虽然它具有很多优点, 如模式表达直观易懂、掌握和计算方便、可修正后扩展其适用范围、能够准确预测平原低架源排放的惰性污染等, 但也必然受到其假定前提的制约。我国现有法规大气扩散模式基本上都是以代数式表达的正态模式。所谓法规大气扩散模式是指由政府部门以法规性文件形式颁布, 如我国的《环境影响评价技术导则》, 且应用方便、可普遍实施的大气扩散模式。模式中所必需的输入参数一般可通过常规气象参数、物理常数或经验数据求出。

不同等级评价的预测方法的选择可依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ/T 2.2—1993) 中 7.3 条款之规定执行。

(3) 选择预测模式

研究油田生产建设项目评价区的大气扩散规律, 得出大气扩散参数, 同时结合评价区地形及污染气象条件、项目排污条件等选择合适的烟气抬升高度模式和大气扩散模式, 进行预测。大气扩散模式详细类型及适用条件参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ/T 2.2—1993) 中 7.5 条款之规定, 预测内容参照导则中 7.2 条款之规定。

3.4.1.4 大气环境影响评价

(1) 确定评价参数

确定环境目标值 主要依据《环境空气质量标准》(GB 3095—1996) 和油田生产建设项目所在区域的大气功能区划确定环境目标值。

计算评价指数 评价指数定义如下:

$$I_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中, C_i 为某种污染因子不同取样时间的浓度预测值, mg/m^3 ; C_{oi} 为污染物 i 的环境质量标准, mg/m^3 。

I_i 小于或等于 1 达标, 大于 1 则为超标。 I_i 值越大, 该因子污染越严重。

依据各大气污染因子的评价指数值, 绘制浓度分布图, 明确 I_i 的变化范围和平均值、各因子的超标区或未超标时 I_i 最大值区的位置和面积以及超标区的功能特点。如果一次取样浓度超标, 则应估计其季度(期)或年的超标小时数或频率值。季度(期)或年度污染达标情况按平均浓度值计算评价指数来判定。

计算污染分担率 经过加权的污染分担率 P_{ij} 定义如下:

$$P_{ij} = \frac{C_{ij}^2}{C_{ij}^2} \times 100\%$$

式中, C_{ij} 为第 j 类(或个)源在第 i 个接受点上贡献的浓度值; 为全部源对第 i 个接受点的贡献加和。

应给出各计算点和关心点的 P_{ij} 值以及超标区、各功能区和整个评价区的 P_{ij} 平均值。

标准分担率和允许排放量

某一类污染因子的标准分担率定义如下:

$$b_{ij} = \frac{C_{oij}}{C_{oi}} \times 100\%$$

式中, C_{oij} 为第 j 类(或个)源允许贡献在第 i 个接受点上的最大浓度值;

C_{oi} 为第 i 个接受点上的环境质量标准值。

允许排放量和标准分担率都可以用总量控制方法求出。尚未实施总量控制的地区，可根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》(GB/T 13201—91)给出。一般标准分担率约为 40% ~ 60%。

(2) 主要评价内容

油田生产建设项目的厂址和总图布置评价 结合评价区的环境特点、工业生产现状及发展规划、大气环境质量水平及可能的改善措施等因素，根据项目涉及的主要污染因子的所有排放源在超标区、评价指数最大区、关心点以及厂区、办公区、生活区上的污染分担率，从保护大气环境出发，对厂址选择和总图布置的合理性做出评价并提出建议。

如果有几种厂址选择和总图布置方案，应对每种方案的环境影响加以预测，给出污染物浓度分布图和污染源的污染分担率，然后结合区域环境和经济等各种因素，提出建议，选出最佳方案。

污染源评价 根据各污染因子及污染源在超标区或关心点上的评价指数和污染分担率，确定主要污染因子和污染源，并据污染贡献大小对其进行排序；然后，以保护大气环境为出发点，对原设计方案做出评价并提出建议。

超标气象条件分析 根据预测结果和模拟实验结果，分析出现超标情况时的气象条件，给出主要影响因素及其出现时间、强度、周期和频率等。如果是改、扩建项目，则可充分利用已有的监测数据分析超标气象条件。

评价大气环境质量影响 在以上各项分析或评价的基础上，结合各种调查资料，全面、综合分析评价项目最终设计方案的大气环境影响。

3.4.2 地表水环境影响预测与评价

3.4.2.1 预测条件的确定

地表水预测范围应与评价区范围一致。

一般选取以下地点为预测点：(a) 已经确定的敏感点；(b) 环境现状监测点；(c) 水文特征和水质突变处的上下游、水源地，重要水工建筑物及水文站；(d) 应在河段中布设若干预测点，应预测河流混合过程段；(e) 由于排污口下游附近可能出现局部超标，为了预测超标范围，应自排污口起由密而疏地布设若干预测点，直至达标处；超标范围预测点可以和混合过程段预测点重合。

预测时期分为丰水期、平水期、枯水期 3 个时期 对于一、二级评价项目应预测枯水期和平水期两个阶段的环境影响。三级评价或评价时间较短的二级评价可只预测枯水期的环境影响。特殊情况下还应预测冰封期的环境影响。

预测阶段一般分为建设过程、生产运行和服务期满 3 个阶段 所有项目

均应预测生产运行阶段对地表水体的影响，并且要分正常排污和不正常排污（包括事故）两种情况。

3.4.2.2 预测方法选择

尽量选用成熟、简便并能满足评价精度和深度要求的方法。预测方法主要有定性分析法和定量分析法两种。定性分析法包括专业判断法和类比调查法两种：专业判断法是根据专家经验推断项目对水环境的影响，又包括专家判断法、智暴法、幕景分析法和德尔斐法等；类比调查法是根据已有的相似工程对水环境的影响来推测拟建项目的水环境影响，但往往只能给出拟建项目影响大小的估值范围。定性分析法主要用于三级和部分二级的评价项目和对水体影响较小的水质参数，或由于数据不足而无法运用模型预测或目前还没有定量预测方法的情况等。

定量预测法是指运用物理或数学模型进行预测的方法。水环境影响预测主要运用水质数学模型进行。

3.4.2.3 污染源和水体的简化

(1) 污染源的简化

油田生产建设项目排放污水的形式、排污口数量和排放情况往往非常复杂，所以在应用水质模型预测前往往需要简化污染源。简化事项详见《环境影响评价技术导则 地面水》（HJ/T 2.3—1993）第 7.5.6 条款之规定。

(2) 地表水体的简化

评价区内的水体形态和水文、水力要素往往十分复杂，而且评价等级不同，精度要求也不同，增加了预测工作的难度。为了减小难度，在满足精度要求的基础上，可以对水文、水力要素适当简化，对水体边界形状进行规则化。具体简化内容参见《环境影响评价技术导则 地面水》（HJ/T 2.3—1993）第 7.5.1 ~ 7.5.5 条款之规定。

3.4.2.4 预测河段划分与混合过程段

根据污染物在河流中的混合情况，预测范围内的河段可以分为上游河段、混合过程段和完全混合段：上游河段是指排放口上游的河段；混合过程段是指排放口下游至充分混合前的河段；完全混合段是指污染物浓度在河流断面上达到均匀分布的河段，如果断面上的任一点的污染物浓度和断面平均浓度之差小于平均浓度的 5%，即可认为已达到均匀分布。

河流混合过程长度计算模型见《环境影响评价技术导则 地面水》（HJ/T 2.3—1993）第 7.6.1.3 条款之规定。

对于河口或潮汐河流，潮汐作用增强了混合作用，使混合距离比单纯河流情

况下短得多。

3.4.2.5 预测原则

除《环境影响评价技术导则 地面水》(HJ/T 2.3—1993)第7.6.1条款之规定外,还应注意以下原则。

1) 河流水温可采用一维模型预测断面平均值或采用其他预测方法, pH值可只采用零维模型预测。

2) 除一级评价等特殊高要求情况外, 感潮河段一般可按潮周平均、高潮平均和低潮平均3种情况预测水质, 如果感潮河段下游出现上溯流动, 可按此期间的平均情况预测水质。感潮河段的水文要素和水力学参数宜采用相应的平均值。

3) 大湖应预测排放口附近各点的水质, 小湖(库)可采用零维数学模型预测其平衡时的平均水质。

3.4.2.6 水质预测

河流、湖泊、水库、海湾等的各种常用预测数学模型及预测模拟方法参见《环境影响评价技术导则 地面水》(HJ/T 2.3—1993)第7.6条款之规定。

3.4.2.7 地表水环境影响评价

(1) 判定油田生产建设项目水环境影响的重大性

评价采用的水质标准应与环境现状评价相同。河道断流应由环保部门规定功能, 并据此选择评价标准。

所有预测点和所有预测的水质参数均应进行各生产阶段不同情况的环境影响评价, 但应有重点。水质方面, 影响较重的水质参数必须作为重点; 空间方面, 水文要素和水质急剧变化处、水域功能改变处、取水口附近等应作为重点。

可采用自净利用系数法判定油田生产建设项目水环境影响的重大性。详见《环境影响评价技术导则 地面水》(HJ/T 2.3—1993)第8.3.1.2条款。

(2) 选址、生产工艺和废水排放方案的评价

给出既定方案或各个备选方案的预测结果, 结合经济、社会等多重因素, 从保护地表水环境的角度提出完善意见或推荐优选方案。

(3) 提出地表水环境保护的措施

根据上述各项预测和评价结果, 提出地表水环境保护措施。通常应包括污染削减措施和环境管理措施两部分。

(4) 给出评价结论并编写小结

评价最终应给出明确的结论, 即该项目在不同的实施阶段能否满足预定的地表水环境质量。小结的内容应包括地面水环境现状概要、建设项目工程分析与地

面水环境有关部分的概要、建设项目对地面水环境影响预测和评价的结果、水环境保护措施的评述和建议等。

3.4.3 地下水环境影响预测与评价

3.4.3.1 确定预测条件

- 1) 地下水预测范围应与已确定的评价范围一致。
- 2) 预测点应设置在已有的取水井、观测井和试验井附近。
- 3) 一般承压地下水的补给量相对稳定，可按一种稳态状况进行预测。而对于和地表水体有直接补给关系的地下水，其预测可以分为丰水期和枯水期两个阶段进行。
- 4) 预测阶段的划分和地表水环境影响预测相同。

3.4.3.2 水质预测

对于评价等级较高、环境水文地质条件复杂而又缺少资料的地区，在进行地下水环境影响预测之前需要开展勘察工作、模拟试验和类比考察，以获取有关参数，建立数学模型。

勘察方法包括地球物理勘探法、遥感影像判释、钻探、水环境同位素分析和地下水动态观测等。地下水水质预测模型可分为流体动力弥散型水质模型、水流与水质耦合模型和黑箱模型 3 种。

(1) 流体动力弥散型水质模型

此类模型涉及弥散系数、流速、源和汇等相互关联的多项输入参数，必须先确定其数值，才能求污染物浓度分布。饱和层地下水水质情况需要解下列非线性偏微分方程组来预测。

连续性方程

$$-\frac{\rho}{t} = - \left[\frac{\rho}{x} \cdot u_x p + \frac{\rho}{y} \cdot u_y p + \frac{\rho}{z} \cdot u_z p \right]$$

运动方程

$$u_i = \frac{k}{\mu} \left[-\frac{\rho}{l_i} + g \frac{z}{l_i} \right]$$

状态方程

$$= (c, p)$$

$$\mu = \mu(c, p)$$

对于低浓度的不可压缩流体

$$= \rho_0 + \rho(c - \omega)$$

$$\mu = \mu_0 + \mu(c - \omega)$$

水流动力弥散方程

$$\frac{-c}{t} = \left[-\frac{\partial}{\partial x} \left(D_x \cdot \frac{c}{x} \right) + -\frac{\partial}{\partial y} \left(D_y \cdot \frac{c}{y} \right) + -\frac{\partial}{\partial z} \left(D_z \cdot \frac{c}{z} \right) \right] - \left[\frac{\partial}{\partial x} (u_x c) + \frac{\partial}{\partial y} (u_y c) + \frac{\partial}{\partial z} (u_z c) \right] + I$$

式中, u_x 、 u_y 、 u_z 分别为地下水在不同方向上的平均流速, m/s ; l_i 为上下游的距离, m ; μ 为动力黏度, $N(m^2 \cdot s)$; n 为空隙率; ρ_0 、 μ_0 分别为相应于污染物浓度为 ω 的水流密度和黏度; c 为水中污染物浓度, kg/m^3 ; I 为污染源、汇项; D_x 、 D_y 、 D_z 分别为地下水流在 x 、 y 和 z 方向上的弥散系数, m^2/s 。

地下水流的弥散系数通常都是三维的, 即

$$D_x = D_{xx} + D_{xy} + D_{xz}, \quad D_y = D_{yx} + D_{yy} + D_{yz}, \quad D_z = D_{zx} + D_{zy} + D_{zz}$$

但在计算中常简化为一维。

(2) 水流与水质耦合模型

地下水水质模拟实践中, 一般情况下可用二维模型。但如果污染物垂向浓度变化较大, 应采用三维模型。

三维流场中的弥散

渗流方程

$$S_s \cdot \frac{h}{t} = -\frac{\partial}{\partial x} \left[K \cdot \frac{h}{x} \right] + -\frac{\partial}{\partial y} \left[K \cdot \frac{h}{y} \right] + -\frac{\partial}{\partial z} \left[K \cdot \frac{h}{z} \right] + W$$

弥散方程

$$\frac{-c}{t} = \left[-\frac{\partial}{\partial x} \left(D_x \cdot \frac{c}{x} \right) + -\frac{\partial}{\partial y} \left(D_y \cdot \frac{c}{y} \right) + -\frac{\partial}{\partial z} \left(D_z \cdot \frac{c}{z} \right) \right] - \left[\frac{\partial}{\partial x} (u_x c) + \frac{\partial}{\partial y} (u_y c) + \frac{\partial}{\partial z} (u_z c) \right] + I$$

水平二维流场中的二维弥散

渗流方程

$$S \cdot \frac{h}{t} = -\frac{\partial}{\partial x} \left[Km \cdot \frac{h}{x} \right] + -\frac{\partial}{\partial y} \left[Km \cdot \frac{h}{y} \right] + W$$

弥散方程

$$\frac{(mc)}{t} = -\frac{\partial}{\partial x} \left[m \left(D_{xx} \cdot \frac{c}{x} + D_{xy} \cdot \frac{c}{y} - cV_x \right) \right] + -\frac{\partial}{\partial y} \left[m \left(D_{xy} \cdot \frac{c}{x} + D_{yy} \cdot \frac{c}{y} - cV_y \right) \right] + I$$

式中, h 为地下水层中某点的水头, m , 在研究饱和地下水流动问题时常取水头 $h = z + \frac{p}{\rho g}$ 为因变数, 其中 z 为该点的高程 (m), p 为该点上的大气压 (Pa/m^2),

为地下水流密度 (kg/m^3), g 为重力加速度 (m/s^2); m 为含水层的饱和厚度, m , 对于承压含水层, Km 称为导水系数; S_s 为贮水系数, 定义为单位体积含水层中因单位水头差而释出的水量 $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \cdot \frac{1}{m} \right]$; S 为指满足稳定性假定的含水层的贮水系数, 其值相当于空隙率; W 为源、汇项, 为单位时间内、单位体积含水层中注入或抽取的水量, s^{-1} ; I 为污染物源、汇项。

(3) 黑箱模型

上述模型虽然能计算不同位置上的浓度变化, 符合实际, 精度高, 但需要输入的参数种类多、取值难, 使其实际应用受到限制。如果预测实践中, 所关心的主要是含水层中污染随时间的变化情况而不是随位置的浓度差异, 并且污染源分布范围较大, 此时可考虑用黑箱模型来处理。黑箱模型又称为集中参数型水质模型, 因为此类模型中浓度只是时间的函数, 与空间位置无关。

把污染看作输入信号 $u(t)$, 含水层的作用视为转换函数 A , $u(t)$ 经 A 转换为输出 $S(t)$ 。在一定条件下, 黑箱模型可表示为:

$$S(t) = \int_0^t A(t-\tau) u(\tau) d\tau$$

根据已有的观测资料确定一个输入和输出, 就可求出转换函数 A , 然后就可以将模型用于水质预测, 推算不同输入条件下的输出。

3.4.3.3 地下水环境影响评价

根据预测结果, 对照国家和当地有关地下水环境质量的法规、标准, 对项目施工、运行等各阶段对地下水环境质量的影响做出评价, 并对项目的生产工艺、废水排放方案和水污染防治措施等提出意见, 提出避免、削减和消除负面环境影响的措施、对策建议。

3.4.4 声环境影响预测与评价

3.4.4.1 预测准备工作

预测准备工作主要包括工程分析和环境噪声现状调查、环境噪声现状评价、预测范围和预测点布置等 3 项内容。

工程分析和环境噪声现状调查 工程分析, 主要是分析油田生产建设项目的声源资料, 包括声源种类 (包括设备型号) 与数量、各声源的噪声级与发声持续时间、声源的空间位置、声源的作用时间段等; 环境噪声现状调查, 具体按《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ/T 2.4—1995) 中第 5.1 条款规定执行。

环境噪声现状评价 具体按《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ/T

2.4—1995) 中第 5.3 条款规定执行。

预测范围和预测点布置 具体按 《环境影响评价技术导则 声环境》 (HJ T 2.4) 中第 6.2 条款规定执行。

3.4.4.2 噪声影响预测

各种噪声影响预测模型及其用法详见 《环境影响评价技术导则 声环境》 (HJ T 2.4) 中第 6.4 条款规定。

3.4.4.3 噪声影响评价

噪声环境影响评价就是解释和评估拟建项目造成的周围环境预期变化的重大性。评价内容主要包括建设项目施工、运行阶段噪声的影响程度、影响范围和超标状况,分析受噪声影响的人口分布,分析建设项目的噪声源和引起超标的主要噪声源或主要原因,分析建设项目的选址、设备布置和设备选型的合理性,分析建设项目设计中已有的噪声防治对策的适用性和防治效果,提出针对该建设项目的有关噪声污染管理、噪声监测和城市规划方面的建议等方面的内容 [详见 《环境影响评价技术导则 声环境》 (HJ T 2.4) 中第 7 条款规定]。

3.4.5 土壤环境影响预测与评价

3.4.5.1 土壤环境影响预测的基本内容

土壤环境影响预测的基本任务是根据油田建设项目所在区域的土壤环境质量现状,研究项目排放的污染物在土壤中的迁移、转化和累积规律以及项目可能造成的土壤侵蚀、退化,提出或选择适宜的预测模式,模拟计算主要污染物在土壤中的累积或残留数量及土壤侵蚀量,预测该区域未来土壤环境质量的状况及其变化趋势,为项目的合理布局和科学的环境管理提供依据。

3.4.5.2 土壤环境影响预测的步骤

(1) 计算土壤侵蚀量

由于施工开挖、土壤裸露以及建成后土壤植被条件的变化会改变地面径流条件等原因,导致评价区域的土壤侵蚀,常用美国的通用土壤流失方程 (USLE) 来估算侵蚀量。

(2) 计算土壤污染物的输入量

油田建设项目评价区已有的土壤污染物和项目新增土壤污染物之和为土壤污染物的输入量。

(3) 计算土壤污染物的输出量

土壤污染物的输出量主要包括随土壤侵蚀的输出量，被作物吸收的输出量，随淋溶流失的输出量和因污染物降解、转化而输出的量。

随土壤侵蚀的输出量可根据土壤侵蚀模数与土壤中的污染物含量计算；被作物吸收的输出量根据作物收获量和作物中污染物的浓度计算；随淋溶流失的输出量根据淋溶流失水量计算；因污染物降解、转化而输出的量根据残留率计算。

(4) 计算土壤污染物的残留率

污染物在土壤中的迁移转化过程十分复杂，一般选取与评价区的土壤侵蚀、作物吸收、淋溶、降解等条件相同或相似的小块土地，通过做模拟试验来估算污染物在土壤中的残留率。

(5) 预测土壤污染趋势

比较污染物的土壤输出与输入量，或根据土壤中污染物的残留率和输入量的乘积来预测土壤污染趋势。还可以根据土壤环境容量和污染物净输入量的比较来说明污染程度及趋势。

3.4.5.3 土壤环境影响预测模型

(1) 土壤侵蚀量预测模型

土壤年侵蚀量可采用美国通用土壤流失方程 (USLE) 进行预测。模式如下：

$$E = 0.247 R_e K_e L_i S_i C_i P$$

式中， E 为平均土壤流失率， $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ； R_e 为年平均降雨量的侵蚀潜力系数， $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ； K_e 为土壤可侵蚀性系数； L_i 为坡长系数； S_i 为坡度系数； C_i 为作物和植物覆盖系数； P 为实际侵蚀控制系数。

如果评价区内有多个土壤性质和状态不同的地块，则应分别计算各地块的侵蚀量后累加，如下式所示：

$$G = \sum_{i=1}^n E_i A_i = 0.247 \sum_{i=1}^n (R_{ei} K_{ei} L_{ei} S_{ei} C_{ei} P_i) A_i \quad (\text{kg}/\text{a})$$

式中， i 、 n 分别为第 i 地块和总地块数； A_i 为第 i 地块的面积， m^2 。

(2) 重金属累积预测模型

重金属污染物很容易在土壤中累积，可用如下模式预测累积量：

$$W = K(B + R)$$

式中， W 为污染物在土壤中的年累积量， mg/kg ； K 为污染物在土壤中的年残留率； B 为区域土壤背景值， mg/kg ； R 为污染物的年输入量， mg/kg 。

n 年后污染物在土壤中的累积量可用下式计算：

$$W_n = BK^n + RK \frac{1 - K^n}{1 - K}$$

K 值对计算结果影响很大，而不同地区的 K 值随土壤特性各异而不尽相同，所以实际应用此式时要进行盆栽模拟试验，求出不同地区的准确残留率。重金属污染物残留率一般在 90% 左右。

(3) 土壤环境容量的计算

某些重金属或难降解污染物，如 Cd、Pb、苯并 [a] 芘等，在土壤环境中的固定容量可按式计算：

$$Q_i = (c_i - B_i) \times 2250$$

式中， Q_i 为土壤中某污染物的固定环境容量， g/hm^2 ； c_i 为土壤中某污染物的容许含量， g/t （土壤）； B_i 为土壤中某污染物的环境背景值， g/t （土壤）；2250 为每公顷土地的表土计算重量， t/hm^2 。

从上式可见，一定区域土壤及环境条件之下， B 值确定，则土壤环境容量取决于污染物容许含量（污染物容许含量）。所以，制定适宜的土壤临界含量极为重要。

3.4.5.4 土壤环境影响评价

(1) 评价油田建设项目对土壤影响的重大性和可接受性

根据建设项目排污特点和所在地区的土壤污染现状，指出主要污染物的污染程度、范围、分布及污染发展趋势；说明主要农作物可食部分的污染物含量及产量变化情况；根据土壤环境影响预测，指出受建设项目影响而遭到破坏或污染的土壤面积及其经济损失。

(2) 减轻或消除土壤环境负面影响的对策

针对拟建项目提出控制土壤污染源的措施和建议；提出土壤污染防治的途径和方法；提出防止和控制土壤侵蚀的对策；提出加强土壤与植被监测和管理的方法以及必须具备的条件。

3.4.6 固体废物污染环境的影响分析

主要应包括以下 4 个方面的内容。

(1) 固体废物产生情况

包括固体废物的来源、种类、数量及处理处置方法等。

(2) 危险废物产生情况

根据《国家危险废物名录》，对项目排放的危险废物进行识别。列表分类说明危险废物的名称、来源、排放量、排放规律、成分、分类编号和处理方法等。

(3) 固体废物处理及处置措施

分析项目对其产生的固体废物的处理及处置措施情况并提出补充意见。处理及处置措施包括综合利用、焚烧处理、填埋处理等几种。

(4) 固体废物环境影响评价小结

简单扼要地说明项目固体废物的产生情况、综合利用与最终处理处置措施的合理性和有效性等，结论要明确。

3.4.7 非污染生态影响分析与评价

3.4.7.1 影响预测内容和方法

油田生产建设项目的非污染生态环境影响预测内容主要包括：是否使某些生态影响严重化；是否使某些已有的生态环境问题向有利的方向发展；是否使某些生态问题的时空特征发生改变；是否带来新的生态环境问题。

一级评价项目除所有重要评价因子进行单项预测外，还要对区域性全方位的影响进行预测；二级评价项目要对所有重要评价因子进行单项预测；三级评价项目要对关键评价因子（绿地、珍稀濒危物种、荒漠等）进行预测。

非污染生态环境影响预测主要采用类比分析、生态机理分析、景观生态学的方法进行定性分析与阐述，也可用数学模型进行预测。具体参见《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》（HJ/T 19—1997）中附录 C。

3.4.7.2 评价内容和方法

评价内容主要包括：(a) 从生态完整性的角度评价现状环境质量，即注意区域环境的功能与稳定状况；(b) 用可持续发展观点评价自然资源现状、发展趋势和承受干扰的能力；(c) 植被破坏、荒漠化、珍稀濒危动、植物物种消失、自然灾害、土地生产能力下降等类重大资源环境问题及其产生的历史，现状和发展趋势。

评价应用定性与定量相结合的方法进行，常用方法有图形叠置法、系统分析法、生态机理分析法、质量指标法、景观生态学法、数学评价方法等。具体参见《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》（HJ/T 19—1997）中附录 C。下面仅就景观生态学方法和生产力评价法做简要的说明。

(1) 景观生态学方法

景观生态学是一种定量与定性相结合的方法，特点是强调景观的重要性和主体功能。景观是比生态系统高一个层次的系统，而且空间异质性概念、层次性结构、尺度成为了景观生态学区别于传统生态学的概念框架。

空间异质性概念，是景观生态学研究的基本出发点，又是方法论的核心。生态系统是相对同质的系统，而景观则是异质的，在景观的三大组分拼块、廊道和模地中，它们是不同的生态系统组成的异质成分，这些相互作用的生态系统致使景观产生特定规律的物流、能流、物种流，这些流在体系中对生物和非生物过程的

作用，引起景观结构和功能的变化。

层次性结构，理论出发点是认为整个生物圈是一个有机的、具有多级层次而且相互影响，彼此控制又可调节的有序的整体。每一高级层次系统是由具有自身生态特征的低级层次系统组成，不存在绝对的部分和绝对的整体，对每一个等级的局部干扰都可能影响到整体，而对局部的控制又可以调节整体，景观是具有层次的结构，例如林丛组成林分，林分组成集水区，集水区组成景观等等。

尺度的概念，认为每一个层次都具有一个相对应的空间尺度，生态系统的结构、功能和变化都要受到这个尺度的制约。在不同的时间和空间尺度上，生态学过程的作用或重要性将发生变化。一个在局部看来并不重要的生物物理过程对区域的格局可能会起到重要作用。

在上述景观的三大组分中，模地是景观的背景地域，那么如何判定模地的标准呢？主要是相对面积要大、连通程度要高，具有动态控制功能。对于前两个标准，可以利用传统生态学中判定某一拼块在整个景观中的优势程度，即优势度值来衡量。优势度值由密度（ Rd ）、频率（ Rf ）、景观比例（ Lp ）3个参数来确定。

其数学表达式为：

$$\text{密度 } (Rd) = \frac{\text{拼块 } (i) \text{ 的数目}}{\text{拼块总数}} \times 100\%$$

$$\text{频率 } (Rf) = \frac{\text{拼块 } (i) \text{ 出现的样方数}}{\text{总样方数}} \times 100\%$$

$$\text{景观比例 } (Lp) = \frac{\text{拼块 } (i) \text{ 的面积}}{\text{样地总面积}} \times 100\%$$

$$\text{优势度值 } (Do) = \frac{(Rd + Rf) / 2 + Lp}{2} \times 100\%$$

由于第三个标准的概念比较模糊，不好判断，因此根据景观模地的判定步骤，可以认为当前两个标准即相对面积较大，连通程度较高满足时就可认为是寻找的模地。通过获取、计算项目建成前后的某一种模地的优势度值，进行对比分析，如果园用地优势度值很高，就可以认定果园是园区建成以前的景观模地，是该区域生态环境质量的决定组分；若某一区域项目实施后林地的优势度值变得很小，则说明该区域的生态环境受到人为干扰因素非常严重，生态环境现在处于人为控制势态。

将景观生态学方法应用于非污染生态影响评价，主要是通过两个方面来进行评价，即功能稳定性分析和空间结构分析。首先，在理论方面，根据景观生态学结构和功能相匹配的观点、异质性的基本观点和景观变化等原理，通过分析评价区域的生态学特性，分析破坏生态完整性的原因以及提出相应的保护对策和维系生态完整性的途径和方法，其中的主要内容有区域生态体系的生产能力和对内外

干扰的阻抗能力的评价；依据“种-面积关系”、“平衡理论”、“最小可存活种群”理论，对生物多样性保护提出模式和指标等。其次，在技术方法方面，主要是生态制图和经济损益分析的方法。非污染生态影响的现状评价是建立在区域生态环境基本特征调查的基础上，这就用到了生态制图，第一步就是数据的获取，通过野外的实地踏勘、室内化验分析、收集资料等手段获取植被覆盖率、生物量、物种数量、荒漠化面积等数据，必要时应用遥感（RS）技术、地理信息系统（GIS）技术将获取的数据进行贮存、修正、分析和重新编制，绘制所需要的景观生态图，以使评价更为直观、准确、具有量化的科学性。

（2）生产力方法

该方法主要采用生物生产量、生物量以及物种量来进行评价。生物量和生产量是维持生态系统的物质基础和能量来源，它反映了生态系统的稳定程度；而生物多样性与生态系统的稳定性也有密切联系，一个种群数量多，物种丰富的生态系统对内外干扰的阻抗能力相对较强，生态系统亦相对稳定。该方法的优点在于简单、易于操作，能够从总体水平上反映区域生态系统的自然环境状况，但对于一些特殊的自然资源开发项目这一方法则显得过于简单，应该结合其他的方法进行评价。

3.4.7.3 评价结论与对策

必须明确给出区域环境的生态完整性、人与自然的共生性、土地和植被生产力受到破坏等重大生态环境问题以及自然资源的特征及其抗干扰能力的评价结论。要用可持续发展的观点对生态环境质量进行判定。根据评价结论提出生态负面影响的防治、恢复和生态环境管理措施。

3.5 环境影响评价结论

根据项目工程分析、区域环境现状调查与评价、各单项环境影响预测与评价等的结果和结论，编写评价总结论。总结论的一般内容参见《环境影响评价技术导则 大纲》（HJ/T 2.1—1993）中第 11.3 条款规定。除一般内容之外，还应包括：对必须排放的污染物提出排放总量限额、排放方式、排放位置等要求；从环境保护的角度阐明建设项目选址的合理性与可行性。

报告书总结论应满足如下具体要求：

1) 通过工程分析和环境影响评价所提出的项目选址、布局等的合理性论证意见应能满足管理部门的决策需要，达到“依据功能”的作用。

2) 针对工程设计方案中拟定的环境保护措施而提出的补充完善意见应对设计起到“优化功能”的作用。

3) 报告书应该完善、系统，应能为建设单位的生产管理和发展规划提供有关环境保护的科学数据，起到“档案功能”的作用。

4) 文字表达既要通俗易懂，也要体现专业性。

5) 数据处理要规范，特别是对于监测数据的处理必须符合有关的规范要求，以确保得到准确的结果。

6) 附图要齐全，主要应包括建设项目地理位置图、总平面布置方案或布置图、污染源分布流程图、评价区划分和监测布点图、断面设置和监测范围图、预测成果图。

7) 结论要科学公正。

8) 环境不利影响的防治措施要具体，依据要充分。

4 油田生产环境风险评价

石油生产设备日趋庞大化、装置日趋密集化、管线日趋复杂化，并且生产、贮存、运输和控制等过程中的物料多是易燃、易爆和有毒有害物质，存在着溢油、井喷、爆炸、火灾和泄漏等多种事故风险，一旦发生事故，则具有突发性强、危害性大、行为复杂等特点。石油生产是环境风险评价的重点之一。

4.1 环境风险评价概述

4.1.1 环境风险评价的目的和意义

人类的许多开发、生产或生活行为往往都存在一定的风险，如可能发生导致地震、火灾、爆炸、毒物泄漏等，对环境造成的影响很多时候是不能确定的，而一般的环境影响评价只能够针对确定性的影响，采用确定性推理的方法进行预测或评价，不能够满足保护环境和人类的健康及安全的要求。环境风险评价即因此需要而产生。

事实上，风险和安全是孪生的。但人类并不能够因为风险的存在而放弃自己的生活，同样的道理，对于拟建的油田生产项目，虽然可能带来风险，但只要能够认识和预防，只要利益明显地超过可能的危害就是可以接受的。油田生产环境风险评价的任务，就是要研究油田生产建设项目潜在风险危害的发生规律，并对其进行预防和控制，从而降低环境风险发生频率、减小其危害程度，使具有一定风险的生产建设项目能够在不破坏生态环境的前提下满足油田生产的要求。

4.1.2 环境风险评价的基本概念和评价内容

4.1.2.1 基本概念

(1) 风险

风险是指危害产生的可能性，包括危害发生频率和危害程度两种含义。通常遇到的风险种类有灾害风险、工程风险、污染风险、健康风险、投资风险、决策风险等。

风险具有如下一些性质。

可能性或不确定性 这是风险的基本要素。风险永远只是一种估计，永

远不可能被精确地衡量出来。

关联性 在同一个项目中可能存在多种风险，而各种风险是相互联系的，此时就需要评价人员具备风险比较、抓住主要风险及其成因的能力，同时能够考虑各种风险的叠加效应。

社会经济性 风险是与社会效益及经济效益相联系的。降低一种风险通常意味着社会效益和经济效益的增加。

因地而异性 某种风险在一个地方被认为很重要，而在另外一个地方则可能被视为无足轻重。

风险 R 可定量化表达为：事故发生概率 P 和事故造成的环境或健康后果 C 的乘积，即

$$R[\text{危害/单位时间}] = P[\text{事故/单位时间}] \times C[\text{危害/事故}]$$

(2) 环境风险

环境风险是一种潜在的环境灾害，是发生环境灾害的可能性与不确定性。环境灾害不同于一般人文灾害和自然灾害。一般的人文灾害是人类行为直接导致的灾害，如车祸、空难等；自然灾害是指在自然力作用下产生的、不以人类意志为转移的灾害，如地震、海啸、火山喷发等。这里的环境灾害指的是主要由人为因素引起的（潜伏祸因、事故触发），以自然环境为传递媒介并反作用于人类及其赖以生存的生态环境的灾害。

环境灾害可以分为两大类：一类是渐进式环境灾害，如臭氧层破坏、酸雨、温室效应等，一般与某种有害物质的长期排放及受体的长期接触有关，影响时间长、范围广；另一类是突发式环境灾害，如毒物泄漏灾害等，通常是由某种突发事件引发，危害时间短、范围有限（核污染事故除外），但造成的环境、人身及财产损失仍远远超过一般的环境污染。

从不同的角度可以对环境风险进行不同的分类。例如，按风险源划分，可以分为物理风险、化学风险以及自然灾害风险；按风险承受对象划分，则可以分为设施风险、生态风险和人群风险等。

油田生产存在多种环境风险，如井喷、爆炸、火灾、油气泄漏、溢油等。这些风险既可以单独发生，也可能交叉或连锁发生。发生的原因既可能是自然灾害，也包括人为因素或设施腐蚀等自然因素。一旦这些风险转变为事故，后果往往会造成巨大的生命和财产损失，并给生态环境带来难以恢复的破坏。例如，统计数据显示，我国自建国以来先后发生过千余起井喷事故。1957~1981年间，仅四川盆地就发生了48起严重井喷失控、着火事故，烧毁钻机18台，伤亡158人，报废14口井。1992年，在对中原油田原油管道泄漏情况调查时观察到，管道泄漏点周围一定范围内的农田3年内仍寸草不生。

(3) 环境风险评价

针对环境风险的评价称为环境风险评价。广义而言，是指对环境灾害的致灾原因、成灾可能性、灾害传播途径、灾害规模及后果等进行分析，根据标准或目标做出评价，并据此进行风险管理和决策的过程。狭义上讲，环境风险评价是指对有毒有害物质危害人体健康和生态系统的影响程度进行概率估计，并提出缓解风险的对策过程。通过环境风险评价可以了解拟建项目环境风险的特征和大小，并据此做出“可接受”、“采取措施可接受”或“不可接受”的结论。

环境风险评价和环境影响评价在评价对象、评价内容、评价方法及程序等方面都存在差异（表 4-1）。但在很多建设项目的环境影响评价中，环境风险评价仅作为其中一部分出现。

表 4-1 环境风险评价与环境影响评价比较

比较项目	环境风险评价	环境影响评价
评价对象	水坝和大桥等大型设施以及具有爆炸、火灾和毒物泄漏等潜在严重风险的工业项目	所有工业项目；战略规划；政策
分析重点	突发事件	正常运作情况
计算的物理效应	爆炸、火灾、泄漏等，向空气和水体等释放污染物	向空气、地面水、地下水释放污染物、噪声、热污染等
释放类型	瞬时或短时间连续释放	长时间连续释放
考虑的效应类型	突发性的激烈的效应及事故后期的长远效应	连续的累积效应
危害持续时间	很短	很长
危害性质	急性、灾难性	慢性
不确定性	较大	较小
评价方法	概率方法	确定论方法
应急计划	需要	不需要

4.1.2.2 评价对象和工业项目风险筛选

(1) 环境风险评价的对象

环境风险评价的对象主要是诸如水坝和大桥等一旦发生事故会造成巨大危险的大型设施以及具有爆炸、火灾和毒物泄漏等潜在严重风险的工厂或生产单元等。通常需要考虑进行环境风险评价的工业类型有化工、农药、化肥厂、石油开采、合成有机化学、石油精炼厂、核电站等。

(2) 工业项目环境风险评价的筛选

筛选方法一般有两种：物理筛选法和化学筛选法，但同时一定要充分考虑周围受体环境或单元的敏感性和脆弱性。其中，物理筛选法主要用于筛选处于高压下的物质是否需要环境风险评价。例如，在不考虑受体环境性质或特征的情况下，如果容器破裂后产生的压力和泄漏物质的体积超过 5MPa 和 1000m³，就

需要进行环境风险评价。化学筛选法是针对有毒物质、可燃物质和反应物质这三类危险物质来判定是否需要进行环境风险评价的方法。两种方法可以同时使用。

4.1.2.3 环境风险评价内容

环境风险评价并没有固定章法可循，评价内容往往根据项目具体性质和实际需要来确定。但无论什么类型的项目，无论采取何种评价方法，一个完整的工程项目环境风险评价应该包括风险识别、风险评价和安全管理对策三个基本部分的内容。也可具体分为四部分内容，即风险识别、事故频率及后果计算、风险计算和风险减缓。

工业风险评价的主要内容包括：搜集背景材料（有害物质情况、与设施相关的地图和工艺流程、操作系统的信息）；风险评价（描述潜在危害事故、风险评价）；环境保护措施（设计、建设和运行方面的缓解措施）；监测（与环保措施相一致的监测要求）。

石油生产的环境风险评价主要是对石油开发、贮存、集输和控制过程中发生事故的可能性及其危害程度进行评估，并提出预防或降低事故风险的对策和方案的过程。石油生产的环境风险评价应包括易燃易爆物质的风险评价、生产过程的环境风险评价等两个方面内容，具有复杂性、综合性和不确定性等主要特征。

4.1.3 环境风险管理

环境风险管理是指根据环境风险评价的结果，依照相关法律规定，选用有效的控制技术，进行风险削减的费效分析，确定可接受风险度和损害水平，并进行政策分析，以此选用适当的管理措施并付诸实施，以期降低风险，保护环境质量和人群健康。

环境风险管理包括内容：制定毒物的环境管理条例和标准；加强风险源控制，了解风险源的分布情况与目前状态、风险源控制管理计划、潜在风险预报、风险控制人员的培训与配备；提高环境风险评价的质量、强化环境管理；风险的应急管理及其恢复技术，即通过管理手段，以最小的代价减少风险和提高安全性。

环境风险管理应由政府和建设单位两方面共同负责。作为建设单位，在政府环境保护部门及其他有关职能部门的指导和监督下，应该负起如下风险管理职责。

(1) 制定风险管理计划、确定管理方法

制定风险管理计划应该是建设单位在风险管理方面的首要职责，主要内容应包括操作对象、计划目标和管理方法等。

操作对象 应该把所有环境风险源都作为操作对象，纳入到环境风险管

理计划中。但要注意某些环境风险源往往会因为管理失误而变成不可接受的健康和经济风险源。

计划目标 以最小的代价最大程度地降低环境风险。

管理方法 制定可行的环境风险应急控制行动方案；邀请专家参与风险管理计划的制定并指导或负责计划的实施；向外界公布潜在的风险状况及其控制措施方案；培训风险控制人员队伍，演习应急控制行动方案；核查风险管理计划的实施效果。

(2) 制定和落实防范措施

对于一般性的环境污染事故，预防方法通常是加强企业的常规环境管理、保证污染物的处理效果等。对于突发性重大环境灾害事故，可以通过加强机械设备的安全性、加大对操作人员的培训力度等措施来降低设备故障和人为操作失误导致的风险的发生概率。

设置缓冲系统也是一种不错的措施，虽然不能降低风险概率，但可以减轻事故造成的损失，并且费用低。

设置安全警报系统可以在一定程度上阻止事故蔓延，降低事故损害，但前提是发生事故时系统没有受到冲击，仍可正常工作。

作为政府部门，应在三个层次执行其监督指导的职能：社会层次上，应制定和修改相关法规，要求各地达到确定的安全目标；部门层次上，要求形成良好的管理制度和工作方法；企业层次上，应要求其修改或采用可以提高安全性的操作规程和技术措施（郭文成等，2001）。

4.2 环境风险评价的指标和标准

4.2.1 环境风险评价指标

4.2.1.1 个人风险和社会风险

事故概率风险分析的最终结果可以用个人风险和社会风险两种形式表示（胡二邦，2000）。个人风险是指在某一特定位置长期生活而未采取任何防护措施的人员遭受到某种特定危害的概率。所谓特定危害一般是死亡或某个特定的“有害影响水平”。个人风险值与距风险源的距离有关，通常用风险等值线图来表征（图4-1）。具有特定值的风险等值线表示在此区域内的个人受到的风险大于或小于此风险值。以实际厂区平面布置图作为底图，根据风险等值线即可确定厂址周围哪个区域范围需要采取缓解风险的防范或应急措施。

与个人风险不同，社会风险主要描述事故发生概率与事故致死或致伤人员数

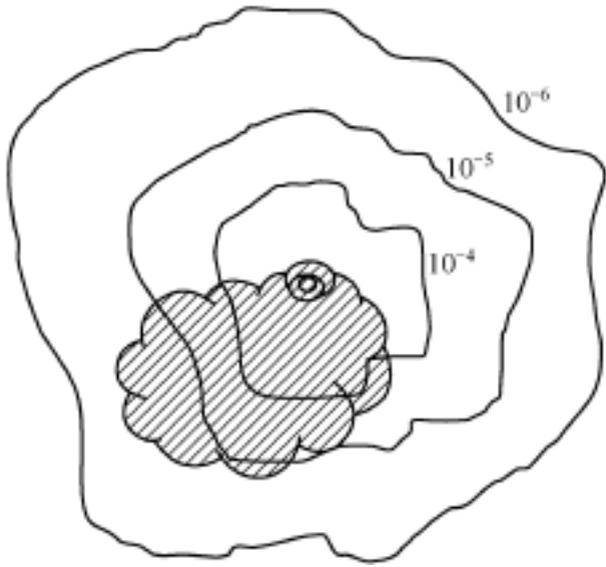


图 4-1 事故风险等值线图示意

目之间的相互关系，其表达需要人口分布资料。社会风险也可以采用风险等值线图来表示，但采用“余补累积频率分布 (CCFD)”或“余补累积分布函数 (CCDF)”表示则更为科学和严密。“余补累积分布函数”通常用以表示事故后果评价 (ACA) 中的有毒有害物质释放造成的后果。事故发生后造成的后果如何，取决于风险源状况、发生时的气象条件、源周围的人口分布状况和土地利用方式，其中每一项在原则上都可以作为事故后果评价

中的独立变量。但实际应用中往往是从某一气象数据库中选择某一有代表性的天气序列样本来研究事故后果随气象条件的变化。

假定某一特定事故后果 CE 满足 $CE_i < CE_{i+1}$ ($i=1, 2, \dots, nE-1$) 的大小排列顺序，那么此特定事故后果的余补累积分布函数 $CCDF$ 可由下式表示：

$$CCDF(x) = \text{事故后果 } CE \text{ 超过某一特定值 } x \text{ 的概率} = \sum_{j=1}^{nE} PE_j$$

式中， E_i 为组相似偶发事件； CE_i 为与偶发事件 E_i 相关联的事故后果； PE_j 为 E_j 组偶发事件出现的概率； nE 为偶发事件数目。

4.2.1.2 工程项目环境风险评价指标

选择恰当的评价指标，正确地表征环境风险是十分重要的。工程项目的环境风险评价指标，涉及危险品特性、事故概率、事故强度、事故危害后果及其时空特性等一系列因素。

(1) 事故危害后果特性指标

针对危险品的环境风险评价，其事故危害后果特性可用经过毒物最高容许浓度 (MAC) 修正过的危险品半致死量 (LD_{50})、半致死浓度 (LC_{50})、短期暴露 (15min) 阈值等急性毒性指标和无毒污染物的窒息性伤害指标、燃爆指数指标等作为评价指标 (陆书玉等, 1998)。

线性关系类毒物阈值指标 多数毒物的危害程度 (W) 可用下式表示：

$$W = a(C - A) \times T \quad (C > A)$$

式中， a 为毒性系数； C 为毒物浓度； T 为接触时间； A 为最大无毒性反应浓度。

令毒物最高容许浓度 $MAC = A$ ，半致死量 $LD_{50} = W$ ，则有：

$$LD_{50} = a \int_T [C(t) - MAC] \cdot dt$$

令 $a \int_T [C(t) - MAC] \cdot dt = (C - MAC) \cdot T$, 则有:

$$= MAC + \frac{LD_{50}}{a \cdot T}$$

可视为事故作用周期内的平均半致死浓度 LC_{50} , 可有效用以划分危害区域, 并且计算较简单, 利于做时空变化分析。

非线性关系类毒物阈值指标 某些毒物的危害程度可用下式表示:

$$Pr = At + Bt \cdot \ln(C^n \times Te)$$

式中, Pr 为一定接触时间内毒物对人体造成伤害的概率, 1 ~ 10 内取值, 与死亡百分率有对应的关系, 如死亡百分率为 50% 时, Pr 取 5.0, 死亡百分率为 90% 时取 6.28, 99% 时取 7.33 等; A 、 B 、 n 分别为毒物毒性参数, 可由相关实验研究得出; Te 为接触时间; $C^n \times Te$ 为毒性负荷, 相当于吸入毒物总量。

对于瞬时排放, 毒物浓度 C 随时间变化, 可选取合适模式进行计算以确定其半致死浓度及数量; 对于稳定连续排放, C 固定不变, 取 Te 为逃离事故现场的平均时间, 则不难求出半致死浓度, 进而划分出半致死空间范围。

窒息性伤害指标 事故排放的无毒物质可能会在某一空间范围内持续的高浓度滞留, 而使此空间范围内的人或动植物窒息而亡。据有关研究, 空气中氧体积浓度 < 12% 时, 人体开始有明显不适, 出现呼吸困难的症状; 当氧体积浓度 < 10% 时, 人就会出现恶心、呕吐、昏迷等现象; 当氧体积浓度 < 6% 时, 人就会有生命危险。据此, 设事故排放的气体的浓度为 $x\%$, 且没有氧化反应发生, 则可以推算出窒息性伤害阈值:

$x\% > 43\%$ 时, 人体出现不良反应;

$x\% > 52\%$ 时, 出现恶心、呕吐、昏迷等症状;

$x\% > 71\%$ 时, 出现生命危险。

燃爆风险指标 火灾、爆炸风险评价已经研究的比较成熟, 例如美国道氏化学公司对生产工艺过程中的燃爆风险评价已经做了专门系统研究, 其中的火灾、爆炸指数可作为燃爆风险指标。

复合事故指标 有时候多种风险事故会同时发生, 如发生燃爆事故时可能会释放大量有毒或无毒的气体, 从而造成中毒伤害事故或窒息伤害事故的发生。这种情况下的环境风险评价指标, 可根据各单一事故之权重及相互关系对原指标进行修正, 或在修正基础上构造复合表征指标, 也可用各单一事故的评价指标描述分布表征。

(2) 事故危害空间特性指标

事故危害空间特性指标包括事故危害距离、最大下风向距离、最大危害半径等。

识别危险源 对于稳定排放事故，危害临界排放量 Q 为：

$$Q = u(C - C_0) y(x) z(x) \exp\left[\frac{y^2}{2 \sigma_y^2(x)} + \frac{H^2}{2 \sigma_z^2(x)} + Ax\right]$$

对于瞬时排放事故，危害临界排放量 Q 为：

$$Q = 0.5 \times (\sqrt{2})^3 \cdot (C - C_0) \sigma_R(t) z(t) \exp\left[\frac{R^2}{2 \sigma_R^2(t)} + \frac{H^2}{2 \sigma_z^2(t)} + Bt\right]$$

式中， C 为危险品的某级危害浓度阈值； C_0 为背景浓度值； x 为事故危害距离； R 、 t 分别为事故危害时空范围。

凡是事故排放量大于或等于 Q 的事故，均会造成该级别危害，需要进行环境风险评价；如果总储量小于 Q ，则无需进行环境风险评价。

危害区表征指标 超过危害临界排放量的排放事故的危害区表征如下。

1) 对无衰减气体的地面稳定排放事故。

危害区最大下风向距离

$$X_M = \left[\frac{Q}{abu(C - C_0)} \right]^{\frac{1}{p+q}};$$

最大横风向距离

$$Y_M = a \times \sqrt{\frac{p+q}{p}} \times \left[\frac{Q}{abu(C - C_0) \exp\left[\frac{p+q}{2p}\right]} \right]^{\frac{p}{p+q}}$$

2) 对无衰减气体的地面瞬时排放事故。

危害区的最大半径按下式计算：

$$R_M = \sqrt{2} \times a \times \sqrt{\frac{2p+q}{2p}} \times \left[\frac{2Q}{(\sqrt{2})^3 a^2 b(C - C_0) \exp\left[\frac{2p+q}{2p}\right]} \right]^{\frac{p}{2p+q}}$$

式中， Q 为危害临界排放量； a 、 p 分别为水平扩散系数和指数； b 、 q 分别为垂直扩散系数和指数。

(3) 事故危害时间特性指标

事故危害时间特性指标主要是事故概率，包括后验概率、先验概率、事故危害期等。依照目前人类的防灾、抗灾水平，人们因各种事故的死亡概率统计如表 4-2 所列。

表 4-2 各种事故死亡概率统计

事故类型	死亡概率	事故类型	死亡概率
地震、海啸和台风等自然灾害	$10^{-6}/a$	汽车撞车	$10^{-3}/a$
火灾、水灾和中毒	$10^{-5}/a$	摩托车事故	$2 \times 10^{-2}/a$
空难、海难	$10^{-4}/a$	核电站重大泄漏事故	$5 \times 10^{-4}/a$

资料来源：陆书玉，徐峰，石剑荣．工程项目的环境风险评价表征研究．上海环境科学．1998，17(11)：1~3，10。

把重大突发事件的可接受概率定为 $10^{-3}/a$ 比较适合目前的管理水平，如果概率小于此值，则无需进行风险评价。具体评价时可在 $10^{-3}/a$ 的基础上做适当的调整。

事故概率估算

1) 后验概率。有些多发性事故一般都有先发案例，因此可以据以前的积累直接统计出该类事故的发生概率。有些事故仅具有类似先发事故可以借鉴，可以通过相似归纳、类比调查等方法来估算此类事故发生概率。例如，可以根据表 4-3 所列的统计数据估算油气长输管道的事故发生概率。

表 4-3 国外长输管道事故统计表 单位： $\times 10^{-3}$ 次/ (km · a)

运行期	地 区	事故率	介 质	管径/ cm
1971 ~ 1980	西欧	0.9	油	25.4
1966 ~ 1978	西欧	0.3	油	50.8
1970 ~ 1978	美国	0.9	天然气	25.4
1968 ~ 1976	美国	0.3	天然气	50.8
1968 ~ 1976	美国	0.9	油	25.4
1967 ~ 1977	墨西哥湾地区	0.2	天然气	50.8
1967 ~ 1977	墨西哥湾地区	0.4	天然气	25.4
1967 ~ 1977	墨西哥湾地区	1.1	油和天然气	25.4
1967 ~ 1977	北海	0.3	油和天然气	25.4

2) 先验概率。已知事件概率分布形式（一般为正态分布）的情况下，然后结合故障树分析，进行演绎推理，先估算各基本事件的发生概率，然后逐步向上级事件推算，最后得出顶端事件的发生概率，即为危险源的事故发生概率。

3) 考虑“误操作”。“误操作”事件发生概率是人员素质、操作环境和精神状态等的函数。在故障树中加入“误操作”事件，将纠正先验和后验概率估算之不足，使之得出可靠估算值。

事故危害期估算 对于稳定排放事故，危害期可视为事故排放失控期。最大危害期为：

$$T = H / V$$

式中， H 为危险源内危险品贮存量； V 为事故排放速率。

对于瞬时排放事故，其排放烟云中心点处危害期最长。无风情况下，无衰减地面瞬时排放事故源区存在最长危害期 T ：

$$T = \left[\frac{2Q}{(\sqrt{2})^3 a^2 b(C - C_0)} \right]^{\frac{1}{2p+q}}$$

(4) 事故危害强度特性指标

事故危害强度特性包括中毒类事故的危害强度、缺氧类事故的危害强度、燃

爆类事故的危害强度和复合事故的危害强度等几类。

中毒类事故的危害强度：可用事故危害期 T 和危害区 R 的乘积表达，即 $S = R \times T$ 。

缺氧类事故的危害强度： $S = R(\text{缺氧期}) \times T(\text{缺氧区})$ 。

燃爆类事故的危害强度：一般涉及初始燃爆范围、燃爆初始时刻的最高温度、爆炸冲击波等几个参数。但是冷爆类事故强度则与初始燃爆时刻的容器最高压力有关，且易引发次生事故。

复合事故的危害强度：表征起来比较复杂。比较简化的处理方法是，对单一事故类型的危害强度进行加权求和，权重系数通过环境、生态和社会经济等多方面的分析来确定。

(5) 事故危害综合表征指标

事故危害综合表征指标包括风险度、环境风险损失期望和环境风险对策指标等。

事故风险度 (F) 可定义为事故概率 (P) 与事故危害强度 (S) 的乘积，即 $F = P \times S$ 。风险度可以理解为事故发生周期内的危害期望面积，可用于评价小概率大强度事故和大概率小强度事故孰轻孰重。

环境风险损失期望值可用来表征相同风险度的事故在不同经济状况、不同人口密度的地区造成的环境风险危害损失，可进行选址评价。环境风险损失期望值 G 可定义为风险度 F 与密度函数 Q 的乘积，即 $G = F \times Q$ 。密度函数的单位为元/ m^2 或人/ m^2 。

4.2.2 环境风险评价的标准

4.2.2.1 风险评价标准的表征

环境风险评价标准是系统风险评价的准则，是系统安全性、安全管理有效性和环境危害程度的识别依据，也是制定事故应急措施的依据。风险评价标准有两个组成要素：一是风险事故的发生概率，如堤坝设计时采用百年一遇或千年一遇的概率标准，则其设计风险水平应相应地达到每百年一次或千年一次的防洪标准；二是风险事故的危害程度，是指风险事故所致的损失率，包括财产损失率、重伤及轻伤率等。

由于行业类别很多，风险有多种类型，危害形式也多种多样，危害后果度量因此也有很多表征方法。为了方便环境风险评价，需要有统一的评价指标及标准表征。这里采用“风险”来表征环境风险评价标准，可表示为：

风险(后果/时间) = 概率(事故数/单位时间) × 危害程度(后果/每次事故)

研究统计表明，职业性死亡率是衡量大多数事故危害的主要因素，因此风险

单位采用“死亡/年”。据 20 世纪 70 年代加拿大、英国和日本对不同职业事故死亡率年龄分布的调查（表 4-4），职业性事故死亡的平均寿命损失以 30 年计比较合理。

表 4-4 事故死亡平均年龄（1970~1971 年）

国 家	职 业	工作人员平均年龄/ 岁	事故死亡平均年龄/ 岁
加拿大	工业	36.5	38.1
英国	建筑业	38.0	40.9
	制造业	40.1	43.3
	其他 7 种职业	41.7	42.5
日本	制造业	35.1	38.1

在职业危害中，由事故死亡、非致命事故及职业病所致的危害指数各自所占份额如表 4-5 所列。FAFR（fatal accident frequency rate）死亡事故频率，即每接触工作 1×10^8 h 所发生的死亡数，也是国际上常用的评价单位。FAFR 死亡事故频率可以和“死亡/年”风险值进行换算（见表 4-6）。

表 4-5 不同死亡频率下事故及职业病死亡危害指数

事故死亡频率	职业病危害指数	非致命事故危害指数	事故死亡危害指数	总计
$10 \times 10^{-6}/a$	0.02	0.1	0.3	0.42
$30 \times 10^{-6}/a$	0.05	0.2	0.9	1.15
$100 \times 10^{-6}/a$	0.2	0.4	3.0	3.6
$200 \times 10^{-6}/a$	0.3	0.6	6.0	6.9
$300 \times 10^{-6}/a$	0.5	0.7	9.0	10.2

表 4-6 FAFR 与风险值换算表

工 作 时 间	风险值/（死亡/年）	FAFR
每天 6h 一年工作 300d	1	5.56×10^4
	1.8×10^{-5}	1
每天 8h 一年工作 300d	1	4.2×10^4
	2.38×10^{-5}	1

4.2.2.2 风险最大可接受水平标准

制定风险评价标准的意义在于评判并防止出现超过最大可接受水平的风险，在一定生产力水平的基础上，把风险降低到尽可能低的水平。所以风险评价标准

必须科学、合理且实用，必须在技术上可行，在实际应用中操作性强。

制定风险评价标准要把握住两个基本点。其一，制定标准要反映公众的灾害承受能力，这是首要的。由于受价值观、道德观念、文化素质、精神状态和宗教习俗等多种因素的影响，不同地域的人群或同一地域的不同人群的灾害承受能力往往有很大差异。例如，对于核电站，有些国家或地区的公众能够接受这一清洁能源形式，但更多的人则更愿意接受危害比核电站要高出两个数量级以上的煤电站。其二，制定风险评价标准必须考虑社会生产力水平。制定过高的标准，只能阻碍经济发展，过低则不利于社会安全。所以要运用费效分析的方法，找出平衡点，制定科学、可行的风险评价标准，即风险最大可接受水平。

风险最大可接受水平可以根据历史资料统计、计算出来。假定风险计算条件仍适用于未来，则此风险最大可接受水平可以作为未来风险的评价准则；设定全部人口承受风险的机会均等，则可用于计算和评定社会风险。例如，美国每年发生汽车事故 15×10^6 次，每 250 次中有一次死亡事故，那么汽车事故死亡的社会风险为 6×10^4 死亡/a，除以美国的总人口 2 亿，则美国汽车事故的个人风险为 3.0×10^{-4} 死亡/(a·人)。即使是既不乘车又不在车道上行走的人也只能够使车祸风险平均降低约 1/100，概率为 3×10^{-6} 。但很明显，在美国既不乘车又不上车道的人是很少的。所以可以说， 3.0×10^{-4} 死亡/(a·人) 为美国汽车事故的可接受风险水平，可以作为美国汽车事故风险评价的标准。

4.3 油田生产环境风险评价等级划分

根据油田生产项目潜在危险的不同，划分环境风险评价工作等级。评价等级是根据拟建项目可能发生严重事故的概率以及事故后果对环境可能造成的危害程度不同而予以划分。具体说来应考虑 3 个因素：(a) 物质的毒性和反应性危险类别；(b) 可能引起严重事故危害的物质的加工量和储运量；(c) 装置或设备的危险类别等。

(1) 石油生产系统物质危险性及其分类

可燃气体的火灾危险性分类见表 4-7，液化烃、可燃液体的火灾危险性分类见表 4-8。

表 4-7 可燃气体的火灾危险性分类

气体类别	可燃气体与空气混合物的爆炸下限
甲	< 10% (体积)
乙	10% (体积)

表 4-8 液化烃、可燃液体的火灾危险性分类

类 别	名 称	特 性	
甲	A	液化烃	
	B	15 时的蒸气压力 >0.1MPa 的烃类液体及其他类似的液体	
乙	A	可燃液体	
	B		
丙	A		
	B		
			甲 A 类以外, 闪点 < 28
			闪点 28 ~ 45
		闪点 45 ~ 60	
		闪点 60 ~ 120	
		闪点 > 120	

(2) 生产的火灾危险性分类

生产的火灾危险性分类如表 4-9 所列。

表 4-9 生产的火灾危险性分类

生产类别	火灾危险性的特性
甲	使用或产生下列物质的生产： (1) 闪点 < 28 ； (2) 爆炸下限 < 10% (体积百分比) 的气体
乙	使用或产生下列物质的生产： (1) 闪点 28 至 < 60 的液体； (2) 爆炸下限 10% (体积百分比) 的气体； (3) 不属于甲类的化学易燃危险固体, 能与空气形成爆炸性混合物的浮游状态粉尘
丙	使用或产生闪点 60 的液体
丁	具有下列情况的生产： (1) 对非燃烧物质进行加工, 并在高温或熔化状态下经常产生辐射热、火花或火焰的生产； (2) 利用气体、液体、固体作为燃料或将气体、液体进行燃烧作其他用途的各种生产
戊	常温下使用或加工非燃烧物质的生产

(3) 石油库危险性分类

石油库等级划分如表 4-10 所列, 石油库贮存油品的火灾危险性分类如表 4-11 所列。

表 4-10 石油库等级划分

等级	总容量/ m ³	等级	总容量/ m ³
一级	50000 及以上	三级	2500 ~ 10000 以下
二级	10000 ~ 50000 以下	四级	500 ~ 2500 以下

“总容量”指石油库储油罐的公称容量和桶装油品设计存放量之和, 不包括零位罐、高架罐、放空罐以及石油库自用油品储罐的容量。

(4) 油气储罐危险性分级

油气储罐等级划分如表 4-12 所列。

表 4-11 石油库贮存油品的火灾危险性分类

类别	油品闪点/	示 例
甲	28 以下	原油、汽油
乙	28 ~ 60 以下	喷气燃料、灯用煤油、- 35 号轻柴油
丙	A	轻柴油、重柴油、20 号重油
	B	润滑油、100 号重油

表 4-12 油气储罐等级划分

等级	储存总容量/ m ³	
	原油储罐	液化石油气、天然气凝液储罐
一	> 50000	> 5000
二	10001 ~ 50000	2501 ~ 5000
三	2501 ~ 10000	1001 ~ 2500
四	201 ~ 2500	201 ~ 1000
五	200	200

4.4 油田生产环境风险评价工作程序

石油生产建设项目的环境风险评价程序同其他工业建设项目的环境风险评价基本一致，包括环境风险识别、环境风险分析、后果计算、风险评价、风险管理和防范措施、应急计划等步骤或内容（见图 4-2）。例如，可以从装置的安全评价开始，筛选危险因素，确定发生概率虽小但危害大的最大可信事故，进行后果计算，然后进行风险评价、管理，提出防范措施和应急计划。

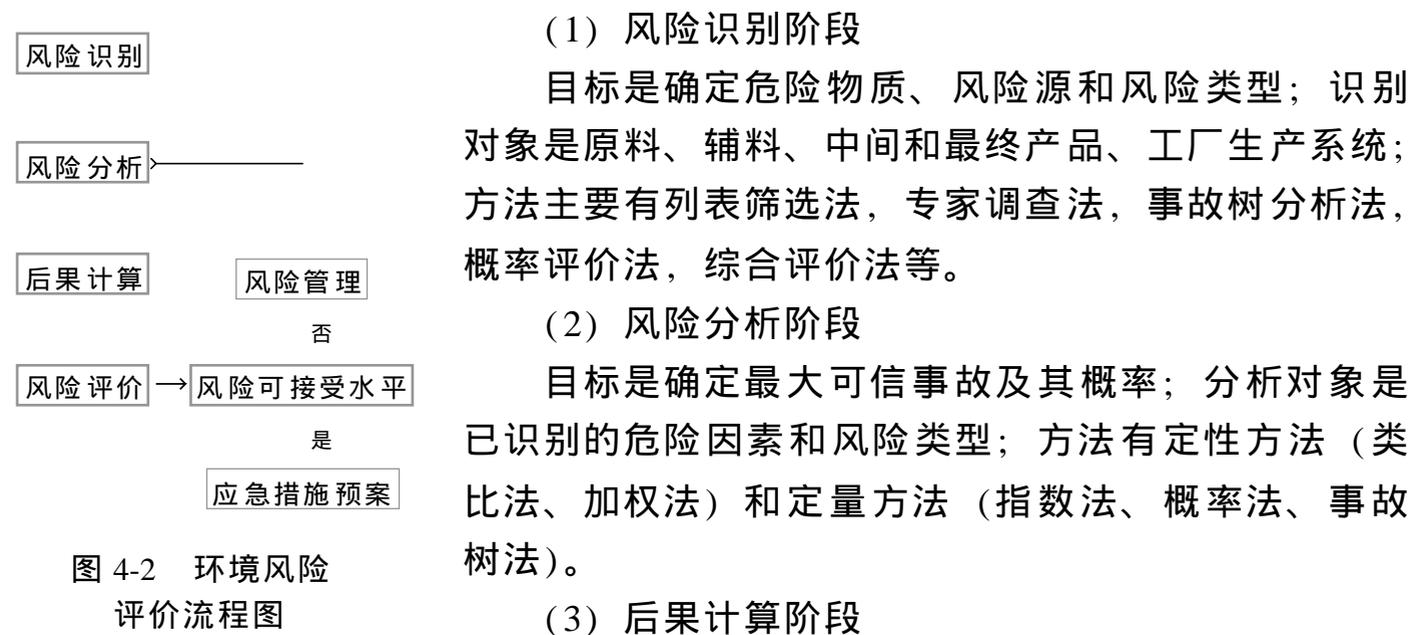


图 4-2 环境风险评价流程图

目标是确定危害程度及范围；对象是最大可信事故；方法包括大气扩散计算、水体扩散计算、爆炸损失计算、火灾热辐射计算和综合损害计算等。

(4) 风险评价阶段

目标是确定风险值和可接受水平；对象是最大可信事故和风险评价指标体系；方法有外推法和等级评价法。

(5) 风险管理阶段

目标是制定减少风险的措施；对象是可接受风险水平；方法是费效分析。应从以下几方面提出一些措施。

正确选址 分析场址的合理性，包括周围环境的安全和风险问题。具有潜在危险事故的工业项目，选址时应注意在工厂和周围居住区等设置足够的缓冲区。在发展中国家，缓冲区没有受到足够的重视，经常遭到侵占，所以很有必要采取措施保护缓冲区。

工程设计中的安全措施 工程安全设计应作为工程设施设计的组成部分，要防止为了节省投资而不顾潜在风险的行为。

施工监督措施 项目施工监督十分重要，是其能否达到设计规定和要求的保障，必须在环境风险评价中加以阐述。

岗位培训 岗位培训和经常性的安全教育，对工业设施维护、保障工程安全至关重要，应在风险评级中有所阐述。

应急措施预案 目标是将事故损害减至最小；对象是事故现场及其周围影响地区；方法主要是模拟类比法。

4.5 油田生产环境风险评价内容与方法

4.5.1 环境风险识别

环境风险识别主要包括收集背景资料阶段和确定风险识别范围及内容两部分。

4.5.1.1 搜集背景资料

背景资料包括项目资料、环境资料和其他相关资料等。

项目资料 包括油田生产工艺流程、装置平面布置、高程布置；物料的物化性质和毒理学性质、储运、储量、用量等；工艺反应条件、操作运转要求、控制要求；生产装置、设备类型及材质、管路结构及重要阀门、控制系统；安全、消防、环保和卫生设施情况。

环境资料 包括项目周围其他装置布置情况；项目建设场所及周围人口

分布情况；项目周围区域环境保护敏感目标；项目所在区域气象、水文、地质等资料；地形图、交通图等。

其他相关资料 包括油田生产行业国内外事故统计及分析资料；同类装置国内外事故统计及分析资料等。

4.5.1.2 确定风险识别范围及内容

(1) 油田生产的环境风险类型

油田生产项目存在的环境风险类型主要包括井喷、溢油、爆炸、火灾、油气泄漏等几种（表 4-13）。

表 4-13 油田生产事故风险类型、来源及危害

事故类型	来源	主要危害	可能含有的主要污染物	环境影响
井喷	钻井工程, 井下作业	释放有毒污染物, 引发火灾污染环境, 危及人身及财产安全	原油, 天然气, H ₂ S	污染大气; 原油覆盖地表和渗入地下后, 阻塞土壤孔隙, 使土壤板结, 通透性变差, 不利于植物生长; 若原油流入地表水体, 会形成油膜, 阻碍水体溶氧, 使水质变坏
溢油	钻井工程, 井下作业, 采油井场, 油气储运	对环境造成重大污染, 引发火灾、爆炸	石油类污染物	油品挥发, 造成大气污染; 原油覆盖地表和渗入地下后, 阻塞土壤孔隙, 使土壤板结, 通透性变差, 不利于植物生长; 若溢油发生在地表水体, 则会形成油膜, 阻碍水体溶氧, 使水质变坏
泄漏	井下作业, 油气储运, 注水系统	污染环境, 引发火灾爆炸损害人身及财产安全	石油类, 天然气, 挥发烃类, 回注污水	阻塞土壤孔隙, 使土壤板结, 通透性变差, 土壤功能破坏, 植被死亡; 污染大气; 污染地表水和地下水
火灾爆炸	钻井井喷, 油气储运	有害气体、热辐射、抛射物等污染环境、损害人身健康及财产安全	有害气体	污染大气; 破坏植被
紧急放空	油气储运	污染环境	伴生气, 挥发烃类	污染大气

井喷 所谓井喷, 是指在石油勘探过程中, 当地层与井眼系统的压力平衡遭到破坏, 地层流体 (油、水、气) 失去控制涌入井筒喷出地面的现象。井喷发生后, 若无法借助井控设备及时对地层流体进行有效控制, 则会出现向上敞喷或在地层间流动形成地下井喷的情况, 此时称为井喷失控。井喷事故的发生, 往往伴随火灾发生, 有时候还会喷出硫化氢气体, 因此后果严重。根据资料统计, 我国在油气勘探开发的 40 多年间, 累计发生井喷失控 230 井次, 占完井总数 2.41%; 其中, 失控着火 78 次, 占井喷失控井的 34%, 烧毁钻机 59 台, 造成

地层结构损坏和资源损失无法估算（樊恒等，1999）。井下作业，特别是在对较高压力的自喷井进行作业时，由于操作失误或处理措施不当也可能发生井喷事故，其后果与钻井过程发生的井喷是一样的。

溢油 溢油是指因操作失误、人为破坏或意外事故等原因导致的油品大规模外溢，是石油储运系统中出现概率较高的事故之一，也可能发生在钻井作业或采油作业中。溢油会对环境造成重大污染，还可能会引发爆炸、火灾。溢油的危害类型和程度主要取决于溢出油品的性质和数量、发生溢油的设备情况、溢油发生区域（陆上、海上、港口、河道等）及其环境特征、区域气象、水文情况等。海上溢油是尤其严重的事故，需重点关注。

爆炸 爆炸是突发性的能量释放，在大气中形成具有强破坏性的冲击波，并且容易引发火灾。爆炸一般有以下几种形式。

- 1) 无限气雾爆炸，即分散的可燃性蒸气的突然燃烧或缓慢燃烧；
- 2) 无限气雾的燃爆或震荡波燃烧；
- 3) 有限空间内混合可燃气体的爆炸；
- 4) 反应失控或其他工艺反常所造成的压力容器爆炸；
- 5) 不稳定的固体或液体爆炸；
- 6) 不包括化学反应压力容器爆炸。

前几种爆炸是化学爆炸，都会释放化学能，影响广泛。最后一种爆炸是物理爆炸，仅仅释放机械能，影响是局部的。油田生产企业的各种油气贮存设备是最易发生爆炸的风险源。

火灾 火灾主要包括四种类型：池火（Pool Fire）、喷射火（Jet Fire）、突发火（Flash Fire）以及火球（Fire Ball）或气爆（Bleve）。

1) 池火。燃料池内或油罐及管道中的可燃物质泄漏至地面或水面发生的大面积燃烧，即为池火。油田生产设施中储油罐一般都设有防火堤，油罐因爆炸等原因泄漏的原油等可燃液体往往在防火堤内发生燃烧，形成池火；集输管道发生可燃液体泄漏，遇火种燃烧，也属池火。

2) 喷射火。喷射火是指可燃物质从燃烧的喷嘴中喷出的火。井喷失控发生的火灾多为喷射火，火焰高，热辐射强，喷射方向多变，而且会发出巨大的响声，危害很大。

3) 突发火。弥散气雾的突发性延迟燃烧即为突发火，一般不会造成冲击波损害。

4) 气爆。过热的压力容器在火种的作用下，内压急剧增大，发生爆炸，内容物瞬间释放，形成一个能量强大的火球，此即为气爆。储油罐等设施发生爆炸时往往伴随气爆。

根据事故发生装置，油田生产系统中常见的火灾包括原油罐火灾、其他油罐

火灾及防火堤内火灾等几种类型。

1) 原油罐火灾。原油罐中，轻质原油和重质原油混在一起。发生火灾时，先是轻质油燃烧，导致液面温度上升，液面下轻质油组分选择性的蒸发使火焰升高。随着燃烧的进行，重质油层温度变高，直至罐底。如果罐底有水或乳液形态的水分，当温度超过 100℃ 时，水将会沸腾变成蒸汽，体积迅速增大 1600 多倍，致使原油从罐顶溢出，发生所谓泛液。泛液将使原油溢至防油堤内，进一步扩大了危险性。

2) 其他油罐火灾。除原油罐外的其他轻质油品罐发生火灾时不易形成“泛液”现象。因为有些油品，如柴油，没有重质组分，燃烧速度低，不会形成高温层；有些油品，如汽油和煤油，燃烧速度快，不会形成高温层；即使轻质油品中存在乳浊液，也不会形成含水层。

3) 防油堤内火灾。防油堤面积规定在 $8 \times 10^4 \text{ m}^2$ 以内，若堤高 1m，那么堤内可容 $8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的原油。如果发生泄漏引发堤内火灾，后果是灾难性的。

油、气及污水泄漏 石油生产过程中，井下作业时可能发生压井液、酸液或酸化压裂液等的泄漏事故，会造成井场附近的局部污染；油气集输过程中，油、气及污水管线可能会因腐蚀穿孔等原因导致油、气及污水的泄漏，造成环境污染，还可能引发火灾事故；原油贮存过程中，可能会发生冒罐事故，导致大量原油泄漏溢出，形成油罐附近的环境污染；注水系统设备及地上管线等可能会因腐蚀穿孔而发生漏水；地下注水井可能会因质量问题或腐蚀穿孔等原因造成注入水漏失。

(2) 风险识别范围

油田生产建设项目的环境风险识别，可界定在各生产过程的物料及产生的污染物、生产系统、贮存运输系统、相关的公用工程和辅助系统等范围之上。

(3) 风险识别内容

环境风险识别内容主要包括危险物质识别，生产过程风险源识别，事故形式及危害类型识别。

危险物质识别 熟悉项目所涉及的产品、中间产品、辅料及废物等物质，凡属于有毒物质、易燃物质、强反应或易爆物质等范畴之内的，均属危险物。应列表说明各种危险物的物理性质、化学性质、毒理学性质、危险性类别、贮存量、运输量及加工量等，并且需要结合相应评价阈值，按照危险物质的危险性及其毒性对其进行分类排队。油田生产系统中的原油、汽油、柴油、天然气、烃类等物质均应属危险物范畴。

生产过程风险源识别 油田生产主要包括油气田勘探、油气开采、油气集输、油气贮存等过程。每个过程都有其独特的环境风险特征，尤以油气运输过程的环境风险特征最为显著（表 4-14）。

表 4-14 油气运输过程的环境风险特征

运输方式	风险类别	可能的原因	危害
公路运输、铁路运输	泄漏	交通事故 装卸设备故障 操作失误	污染土壤 污染水体 轻烃挥发污染大气 人身、财产损失
	火灾、爆炸	油气泄漏 存在机械、高温、电气、化学火源	人身、财产损失 污染环境
石油码头、装卸	泄漏	装卸设备故障 操作失误 撞船、触礁、自然灾害等海上航行事故	污染水体 轻烃挥发污染大气 人身、财产损失
	火灾、爆炸	油气泄漏 存在机械、高温、电气、化学火源	人身、财产损失 污染环境
油轮和油驳	溢油	撞船、触礁、自然灾害等海上航行事故	污染水体 轻烃挥发污染大气 人身、财产损失
	火灾、爆炸	油气泄漏 存在机械、高温、电气、化学火源	人身、财产损失 污染水体及水生生物
航空运输	火灾、爆炸	燃料泄漏 存在机械、高温、电气、化学火源 飞机失事	污染大气 人身、财产损失
陆域管道	泄漏	地震灾害 管道设备腐蚀、破坏 人为破坏 操作失误	污染地下水体 污染地表水体 污染土壤 火灾、爆炸
	火灾、爆炸	油气泄漏 存在机械、高温、电气、化学火源	污染环境 人身、财产损失
海(江)底管道	泄漏	地震灾害 管道设备腐蚀、破坏 人为破坏 操作失误	污染水域 污染水生生物

(4) 风险识别方法

环境风险识别的方法主要有列表筛选法、专家调查法及事故树分析法。评价工作中，建议在以下几个方面开展研究。

事故发生潜在源的研究 建议从这几个方面加以考虑：(a) 操作中的自然失败；(b) 正常操作偏差造成的事故（设备失灵、控制设施损坏、操作者失误）；(c) 现场其他事故引发的危险；(d) 外界意外事故引发的危险（如地震、洪水等）。

事故可能发生途径研究 可以考虑运用下列方法进行研究：危险物质分析、危险物质与操作的关系研究、工艺流程图剖析、已发生事故回顾分析。

借助生产流程图分析潜在风险 流程图中应该详细表示出生产设施、贮

存设备、集输设施等，便于分析潜在危险。

通过收集的自然环境资料识别风险 从油田生产建设项目所在区域的气象站、地震局、水利局等部门取得工程范围内的自然资料。利用这些资料可以进一步识别风险，并可用作风险后果计算等用途。

考虑风险承受人数 考察现场操作人员和工厂周围人群数量、分布等情况，是风险损失测算的重要基础。

4.5.2 环境风险分析

对已经识别出的危险物质或生产过程风险源进行定性或定量分析，对风险进行筛选。分析方法包括定性分析和定量分析两种。

4.5.2.1 定性分析方法

环境风险定性分析方法包括加权法、类比法、安全检查表法等，一般可采用安全检查表法。安全检查表是根据经验和事故分析确定检查内容，并按系统顺序编制成的表格，以便于系统地逐项检查和评估。

(1) 安全检查表的编制事项

筛选指标 检查内容或指标按重要程度或安全程度可分为 A、B、C 三级：A 级指标非常重要，容易发生事故并导致严重后果；B 级指标比较重要，较容易发生事故并产生一定的后果；C 级指标不很重要，很少发生事故或只发生后果甚微的事故。

确定目标值 目标值一般按经验或有关规定，取最大可接受安全水平。

确定安全检查表格式 格式一般包括标题、单元名称、编号、权重系数、序号、检查内容及目标值、标准分、得分、评分说明等项目。

(2) 确定各系统权重

油田生产整个系统中，各子系统的安全性或重要程度不同，因此分析系统总安全性时，要首先确定各子系统的权重系数。权重系数越大，表明其安全重要性和潜在危害性越大。权重系数的确定方法有蒙德法、经验评估法、概率法等、层次分析法等。层次分析法是由美国运筹学家 T. L. Saaty 于 20 世纪 70 年代提出的，该法在分析复杂系统各因素及其相互关系的基础上，将系统分解为不同的单元并归为不同层次，从而构成多层次分析结构模型。

(3) 安全检查表分值计算

各子系统的安全检查表分值可用下式计算：

$$M_i = \sum_{j=1}^n K_{ij} M_{ij}$$

式中， M_i 为系统或子系统分值； K_{ij} 为分系统权重系数； M_{ij} 为分系统评价

分值； n 为分系统数目。

系统安全综合评价计算可用下式：

$$A = \frac{g}{100 \sum_{i=1}^n K_i M_i}$$

式中， A 为系统最终安全评价分值； g 为综合安全管理评价分值，设满分为100分； K_i 为各系统权重； M_i 为各系统评价分值。

4.5.2.2 定量分析方法

定量分析方法包括概率法、指数法等。定量分析的目的主要是在定性分析的基础上，确定风险事故类型、危害程度、泄漏量等，进而确定最大可信灾害事故及源项参数。

(1) 概率法

概率法是一种系统安全分析法，包括故障树（FTA）分析法和事件树（ETA）分析法。

(2) 指数法

根据油田生产建设项目各系统涉及的物料性质、工艺特征、操作过程、环境等指标计算危险性指数，然后根据总得分划分危险性等级。

美国道化学公司提出的方法是一种具有代表性的方法。可运用道化学公司法计算油田生产系统各单元的火灾、爆炸危险指数（ $F&FI$ ）和毒性危害指数（ TI ），进而确定燃爆和毒性危害等级。

火灾、爆炸危险指数计算式如下：

$$F \& FI = MF \times \left[\frac{100 + P}{100} \right] \times \frac{100 + S}{100}$$

式中， MF 为单元中重要物质的物质系数； P 为普通工艺危险性系数之和； S 为特殊工艺危险性系数之和。

毒性危险指数计算式如下：

$$TI = \left[\frac{Th}{100} \right] \times \left[\frac{P + S + W}{100} \right]$$

式中， Th 为工艺中最危险物质的毒性系数； P 为普通工艺危险系数之和； S 为特殊工艺危险系数之和； W 为工艺过程毒性系数之和。

由于一般建设项目都会采取安全保障措施，所以计算出的火灾、爆炸及毒性危险指数需要进行补偿修正。

(3) 确定最大可信灾害事故及其源项参数

在风险识别、定性分析和定量分析的基础上，确定最大可信灾害事故及其源项参数。

所谓最大可信灾害事故是指项目系统中筛选出的、具有一定发生概率、产生灾难性后果、风险值最大的事故。因为对一个复杂的项目系统，不可能也没有必要对每种潜在风险均作后果估算和评价，因而选择最大可信灾害事故作为评价对象，来评估系统风险的可接受程度。如果最大可信灾害事故的风险值在可接受水平内，则该系统的风险认为是可以接受的；反之，则需要采取措施进一步降低风险值以至达到可接受水平。

4.5.3 风险后果估算

风险事故后果计算包括两个方面：一是计算最大可信灾害事故的源项条件；二是计算事故发生后对自然环境（包括水体、大气、土壤、生物等）和社会环境（人群、财产等）的最严重后果。油田生产建设项目的最大可信灾害事故可能为井喷或设备泄漏，也可能为火灾、爆炸或溢油。

4.5.3.1 火灾、爆炸

(1) 火灾

火灾对周围环境的影响主要在于其辐射热。若辐射热足够大，则会引起包括生物体在内的其他物体燃烧。但火灾辐射热的影响范围一般均在距火焰 200m 左右的近火源区域，对较远区域影响不大。辐射热损害可由单位表面积在接触时间内所受能量或单位面积受到的辐射的功率来计算确定。

如前所述，火灾主要有四种类型，即池火、喷射火、突发火以及火球和气爆。

池火 池火燃烧速度、辐射热和入射热建议采用 TNDL 标准的经验公式确定。

假设地面池火的全部热量由池中心点小立面辐射出来，则距池中心 R 处的入射热 I 为：

$$I = \frac{TQ}{4R^2} \quad (\text{W/ m}^2)$$

$$\text{式中, } Q = (\pi r^2 + 2\pi rH) \left[\frac{dm}{dt} \right] H_c \left[\frac{dm}{dt} \right]^{0.61} + 1, \text{ 其中, } H = 84r \left[\frac{(dm/dt)}{a(2gr)^{1/2}} \right]^{0.6},$$

$\frac{dm}{dt} = \frac{0.001 H_c}{C_p (T_b - T_a) + H_{vap}}$ (当液体沸点高于周围温度时), 或 $\frac{dm}{dt} = \frac{0.001 H}{H_{vap}}$ (当液体沸点低于周围温度时); T 为空气传导系数; R 为距池中心距离, m; Q 为池子的总热通量, W/ m^2 ; r 为池子半径, m; η 为效率因子, 0.13 ~ 0.35; H_c 为燃烧热, J/ kg ; m 为物质质量, kg; H 为火焰高度, m; a 为空气密度, kg/ m^3 ; $\frac{dm}{dt}$ 为液体表面单位面积的燃烧速率; H_{vap} 为汽化热, J/ kg ; C_p 为恒压时比热容; T_b 为沸点, K; T_a 为周围温度。

喷射火 喷射火的辐射热建议采用喷射扩散模式进行计算，即假设喷射火为由沿喷射中心线的一系列辐射出相等热量 Q_p 的辐射源组成，则火焰中某一点到接受点距离为 r 时，辐射通量 I 为：

$$I = \frac{X_g Q_p}{4 r^2} \quad (\text{W/ m}^2)$$

式中， $Q_p = QH_c$ ， $J \text{ kg}$ ； X_g 为发射率，取 0.2； Q_p 为火焰某点 p 的辐射热； η 为效率因子，取 0.5； H_c 为燃烧热， $J \text{ kg}$ ； Q 为释放速率， kg/ s 。

喷射火总的热通量为各个点辐射热的总和。对于环境风险评价，辐射点一般可取 5。

突发火 对于突发火的危害影响，可采用气团扩散模式估算其气雾大小及浓度，还要考虑不同条件下气雾内的人群数量。

火球和气爆 火球和气爆的伤害计算可采用穆尔哈斯等人的经验公式。

假设火球的能量在其持续时间内均匀释放，则距火球中心 r 处的辐射通量 I 为：

$$I = \frac{QT}{4 r^2} \quad (\text{W/ m}^2)$$

$$Q = \frac{H_c M}{t_f}$$

$$t_f = 1.089 M^{0.327}$$

$$= 0.27 \times 10^{-8} P_s^{0.32}$$

式中， T 为传导系数，取 1； Q 为燃烧时能量释放率， $J \text{ s}$ ； t_f 为火球持续时间， s ； M 为可燃物质释放的质量， kg ； η 为燃烧速率； P_s 为物质的饱和蒸气压， MPa 。

火球的最大半径 R_f 表达式如下：

$$R_f = 2.665 M^{0.327}$$

衡量火灾损失 据经验资料，火灾热辐射造成的损失等级见表 4-15，辐射热对周围环境的影响见表 4-16。

油罐火灾危害估算

1) 油气挥发扩散距离估算。易燃液体的表面都有一定的蒸气压，存在挥发现象。当油罐进油时，罐内油气将从呼吸阀排入大气中；油气还会通过量油孔、检修孔等外排。排出后，油气随风扩散，若浓度达到爆炸下限，其与空气形成的爆炸性气体混合物遇明火会立即发生爆炸。油罐进油时的油气扩散距离可按下式估算：

$$S = \left[\frac{36.8Q}{uC} \right]^{1.81}$$

表 4-15 不同入射通量下的热辐射造成的损失程度

入射通量 / (kW m ²)	造成的设备损失	造成的人身损害	损失等级
37.5	操作设备完全损毁	1% 死亡/ 10s 100% 死亡/ 1min	A
22.5	无火焰时, 长时间辐射下木材燃烧的最小能量	重大损伤/ 10s 100% 死亡/ 1min	B
12.5	有火焰时, 木材燃烧、塑料溶化的最低能量	1 度烧伤/ 10s 1% 死亡/ 1min	C
4.0		20s 以上感到疼痛	D
1.6		长时间辐射无不舒服感	E

表 4-16 辐射热对周围环境的影响

单位: kcal/ hm²

辐射热量	对周围环境的影响	辐射热量	对周围环境的影响
< 4000	不会引起火灾	10000	一切木结构起火
4000 ~ 7000	杉木板起火	50000	钢材变形
7200	塑料起火		

注: 1 kcal = 4. 1868J。

式中, S 为油气扩散距离, m; Q 为排气口油气出油率, m³/ (s · m²); u 为风速, m/ s; C 为爆炸下限 (绝对值)。

2) 油罐火灾火焰辐射热。可用下式估算

$$E = R_f \cdot$$

式中, E 为火焰周围某处受到的辐射强度, J (h · m²); R_f 为辐射发射强度, J (h · m²), 无风时 $R_f = 0.02V H_c$; α 为火焰倾斜角系数, 无风时火焰可视为圆筒形, 油罐直径大于 6m 时, 火焰高度可取罐直径的 1.5 倍; V 为燃烧速度, mm/ min; ρ 为油品密度, kg/ m³; H_c 为油品最大发热量, J kg。

(2) 爆炸

爆炸是突发性的能量释放, 主要危害在于其破坏性的大气冲击波和爆炸碎片等形成的抛射物。爆炸损害级别及其危害特性见表 4-17。

爆炸损害半径 爆炸损害半径 $R(s)$ 为:

$$R(s) = C(s) [NE_e]^{1/3}$$

$$N = N_e \cdot N_m$$

式中， $R(s)$ 为损害半径，m； E_e 为爆炸总能量，由燃烧热与可燃极限范围内的蒸气总质量求得，J； N 为效率因子； N_e 为燃烧浓度持续展开所造成损耗的比例，一般取 30%； N_m 为燃料燃烧的机械能效率，对限制爆炸可取 33%，非限制爆炸取 18%； $C(s)$ 为经验常数， $\text{mJ}^{-1/3}$ 。

表 4-17 不同爆炸损害级别下的 $C(s)$ 取值及爆炸危害特性

损害级别	$C(s)$	$C(s)$ 取值范围 / $(\text{mJ}^{-1/3})$	爆炸损害特性	
			对设备的损害	对人的损害
A	$C(1)$	0.03	对建筑物和设备造成重创	1% 死亡(肺腑损害) > 50% 耳膜破裂 > 50% 被抛射物严重砸伤
B	$C(2)$	0.06	对建筑物造成可修复的破坏	1% 耳膜破裂 1% 被抛射物严重砸伤
C	$C(3)$	0.15	震碎玻璃	被抛射玻璃划伤
D	$C(4)$	0.40	10% 玻璃被震碎	

爆炸抛射物造成的损害 可采用在空气阻力作用下的弹道学公式和穿透公式估算大型压力容器爆炸时抛射物的抛射范围及损害。抛射物可按克朗西 (Clancey) 提出的公式计算空气阻力下的抛射距离 r ：

$$r = \frac{m^{1/3}}{ka} \ln \left[\frac{u_1}{u} \right] \quad (\text{m})$$

$$u_1 = \sqrt{\frac{2E}{m}}$$

式中， u_1 为抛射物初始速度， m/s ； m 为抛射物质量， kg ； E 为抛射物的初始能量，J，为总爆炸能量的一部分，一般取值 0.2 ~ 0.6； k 为常数，抛射速度为声速时取值 0.0014，超音速时取 0.002； a 为阻力系数，取 1.5 ~ 2 之间； u 为碰撞速度， m/s 。

小物体的穿透距离可采用科克斯 (Cox) 公式计算：

$$l = Km^{n_1} V^{n_2}$$

式中， l 为穿透距离，m； V 为小块物体的碰撞速度， m/s ； m 为被抛射小物体的质量， kg ； K 、 n_1 、 n_2 分别为被穿透物质的参数，取值见表 4-18。

表 4-18 抛射物穿透距离参数表

物 料	K	n_1	n_2
混凝土(挤压强度 35MPa)	18×10^{-6}	0.4	1.5
砖结构	23×10^{-6}	0.4	1.5
软钢	6×10^{-6}	0.33	1.0

4.5.3.2 设备泄漏

(1) 确定典型泄漏

油田生产过程中发生的泄漏多种多样，可能是管线发生泄漏，也可能是污水管线、注水管线、油罐、阀门、放空管等，泄漏物质可能是石油，也可能是污水或天然气等，评价时通常只选择典型情况作为代表。生产设备的典型损坏泄漏类型及孔径尺寸见表 4-19。

表 4-19 生产设备事故下的典型泄漏

序号	泄漏设备名称	泄漏设备类型	典型泄漏类型	泄漏孔径
1	管道	管道、法兰、接头、弯头	法兰泄漏 管道泄漏 接头损坏泄漏	20% 管径 100% 或 20% 管径 100% 或 20% 管径
2	阀	阀门、球	壳泄漏 盖孔泄漏 杆损坏	100% 或 20% 管径 20% 管径 20% 管径
3	过滤器	软管、波纹管、铰接管	破裂泄漏 接头泄漏 连接机构泄漏	100% 或 20% 管径 20% 管径 100% 管径
4	压力容器、反应槽	分离器、气体洗涤器、反应器、热交换器、火焰加热器等	容器破裂、泄漏 进入孔盖泄漏 喷嘴断裂 仪表管路破裂 内部爆炸	全部破裂、100% 管径 20% 管径 100% 管径 100% 或 20% 管径 全部破裂
5	泵	离心泵、往复泵	机壳损坏 密封压盖泄漏	100% 或 20% 管径 20% 管径
6	压缩机	离心式压缩机、轴流式压缩机、往复式压缩机	机壳损坏 密封套泄漏	100% 或 20% 管径 20% 管径
7	储罐	露天储罐	容器损坏 接头泄漏	全部破裂 100% 或 20% 管径
8	贮存器	压力容器、运输容器、冷冻运输容器、埋设或露天容器	气爆 破裂 焊点断裂	全部破裂 全部破裂 100% 或 20% 管径
9	放空燃烧装置、放空管	放空燃烧装置或放空管	多歧接头 超标排气	100% 或 20% 管径

(2) 泄漏后果判断

任何一种泄漏，在不同泄漏条件或环境条件下会产生多种不同的后果。例

如，油田集束管线发生泄漏，由于途径自然条件不同，可能同时发生土壤污染、地下水污染、地表水污染、池火，也可能仅产生其中后果之一。因此，要根据项目实际情况，判断事故可能产生的后果。

(3) 泄漏后果估算

泄漏量计算 主要针对 3 种泄漏类型进行泄漏量计算，即气体泄漏、液体泄漏和两相泄漏。

1) 气体泄漏。气体从容器排出，如天然气管线泄漏。

假定气体特性理想，气体泄漏量可利用气体流动标准方程式计算：

$$Q = y C_d A_r P_1 \sqrt{\left[\frac{M r}{R T_1} \right] \left[\frac{2}{r+1} \right]^{\frac{r+1}{r-1}}}$$

式中， Q 为气体排出速度， kg/s ； C_d 为排放系数，取 1.0； A_r 为泄漏孔有效面积， m^2 ； P_1 为最初释放压力， Pa ； M 为泄漏物质相对分子质量； r 为热焓比； R 为通用气体常数， $\text{J}(\text{mol} \cdot \text{K})$ ； T_1 为液体温度， K ； y 为流出系数，对临界流量 $y=1.0$ ，对于次临界流量，

$$y = \left[\frac{P_a}{P_1} \right]^{\frac{1}{r}} \left[1 - \left[\frac{P_a}{P_1} \right]^{\frac{r-1}{r}} \right]^{\frac{1}{2}} \left[\left[\frac{2}{r-1} \right] \left[\frac{r+1}{21} \right]^{\frac{r+1}{r-1}} \right]^{\frac{1}{2}}$$

P_a 为外界压力， Pa 。

2) 液体泄漏。液体从容器中泄漏，泄漏后仍保持液态，可能在泄漏孔处存在急剧蒸发。如石油生产中输油管线泄漏、污水管线泄漏、注水管线泄漏等。假设液体在泄漏孔或喷口内没有急剧蒸发，则其泄漏速率 Q 可用柏努利 (Bernoulli) 方程计算，即：

$$Q = C_d A_r P_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_a)}{P_1} + 2gh} \quad (\text{kg/s})$$

式中， C_d 为排放系数，取 1.0； A_r 为泄漏孔有效开度面积， m^2 ； P_1 为操作压力或容器压力， Pa ； h 为罐 (槽) 中液体在排放点以上高度， m ； g 为重力加速度， m/s^2 。

如果液体过热，则泄漏过程中会直接蒸发掉一部分，此部分所占比值为：

$$F_{\text{vap}} = \frac{C_{P1} (T_1 - T_b)}{H_{\text{vap}}}$$

式中， C_{P1} 为恒压时液体比热容， $\text{J}(\text{kg} \cdot \text{K})$ ； T_1 为液体温度， K ； T_b 为沸点， K ； H_{vap} 为空气沸点的汽化焓， J/kg 。

3) 两相泄漏。气液混合物从容器中泄漏。

假设两相均匀且互相平衡，则排放速度 Q 可用 Fauske/Cude 方法计算，即：

$$Q = C_d A_r P_1 \sqrt{2 P_m (P_1 - P_c)} \quad (\text{kg/s})$$

式中, $P_m = \frac{1}{\frac{F_{vap}}{P_g} + \frac{1 - F_{vap}}{P_l}}$, Pa; $F_{vap} = \frac{C_{Pl}(T_l - T_b)}{H_{vap}}$; P_c 为临界压力,

Pa, $P_c = 0.55 P_l$; 其他参数和液体及气体泄漏量计算式相同。

后果危害计算 主要考虑油气或污水泄漏后在地表水体中弥散、大气中扩散及火灾爆炸等几种情况。

1) 水体弥散。主要考虑泄漏油品在水上扩散、漂移和风化的情况。

a. 油品扩散模型。泄漏油品进入水体后, 将在重力、惯性力、黏性力和表面张力等的作用下在水中发生扩散。常用的两个经验模式如下。

Fay 经验公式 Fay 将石油视为有黏性力和表面张力并且密度均匀的流体, 泄漏石油沿二维方向轴呈平板状对称扩展。根据泄漏石油所受作用力的组合, Fay 将扩展分为三个阶段, 各阶段油膜均视为半径为 R 的等效圆扩散。

第一阶段: 重力与惯性力作用下的扩散

$$R_1 = k_1 \left[\left[\frac{w - \rho}{w} \right] g v \right]^{\frac{1}{4}} \cdot t^{\frac{1}{2}}$$

第二阶段: 重力与黏性力作用下的扩散

$$R_2 = k_2 \left[\left[\frac{w - \rho}{w} \right] g v^2 \frac{1}{r^2} \right]^{\frac{1}{6}} \cdot t^{\frac{1}{4}}$$

第三阶段: 黏性力与表面张力作用下的扩散

$$R_3 = k_3 \left[\frac{(\sigma_{wa} - \sigma_{oa} - \sigma_{ow})^2}{w r} \right]^{\frac{1}{4}} \cdot t^{\frac{1}{4}}$$

最终扩散停止时的半径为:

$$R = \left[\frac{\left[\frac{w - \rho}{w} \right]^2 v^6}{\frac{2}{\rho} r D^3} \right]^{\frac{1}{8}}$$

式中, k_1 、 k_2 、 k_3 分别为经验系数; w 为水的密度, kg/m^3 ; ρ 为油的密度, kg/m^3 ; r 为水的运动黏滞系数; g 为重力加速度, m/s^2 ; v 为泄漏油品体积, m^3 ; t 为扩散时间, s; σ_{wa} 、 σ_{oa} 、 σ_{ow} 分别为水和空气、油和空气、油和水之间的表面张力; D 为分子扩散系数。

Blokker 经验模式 将扩散油膜视为半径为 R 的等效圆, 设油膜初始半径为 R_0 , 则 t 时刻油膜半径 R_t 为:

$$R_t = \left[\frac{3 v k t (\frac{w - \rho}{w}) \rho}{\rho} + R_0^3 \right]^{\frac{1}{3}}$$

式中, R_t 为 t 时刻油膜半径, cm; R_0 为初始时刻油膜半径, cm; v 为油品泄漏体积, cm^3 ; k 为布罗克常数; t 为扩散时间, s; w 为水的密度, g/cm^3 ;

ρ_0 为油的密度, g/cm^3 。

b. 油品漂移模型。油品泄漏进入水体后, 在发生扩散的同时, 还在风、水流和波浪等作用下发生漂移。漂移过程中等效圆油膜不断扩散增大, 其所经过的水面面积即为泄漏油品的污染面积。主要根据油膜等效圆中心位移来判断漂移运动情况, 与泄漏量无关。在风、水流和波浪 3 个影响因素中, 一般认为风是主要因素。假设初始时刻 t_0 时油膜中心位置为 x_0 , 经过时间 t 后, 其位置 x 为:

$$x = x_0 + \int_{t_0}^{t_0+t} u_c dt$$

式中, u_c 为油膜中心漂移速度。

根据风和海流建立的泄漏油品漂移计算模式为:

$$\vec{L} = \vec{L}_L + k\vec{L}_v$$

式中, \vec{L} 为油品漂移矢量; \vec{L}_L 为海流矢量; \vec{L}_v 为风速矢量; k 为风系数。

c. 油品风化模型。油品泄漏后, 除了水面上的扩散和漂移运动, 还会发生挥发、溶解、乳化、生物分解、化学氧化、分散和沉降等风化过程, 并逐渐消失。其中挥发作用最大、最快。

假设仅存在挥发作用时, 风化模型为:

$$\frac{dV}{dt} = -\frac{1}{4} k_{ev} u (2R)^2 - PM$$

式中, $\frac{2-n}{2+n}$; $\frac{n}{2+n}$; V 为油品泄漏体积, m^3 ; u 为风速, m/s ; R 为扩散范围半径, m ; P 为油的蒸气压, Pa ; M 为分子量; t 为时间, min ; k_{ev} 为常数; n 为湍黏参数。

考虑挥发和溶解为主要风化过程时, 风化模型为:

$$C_0 = C_e \exp(-k_e - k_d)t$$

式中, C_e 为初期浓度; k_e 为挥发系数; k_d 为溶解系数。

Mackay 模式

$$F = \frac{1}{C} \times \left[\ln P_0 + \ln \left[C \cdot k_e \cdot t + \frac{1}{P_0} \right] \right]$$

$$k_e = \frac{AQ}{RTV_e}$$

$$C = 1158.9 API^{-1.1435}$$

式中, F 为油品挥发量, $kg/(m^2 \cdot s)$; A 为扩展面积, m^2 ; P_0 为初始挥发气压, Pa ; t 为挥发时间, s ; Q 为油的克分子容积, m^3/mol ; R 为气体常数; T 为油表面温度, K , 一般与周围气温接近; V_e 为起始泄漏至水面的油品体积, m^3 ; API 为美国石油协会规定的油品密度。

大气温度为 T_e 时初始挥发气压为:

$$P_0 = \exp\left\{10.6 \times \left[1 - \left(\frac{T_0}{T_e}\right)\right]\right\}$$

式中， T_0 为起始沸点； T_e 为环境温度，K； $T_0 = 542.6 - 30.275API + 1.565AP^2 - 0.03439AP^3 + 0.0002604AP^4$ 。

2) 大气扩散。天然气、硫化氢、烃类等有害气体泄漏进入大气环境，造成污染和破坏。大气扩散情况与泄漏气体的密度、理化性质、排放方式、大气稳定度、风速及地表状况等影响因素密切相关，需要选择合适的模式进行模拟计算。根据密度的不同，一般可针对稠密气体、中等密度气体和羽状烟流 3 种类型，选取在连续排放或瞬时排放情况下的扩散模式。

3) 火灾爆炸。泄漏导致的火灾爆炸后果计算见 4.5.3.1。

4.5.3.3 溢油后果计算

(1) 陆上溢油

陆上溢油的危害依据发生地点的不同而不同。溢出的油品不仅在地表扩散，还会向地下渗透，渗透量和油品性质、溢油量、含水层的可渗透性及水力梯度有关。溢油对地下水的污染，包括饮用水井污染，需要特别重视。

地下水油污染可采用水质模型、水量模型和水位动态模型等进行预测。对于溢油，可采用水质模型预测。水质模型常采用水动力渗流网法、近似解法、解析解法及数值解法等；其中，近似解法把复杂的弥散方程简化为水动力方程，虽然降低了精度，但更具有实用价值，可用于溢油等事故危害估算之用。

水源地污染判定 溢油发生在水源井影响范围内时，判断水源地能否被污染，可利用渗流水动力网图，通过污染源边缘点估算值和水源井补给边界流量函数值的比较来判定。

无限边界上的任一点 (x, y) 的流量函数为：

$$= \frac{1}{h} \left[qy + \frac{Q}{2} \right]$$

补给边界上的流量函数为：

$$N = \frac{Q}{h}$$

式中， $q = khi$ ；为流量函数； Q 为水源地开采量， m^3/d ； h 为含水层厚度， m ； q 为地下水天然单宽流量； k 为含水层渗透系数， m/d ； i 为天然水力坡度；为从 x 轴算起的角度（取正值）。

假设污染源边缘点的流量函数为 N_1 ，在无限含水层条件下，若 $N_1 < N$ ，则渗油会污染水源地。

其中，

$$Q_{污} = \begin{cases} h(x_2 - x_1) & (\text{污染源位于补给线内, } x_1、x_2 \text{ 为污染源} \\ & \text{两个边缘点的流量函数)} \\ h(x_N - x_1) & (\text{污染源位于补给线边缘)} \\ h(x_1 - x_2) & (\text{污染源位于水源地上游中心轴的两侧)} \\ Q - (x_1 + x_2)h & (\text{污染源位于水源地下游补给带内中心轴两侧)} \end{cases}$$

可能出现的最大污染浓度 渗油对地下水造成污染情况下，油污在地下水层中可能出现的最大浓度可用下式计算：

$$C_{max} = C_e + \frac{Q_{污}}{Q} (C_{污} - C_e)$$

式中， C_{max} 为最大浓度，mg/L； C_e 为地下水中油污染背景浓度，mg/L； $C_{污}$ 为被油污染的污水浓度，mg/L； $Q_{污}$ 为可能进入水源的最大污水量，m³/d； Q 为水源地开采量，m³/d。

(2) 水上溢油

水上溢油后果估算模式参见 4.5.3.2 的水体弥散模式。

4.5.4 环境风险综合评价

4.5.4.1 后果综合

根据油田生产建设项目的最大可信灾害事故，选择上述井喷、溢油、泄漏、火灾爆炸等风险事故的一种或几种进行事故后果计算，列出最大可信事故的“危害-距离”表，然后计算总危害。所谓“危害”主要包括死亡、损伤和财产损失；“距离”是指对某种危害承受点距危险源的最大距离。最大可信事故所致环境危害 C 是其各种类型危害 C_i 的总和。即：

$$C = \sum_{i=1}^n C_i$$

危害 C 的单位：人的损失为“死亡/事故”；财产损失用“金额/事故”。

4.5.4.2 风险计算

最大可信灾害事故的环境风险可利用下式进行计算：

$$R = PC$$

式中， R 为风险值，死亡/年； P 为最大可信事故概率，事件数/单位时间； C 为最大可信事故造成的危害，死亡/事件。

油田生产系统中存在许多子系统，各子系统都存在一个最大可信灾害事故，其风险值设为 R_j 。评价中选取 R_j 值最大的事故作为全系统的最大可信灾害事故，其风险值记为 R_{max} ，作为风险可接受水平的分析值。

4.5.4.3 风险评价

设油田生产行业的可接受风险水平为 R_L ，若建设项目最大可信灾害事故风险值 $R_{\max} \leq R_L$ ，则认为该项目可以建设；如果 $R_{\max} > R_L$ ，则该项目必须采取降低风险措施以达到可接受水平，否则不能建设。

4.5.5 环境风险管理

环境风险管理主要有两个任务，即当 $R_{\max} > R_L$ 时制定风险减缓措施，并对措施进行费用—效益分析。

4.5.5.1 降低环境风险措施

当 $R_{\max} > R_L$ 时，为了降低事故风险及事故危害后果，达到同业风险可接受水平，必须采取风险降低措施。可以主要从以下几个方面考虑。

- 1) 加强整个系统的自动化控制，及时预报和切断泄漏源，减少和降低风险概率。
- 2) 改进生产工艺、贮存方式及贮存条件。
- 3) 改进密封设备采用自动密封系统或改进密封设备，缩短释放或泄漏时间。对重要系统或设备采用抑制物质泄漏扩散的措施，如设置防油堤、水幕、防冲击波槽等。
- 4) 强化管理，定时培训，提高工作人员的风险防范意识和能力。

4.5.5.2 措施的费效分析

对采取的降低风险的措施需要进行费效分析，以决定这些措施是否值得投入，对措施进行取舍，使之达到经济有效的最佳水平。

采取某一措施带来的净利益可用下式估算：

$$B = V - (P + X + Y)$$

式中， B 为项目采取某一风险降低措施后可获得的净利益； V 为项目采取措施后可获得的毛利益； P 为项目的基本生产费用，不包括风险降低措施费用； X 为措施实施费用； Y 为风险可接受水平下，项目实施带来的风险危害费用。

式中，重点研究 $X + Y$ 的最小化，必须在若干约束条件下进行。风险降低最优化可用一组数学方程式表达：

$$\text{目标函数： } U = X + Y$$

$$\text{约束条件： } [X(w), Y(w)] = 0$$

$$R_{\max}(w) \leq R_L$$

式中， U 为目标函数，即最优化程序的最终结果； $[X(w), Y(w)] = 0$ 为约束条件函数，即

$X(w)$ 和 $Y(w)$ 两个变量之间的关系； $R_{\max}(w)$ 为在降低风险措施 w 水平下的最大风险值； R_L 为可接受水平风险值。

目标函数和约束条件函数具体形式要根据建设项目的实际情况确定。

4.5.6 应急措施预案

虽然采取某些措施可以降低环境风险，但并不能使其为零。因此，应当制定应急措施预案以减小一旦发生事故后可能带来的损失。应急措施预案包括工程项目防治措施和社会救援应急预案。

4.5.6.1 工程项目应急措施

(1) 溢油

溢油的工程防治措施 主要包括溢油监测、防止扩散措施、回收和处置措施等。

1) 溢油监测。定期检查设备、管线重点部位及施工、检修部位；设立油探头、自控及信号设施，重点检查设备、管道周围排放系统；在贮存或管道输送中加入标识物，如卤代芳烃、一氧化碳、放射性同位素等，以检查泄漏源和扩散情况。

2) 陆上溢油防治扩散。油罐材质的选择符合要求，保护、防腐措施要符合标准，注意油罐运行维护、检查、监测；防火堤容量、干舷、储备水的设置等符合要求标准，材料要防渗、防塌，要保证建造质量，并定期检查、监测；管道要保证材质和安装质量，要防腐、防塌，建立监测和报警机制；保证地表排水系统的畅通，要防止溢油源，同时做地表铺砌；要做地下防护，开沟渠作屏障以阻止油水平移动，设置屏障墙延伸至地下水位之下以阻止油水移动，采用水动力学保护（如从含水层抽水、向含水层回注水等）以控制地下水流态，并监测地下水污染。

3) 水上溢油防止扩散措施。设置帘式、围墙式拦油栅和撇油设备；使用活塞膜化学药剂，可以迅速扩散包围油膜，把油驱向集油设备；用直升机喷洒油聚集剂；利用药剂反应捕捉，如喷洒聚异氰酸酯和聚酰胺，可与油产生聚合物，形成胶冻，防止油扩散；使用空气帘，即将空气通入穿孔水龙带或管道，组成气泡屏障。

4) 回收和处置措施。对于陆上溢油污染地下水的情况，可利用自然地下水梯度或人工改造后的地下水梯度，将游离油集中，然后用单泵或双泵抽油水混合物，贮存于贮罐中，后用油水分离器分离；可通过改善充氧、翻地、掺入新土，采取措施减少水蒸发，施加氮肥，溢油处播撒 NaOCl 氧化剂等来恢复污染现场的环境。对于水上溢油，可通过加吸附剂，如稻草、黏土、羽毛等天然材料，然

后挤压吸附材料来回收油；使用撇油器将油收集上岸处置；加燃烧剂把油燃烧；施加分散剂将油乳化并溶解于水；使用高密度材料将油吸附沉降于水底后掩埋。

应急措施 紧急切断近油阀门，紧急关闭防火堤内排水等有可能漏油的阀门，采取防火措施，收集溢出的油品等。

(2) 井喷

工程防治措施

1) 利用地震技术探测异常高压来预防井喷。钻井之前可应用现代地球物理方法，如利用高频高分辨率的地震仪来探测异常高压层段，可以预防井喷事故。

2) 通过钻井试油掌握压力系统来预防井喷。在油气田详探和开发初期，利用钻井过程中压力反映和试油作业中分层测压，是掌握压力系统的最好机会。掌握了压力系统，就可以有效避免井喷事故。

3) 利用泥浆密度控制液柱回压来预防井喷。一般井下平均压力梯度为 $1\text{MPa}/100\text{m}$ 左右，因而配制 $1.1\sim 1.2$ 相对密度的泥浆即可使井底回压与油气层压力平衡或稍高于油气层压力；若泥浆密度太小很容易发生井涌，密度太大则造成先漏后喷的结果。因此，要利用不同密度的泥浆，灵活调节控制液柱回压，使之与油气层压力平衡或略高，保证不喷不漏。

4) 利用防喷装置控制井口压力来预防井喷。井口防喷装置主要是为了控制井口压力，阻止井喷。当出现井涌现象时，可临时关闭防喷器，争取时间循环泥浆，消除气侵，或调配重泥浆压井，预防井喷。当用重泥浆压井仍然不能阻止井喷时，就需要继续关闭防喷器，同时打开和防喷器相连的排液管，外排油气，以降低井口承受压力，进一步用重泥浆压井，此时一般可以防止井喷失控。

应急措施

1) 利用过路井阻截高压气流来制止井喷。受顶部注入气沿地层裂缝下窜的影响，井喷时可能会发生油管内和套管外同时喷出油气的情况，此时用常规重泥浆压井和关闭防喷器等方法已无法控制。这种情况下，可利用向井喷井和注气井中间的井注入清水的办法，阻止气流下窜，有效控制井喷。

2) 通过注水井停注和溢流降压来制止井喷。如果因为注水井注水前缘压力太高而导致井喷失控，应该及时把邻近注水井停注并溢流降压，以制止井喷。

3) 利用救援井侧向连通压井以制止井喷。井喷失控时往往引发火灾爆炸，此种严重情况下，失控井已经无法接近。此时可利用已钻同层位邻近井作为救援井，或在附近新钻定向救援井，进行侧向连通压井，以制止井喷。新钻救援井技术难度很大，并且耗时相当长，是一种代价很大的防喷措施。

4) 打塞制止井喷。井喷情况下，如果防喷设备损坏或井筒内有机械故障，常规方法将无法有效控制。此时可采用打水泥石或重晶石塞的特殊措施来控制井喷，但打塞的方法容易造成井眼报废。

(3) 火灾、爆炸

火灾爆炸的工程防治措施及应急措施见表 4-20。

表 4-20 火灾、爆炸的工程防治及应急措施

工程防治措施		应急措施
燃料管理	(1) 据各种油品性能加以安全控制; (2) 采用通风等方法, 去除油品蒸气; (3) 加强检测, 将油品蒸气控制在爆炸下限之内	(1) 采取紧急工程措施防止火灾扩大; (2) 报告上级管理部门, 并向消防系统报警, 消防救火; (3) 紧急疏散附近人群, 紧急救护伤员
火源管理	(1) 防止摩擦、撞击等机械引火源; (2) 控制高温物体着火源, 化学及电气着火源	
油库设备安全管理	(1) 根据国家相关规定, 对设备进行分级; (2) 据分级要求确定检查频率并记录保存; (3) 建立完善的消防系统	
防爆	(1) 油罐顶设安全膜等防爆装置; (2) 防爆检测和报警系统	
抗静电	(1) 油罐设备接地要良好, 要设永久性接地装置, 油罐内禁止安装金属突出物; (2) 燃料中添加抗静电剂, 增加其导电性; (3) 油罐进出油时要限制流速; 禁止使用空气搅拌, 要采用惰性气体; 禁止在静电时间进行检查作业; (4) 作业人员要穿戴抗静电工作服和导电性能好的工作鞋	
安全自动管理	运用计算机技术, 进行油品储运、装卸作业等的自动监测和控制	

4.5.6.2 社会救援应急预案

国家有关规定要求, 企业单位应根据环境风险评价结果和结论制定事故应急预案, 包括防止重大环境污染事故发生的工作计划、消除事故隐患实施办法和突发性事故应急处理办法等。应急预案一般分为工厂、地区和省市三级, 包括应急状态分类、应急计划区、事故等级水平、应急防护和应急医学处理等。应急预案具体内容及要求如下。

总则。

危险源概况 详述危险源的类型、数量及分布情况。

应急计划区 一般包括装置区、贮罐区、邻区等。

应急组织 包括厂、地区指挥部和厂、地区专业救援队伍。厂指挥部负责事故现场全面指挥, 地区指挥部负责工厂附近地区全面指挥、救援、管制和疏散; 厂专业救援队伍负责事故控制、救援和善后处理, 地区专业救援队伍则负责对厂专业救援队伍的支援。

应急状态分类及应急响应程序 规定事故的级别及相应的应急分类响应程序。

应急设施、设备和材料 防火灾、爆炸事故应急设施、设备与材料，主要为消防器材；防有毒有害物质溢出、扩散设备，主要是水幕、喷淋设备等。

应急通讯、通知和交通 规定应急状态下的通讯、通知方式及交通管制、保障等。

应急环境监测及事故后评估 由专业队伍负责事故现场的勘察监测，并对事故性质及后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。

清除泄漏的措施方法和器材 对于事故现场，配备相应的器材设备，控制事故的扩大和蔓延，清除现场泄漏物质；对于邻近区域，配备相应设备，控制防火区域，控制事故污染。

① 应急剂量控制、撤离组织计划、医疗救护与公众健康 规定事故处理人员对毒物的应急剂量控制要求，制定现场及邻近区域人员的撤离组织及救护计划。

1 应急状态终止与恢复措施 规定应急状态终止程序，制定事故现场及邻近区域善后恢复和接触事故警戒的措施。

2 人员培训与演练 根据应急计划，定期进行人员培训和演练。

3 公众教育和信息 对工厂邻近区域的群众开展公众教育，并及时发布有关信息。

4 记录和报告 设置应急事故专门档案，制定专门报告制度，设立专门机构进行管理。

5 附件 准备和形成与应急事故有关的多种材料作为附件。

5 油田生产环境安全距离

5.1 研究意义与现状分析

5.1.1 研究意义

随着国家能源需求的飞速增长，油田的开采和生产规模不断扩大。与此同时，由于城市发展和建设的要求以及环境保护标准的提高，使得在原本依托油田建成的城市中城市规划建设与油田开发和生产之间的矛盾日益突出。例如，在某些城市的规划和建设过程中，地方政府有时会勒令油田企业搬迁生产设施或忽视油气设施的潜在危险而紧邻建设，由此造成油田企业蒙受巨大经济损失，同时也给市政建设埋下了事故祸根。

为了保护油田生产设施周围的环境安全、居民的人身财产安全和协调城市规划与油田生产之间的矛盾，识别不同生产设施的环境影响及其程度与范围，并在油田设施和周围不同环境功能区之间设置科学、合理的安全距离，是一种经济、有效的环境保护与安全管理的选择。

5.1.2 现状分析

自 1983 年第二次全国环境保护工作会议至今，油田环境保护工作取得了较大发展。针对油田生产从钻井到集输各过程的污染源、污染物危害防治、综合治理和环境监测等均进行了广泛和深入的研究，并取得了大量研究和应用成果，油田生产的环境保护管理也趋向成熟。

包括我国在内的很多国家都有关于石化企业的卫生防护距离、防火间距等的规定。例如，在我国的《建设项目环境保护设计规定》和《工业企业设计卫生标准》(TJ 36—79) 中规定，为保护人体健康，必须在石油化工企业与居民区之间设置一定的卫生防护距离。《石油化工企业卫生防护距离》(SH 3093—1999) 中也规定：“卫生防护距离是指工厂在正常生产状况下由无组织排放源散发的有害物质，对工厂周围的居民健康不致造成危害的最小距离。”这些规定多以设施、建筑、企业、居民区等为保护对象，未见针对环境功能区质量要求的安全距离规定。

总之，目前油气设施安全距离研究，主要集中在卫生防护距离和液化石油气泄漏事故安全距离及液化石油气储罐爆炸火灾安全距离方面，且往往不针对油田

生产设施。特别是在油田生产设施的环境安全距离研究方面，从目前查阅的文献来看无论在理论还是应用上均属少见。

5.2 环境安全距离的概念

5.2.1 环境安全

环境安全问题是当今国际社会十分关注的焦点问题之一。研究环境安全距离必须首先了解环境安全的概念和内涵。

5.2.1.1 环境安全问题的由来

“高生产、高消耗、高污染”的传统经济发展模式的确在一定时期内、很大程度上促进了经济的快速发展和人类生活水平的提高，但高污染所带来的全面环境危机和人们环境保护意识的提高是必然的结果。

1960年，福斯特等人在《科学》杂志上发表“世界末日：公元2026年11月23日，星期五”的论文，敲响了有关地球安全的警钟。自此，人们的环境危机感越来越重。1972年在瑞典斯德哥尔摩召开的人类环境会议，呼吁进行全球性合作，共同迎接来自环境领域的挑战。

1977年，美国著名的环境专家莱斯特·R·布朗指出：“对国家安全的非军事威胁不像军事威胁那样明显，因为最终导致生态系统崩溃的过程是逐步的和累积性的。在生态系统陷入困境或发生灾难之前，很少为人们所重视。”“如果全球经济生态系统的生物基础，不能得到保护……，经济的瓦解和崩溃势难逃避。”

1987年，布伦特兰委员会发表题为《我们共同的未来》的长篇报告。报告中明确指出：“必须扩展安全定义的内涵，不仅要超越对国家主权的政治和军事威胁，而且要包括环境恶化和发展条件遭到破坏。”而且，该报告的第11章“和平、安全、发展和环境”中对环境安全问题做了比较全面的论述。然而，由于当时冷战依然存在，人们对于安全问题的理解仍局限于军事政治安全方面。

冷战结束后，人们强烈要求将环境问题纳入安全范畴，“环境安全”的概念渐渐明晰，并很快得到了国际社会的承认。环境安全问题逐渐被视为国家综合安全的组成部分，而且重要性不断上升。1991年8月，美国在其公布的新安全战略中第一次将环境视为国家安全利益。随后，美国能源部的环境安全中心和诺丁列斯安全与可持续发展研究所等专门从事环境安全研究的组织，发表了大量有关环境安全的文章和资料。1996年2月29日，加拿大外交事务和国际贸易部在渥太华召开了有关环境安全的研讨会，专门研究了环境安全的优先领域和政策反应等重要问题。

我国的生态环境安全形势十分严峻。生态恶化范围仍在扩大、程度在加剧、危害在加重。目前的主要生态问题，一是区域生态平衡严重失调，长江、黄河等大江大河源头区的生态环境恶化加剧，沿江沿河的重要湖泊、湿地日趋萎缩，江河断流、湖泊干涸、地下水位下降严重，林草植被退化，生态功能下降，洪涝灾害、沙尘暴加剧；海洋和淡水渔业水域污染加重，海蚀范围扩大，水域渔业功能削弱；资源的不合理开发导致生态破坏问题依然严重，环境恢复治理滞后；二是生物多样性受到严重威胁，全国野生动植物物种丰富区的面积不断减少，珍稀野生动植物栖息地环境恶化、种群数量减少，种质资源及野生亲缘种丧失，珍贵药用野生植物数量锐减，珊瑚礁、红树林破坏严重，近海天然渔业资源衰退；三是农村生态环境质量持续下降，秸秆、畜禽粪便等各种养殖业的废物排放，农药、化肥等农用化学品的不合理使用，以及生活污水、垃圾污染，是当前农村环境面临的主要问题。目前，我国的生态恶化呈现出一些新的发展特点，一是积点连片，由原来的局部、小范围的生态破坏恶化逐步演变成区域性、大范围的生态恶化；二是从量变到质变，由原来以单要素为主的生态破坏，逐步发展成整个区域或流域生态的结构性破坏，功能退化甚至是完全丧失。

对此，1998年和2000年国务院分别发布实施的《全国生态环境建设规划》和《全国生态环境保护纲要》，确立了生态保护与生态建设并重的基本原则，第一次明确地将确保生态环境安全提高到了国家战略高度。2000年8月我国政府签署了《生物安全议定书》，标志着我国开始承担国际环境安全责任；同年，联合国启动“千年生态系统评价（MEA）”项目，我国也参与了该项目的研究工作。这个全球性的研究项目将对生态环境安全问题的关注和研究提升到了一个前所未有的高度，它表明追求和实现生态环境安全是全球社会的共同关注和责任。

5.2.1.2 环境安全的概念及特征

安全是一个科学研究领域。所谓安全是指预测危险并消除危险，取得不使人身受到伤害，不使财产受到损失，保障人类自身再生产、健康发展的自由。这只是一个仅针对人身和财产的狭义的安全概念。然而随着社会经济的发展，自然再生产过程、经济再生产过程和人类自身再生产过程相互交织、相互影响，形成了多层次的复合生态系统，安全的概念也随之扩展为：主要是指预测危害并消除危害，以维护人类复合生态系统的稳定运行并使之处于良性循环状态。

环境安全则是环境领域与安全领域相互交织形成的新概念，是指人类在促进经济发展、社会进步的生产活动和其他一切活动中，根据生态学原理、地学原理、自然环境发展规律等，保护自然环境，维护生态平衡，避免生态系统的破坏，使人类的健康、财产安全及经济、社会的发展不受威胁，处于安全和良好的状态之中。

环境安全主要有两重含义：一是指人类赖以生存的自然环境不遭受污染和破坏，或处于不受污染破坏威胁的良好状态；二是指人身健康、财产安全及经济、社会的发展不因环境污染和生态破坏而受到损失或威胁。环境安全的主体是人类，客体是环境，实现环境安全的目的归根结底还是为了人类的安全。

环境安全与国防安全、经济安全一样，是国家安全的重要组成部分。如果一个地区或国家所处的自然生态环境状况能够维持其经济、社会的可持续发展，它的环境就是安全的；如果不能，就是不安全的。因此，广义的环境安全简单地说，就是指人类赖以生存和发展的自然环境处于一种不受污染和破坏的安全状态，或者说人类和世界处于一种不受环境污染和生态破坏危害的良好状态。

环境安全具有以下一些基本特征。

国际性 环境是全人类的环境，环境问题往往也是国际性的环境问题，并不以人为划定的国家疆界为限。环境安全问题自然也是国际性的安全问题，涉及所有国家和全人类的安全，必须通过国际协作来完成。

双重性 环境安全具有自然和人为双重性。环境安全既包括自然资源、生态系统等自然因素的环境安全，又涉及人类生存、发展的环境安全。到目前为止，尚未受到人类活动干扰的“纯”自然环境几乎不存在。保护自然环境的安全就是保护人类活动的安全，就是保护人类的长期生存和发展的质量，这也是追求环境安全的根本目的所在。

基本性 人类生存的基本条件之一就是安全，最根本的安全无非就是环境安全。只有人类赖以生存的自然环境系统不遭受污染破坏，也就是说环境安全了，生产才能顺利进行，生活才能有好的质量，生存和持续的发展才有可能。因此环境安全具有基本性。

综合性 环境安全是国家安全的重要组成部分，环境安全又具有国际化的特征，因此它不可避免地与国家间的经济、政治、外交等领域的交流合作交织在一起，成为一个全球性的综合问题。

5.2.2 环境安全距离概念和分类

这里，从保护受体环境的质量和功能出发将环境安全距离定义为：在一定区域范围内，在特定环境影响（或风险）源的作用下，假设不存在任何人为影响或风险防护措施情况下，为保证不损害和不降低周围受体环境的特定功能和质量，而需在影响（或风险）源与周围受体环境之间设定的最小空间水平距离。

就周围受体环境（如居民区、水体、环境敏感区域等）而言，可能受到的“源”的作用既包括了一般的环境影响也可能是潜在的环境风险。其中，一般环境影响可以是噪声的干扰、水体污染、空气质量的破坏等，这些影响一般规模比较小、危害程度不太严重，且通常在相对较短的空间距离内就有明显的衰减或扩

散，使之达到一定距离之后不会再对受体环境形成值得关注的影响，这个距离可以称作“环境影响安全距离”。

风险是与安全相对的。如果“源”对受体环境的作用是事故性的风险，如原油泄漏、有毒气体的事故性扩散、火灾危害等，通常是短时间内的高强度或高浓度的损害和破坏，后果通常比较严重且不容易防护，需要经过相对较长的空间距离才能够得到有效缓解而不会再对受体环境造成不可接受的损伤，这个用于充分缓解事故性风险危害的最小空间距离就是“环境风险安全距离”。

总之，“源”可以有两种状态：一种是正常情况下的环境影响状态；另一种是异常情况下的环境风险状态。这两种状态下，“源”都可以对其周边的受体环境以不同的方式产生各种性质的、各种程度的作用。对此，为了保护受体环境的质量和功能，在源和受体环境之间保持一定的空间距离是一种低成本的、必要的选择。这里，为了研究简便起见，从“源”的角度将上述两种状态下为保护受体环境安全所需的最小空间距离统称为“环境安全距离”，并可细分为“环境影响安全距离”和“环境风险安全距离”。环境安全距离的分类见表 5-1。

表 5-1 环境安全距离分类表

分类依据	类别	分类依据	类别
源的状态	环境影响安全距离	源的影响程度	严重影响(安全)距离
	环境风险安全距离		中度影响(安全)距离
			轻度影响(安全)距离

无论是正常环境影响还是风险事故状态下，由于受介质状态的影响，污染物的扩散影响水平面往往呈不规则形状，此时应取距源最远达标水平距离为此标准下的环境安全距离。

另外，在确定了环境安全距离的基础上，还可以对环境影响（或风险）源的影响区域进行划分，相应地，在环境安全距离之内又可以有不同影响程度距离的区分。距源一定距离上的污染因子浓度超标大于 50% 时，该距离称为严重影响距离，此距离内区域确定为重度影响范围；超标在 20% ~ 50% 之间时，该距离称为中度影响距离，此距离内区域确定为中度影响范围；超标 < 20% 时，该距离称为弱影响距离，此距离内区域确定为轻度影响范围（见图 5-1）。当然，这只是一个一般性的划分，更详细、准确的划分需要同时考虑环境影响或风险的性质以及受体环境的抗干扰能力或脆弱性。

5.2.3 油田生产环境安全距离

油田设施的环境安全距离则是指在油田现场及其相邻区域范围内，针对油田设施正常运行和异常事故两种情况，为保证不损害和不降低受体环境的质量和功

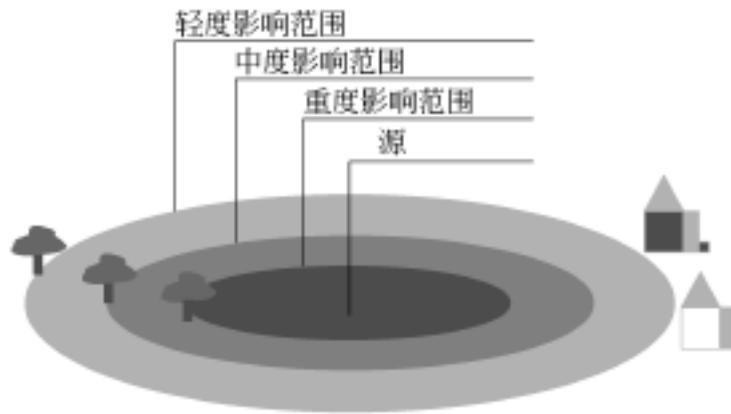


图 5-1 环境影响范围与安全距离设定示意图

间水平距离。因此，这种距离更多的是具有对规划、布局的指导意义，是以保护受体环境不受或少受损害和影响为目的的。

假设，以 L 代表环境安全距离，则 L 是源强、介质和受体环境等影响因素的函数，即

$$L = L[Q, F(x), C_0]$$

式中， Q 为源强； $F(x)$ 为介质函数，可以是大气扩散条件，也可以是地表、水体等的状况函数； C_0 为不同环境功能要求下的环境质量标准限值或适用于植物或动物某种生存状态的污染因子临界值。

与卫生防护距离相比，环境安全距离的保护对象更广泛，既包括附近居民或人群，也包括自然或人工环境乃至抽象的、综合的环境质量和生态功能；环境安全距离还针对两种状态，即正常和异常，不仅考虑正常生产情况下的影响和损害，还要求分析异常事故条件下的事故风险危害，实现了对油田设施影响与危害的系统防护。

5.3 油田生产环境安全距离的影响因素

环境安全距离的影响因素包括源（强）、介质、周围受体环境和一些其他因素。

5.3.1 源强及其确定

源强是源的污染能力的定量表征。主要通过监测和统计分析，确定各种可能出现的源强或最具代表性的源强。对于较难确定的无组织排放源强，还应进行模式测算或选用经验公式进行类比。

5.3.1.1 有组织排放污染源强的确定

有组织排放通常有固定的排放口，源强稳定、较易确定，监测手段较为完

备，管理和控制较易操作。

油田开发、生产过程中，存在许多有组织排放污染源，如锅炉烟气通过烟囱的排放、部分含油污水处理后的排放等。

有组织排放污染源强通常可通过环境监测、统计确定。

5.3.1.2 无组织排放污染源强的确定

无组织排放通常指气态或易挥发物料在生产储运过程中的泄漏和散失，往往具有排放浓度高、持续时间长、污染面积集中、呈地面弥漫状、长期危害大、影响因素众多以及排放速率、排放量和排放规律等具有很大的不确定性等特点，因而管理和控制的难度较大。例如，油田开发、生产过程中挥发排放轻烃废气和车辆等动力设备燃烧燃料排放烟气、烟尘等都属于无组织排放的范畴。

无组织排放源强的确定可采用以下几种方法。

(1) 布点监测，通过模式反推计算来确定源强

将无组织排放区视为面源，在其下风向距源不同距离上沿弧形布设适宜数量的监测点，收集不同气象条件下的污染物扩散数据。在一定气象条件下，结合监测数据，应用高斯模式，采用虚拟点源后置法，可反推出面源源强。

先假定无组织排放面源源块内所有的排放源集中于面源源块中心，即源块对角线的交点上，构成一个“等效点源”，这样就可以用点源模式来计算此面源造成的污染物浓度场。但是，显然这样会在等效点源附近得出不合实际的污染物高浓度分布，无法反映面源污染的真实情况。为此，可将等效点源向上风向倒退一定距离并假定为一虚拟点源，其排放的污染物经扩散必须与无组织面源具有同样的扩散浓度场，此法即为虚拟点源后置法或倒退点源法。可采用下面的反扩散参数虚拟点源模式反推无组织排放源强（谷清，汤大刚，2001）：

$$c_{xy} = \frac{Q}{u y_w z_w} \exp\left\{ -\frac{1}{2} \left[\frac{y^2}{y_w^2} + \frac{H^2}{z_w^2} \right] \right\} \quad (5-1)$$

式中， c_{xy} 为污染物的地面质量浓度， mg/m^3 ； Q 为污染物源强， mg/s ； u 为平均风速， m/s ； y 为水平方向扩散参数， m ； z 为垂直方向扩散参数， m ； y_w 为横风向距离， m ； H 为无组织排放有效源高， m ； y_w 为水平方向扩散参数（ $y_w = y + y_0$ ）； z_w 为垂直方向扩散参数（ $z_w = z + z_0$ ）。

(2) 类比调查，选用经验公式来确定源强

布点监测、模式反推计算无组织源强的方法有其自身适用范围，并非适用于所有类型的无组织排放，而且布点监测需要具备较强的项目监测能力和完备的现场监测条件，因此其应用有时受限制。调查国内外相同或相似情况下的无组织排放，运用前人总结出的经验公式来估测源强也是一个简单有效的方法。

例如，美国西部石油协会（API）研究总结出了用于确定烃类无组织排放源

强的一些经验公式（李惠敏，王振欧，1997）。

油品槽车的装卸损失

1) 液下装油烃类损失

$$u = \frac{5.8(S_2 - S_1)PK}{10^6} \times 100\% \quad (5-2)$$

式中， u 为装油的烃类损失率； S_1 为装油前油品饱和度； S_2 为装油后油品饱和度； P 为油品蒸气压； K 为油品系数。

2) 一次卸完的烃类损失

$$u = \frac{5.8S_1PK}{10^6} \times 100\% \quad (5-3)$$

式中， S_1 为原存油气饱和度（原油 20%，汽油 10% ~ 45%）。

固定罐呼吸的烃类损失

1) 固定罐大呼吸。所谓固定罐大呼吸是指油罐在装卸油品的时候，罐内油品蒸气所饱和的空气被排出罐外的过程。罐内轻烃组分越多，罐内空气中的烃类浓度越高，呼吸所损失的烃类物质就越多。据 API 测定研究，固定罐大呼吸一次呼出的烃类浓度一般在 224.2 ~ 1968g/m³ 之间，经验公式如下：

$$F_b = \frac{5.8PV}{10^6} \times \frac{K_1}{K_T} \quad (5-4)$$

式中， F_b 为固定罐大呼吸年排放量； P 为一定温度下油品的蒸气压； V 为年周转量； K_1 为油品系数，通常在 0.5 ~ 1.5 之间； K_T 为周转系数。

2) 固定罐小呼吸 固定罐小呼吸是指由昼夜温度变化、气压变化所引起的轻烃挥发损失。据测试研究，小呼吸呼出的烃类浓度范围多在 32 ~ 750g/m³ 之间。API 经验公式如下：

$$F_s = \frac{1.7K}{10^3} \left[\frac{P}{760 - P} \right]^{0.68} D^{1.73} H^{0.5} T \cdot E_P \cdot C \quad (5-5)$$

式中， F_s 为固定罐小呼吸年排放量； P 为一定温度下油品的蒸气压； K 为油品系数，原油 14，汽油 24； D 为罐体直径； H 为罐内空气层高度； T 为昼夜温差值； E_P 为涂料系数，白漆取 1.02，铝漆取 1.39； C 为小直径固定罐修正系数。

(3) 物料平衡法确定无组织排放量

可用物料平衡法确定烃类挥发等无组织排放量，其基本原理是质量守恒定律。计算时必须假设所有设备均按理想状态运行，计算结果有时偏低，需要修正。采用此法计算污染物排放量时，必须对项目的生产工艺全面了解，掌握各种物料成分和消耗定额。

5.3.1.3 事故情况下非正常排放污染源强的确定

(1) 井喷失控

油气井井喷失控是石油开发、生产过程中的严重灾害事故，往往造成巨大的环境、人身及财产的损失。油气井失控喷流通常有以下几种类型：(a) 喷流为天然气；(b) 喷流为油；(c) 喷流为油气两相流；(d) 喷流为油、气、水多相流(周开吉，王波，2004)。井喷失控喷流喷出量难以确定，喷流速度不均一，持续时间也不定，而且井喷失控时人员难以接近，源强确定起来很困难。一般可根据井场方面统计的油气井喷损失量和持续时间，计算一个大概平均值作为井喷源强；或者借鉴相似情况下的井喷历史记录数据来确定井喷源强。

(2) 油气泄漏

油品储罐、输送管线及槽车等因种种原因导致油气泄漏的事故时有发生，其源强或者说泄漏量已有较成熟的计算模式。

油气泄漏可分为气体泄漏、液体泄漏和两相泄漏 3 种类型：

对于气体泄漏，如天然气管线泄漏，其泄漏量可利用气体流动标准方程来确定。

对于液体泄漏，可用伯努利 (Bernoulli) 方程计算泄漏量。

对于两相泄漏，可用 Fauske/ Cude 方法计算泄漏量。

(3) 溢油

陆上溢油或水上溢油也是比较常见的石油生产事故。由于石油输送过程中，运载的油品量都有计量，所以溢油量比较容易估计。

5.3.2 介质条件及特征

介质包括大气、水体、土壤等影响或风险的传播媒介。从安全角度出发，在环境安全距离的研究中，往往要以最不利条件（如气象条件）或最具代表性状态（如土质）作为估算依据。

5.3.2.1 气象因素

油田开发、生产过程中，燃机、车辆等排放的燃料燃烧废气、油库储罐等挥发排放的轻烃废气以及油气井井喷可能释放的 H_2S 气体是主要的大气污染物，其环境安全距离的决定因素之一是这些污染物的大气扩散情况。而大气气象条件是大气扩散情况的一个主要决定因素，包括大气温度层结、大气稳定度、风向、风速、大气湍流、逆温、辐射和云、混合层高度等。大气扩散条件越好，针对空气污染物的环境安全距离就相对越小，但最终确定的环境安全距离往往是选择最不利扩散条件下的计算结果。

(1) 大气温度层结和大气稳定度

大气温度层结和大气稳定度是影响大气污染物扩散的热力因素。温度层结是指在地球表面上方大气的温度随高度而变化的情况，即在垂直方向上的气温分

布。大气稳定度是指大气在垂直方向上的稳定程度，即是否容易发生对流。大气稳定层结决定了大气稳定度，大气稳定度又影响着湍流强度，所以根本上说，大气温度层结密切影响着大气污染程度。

大气温度层结可分为 4 种类型：递减层结（正常分布层结），气温随高度增加而递减；中性层结，气温直减率等于或近似等于绝热直减率；等温层结，气温不随高度变化；逆温层结，气温随高度增加而增加。不同大气温度层结下，烟囱排放的烟流往往有不同的扩散形状，一般可分为 5 种典型烟型：波浪型，温度层结不稳定，扩散条件好；锥型，中性层结；平展型，烟囱出口位于逆温层结中；上升型，大气低层逆温，高层保持递减层结；漫烟型，逆温从下而上逐渐消失。

大气稳定度是确定大气扩散参数的重要依据，而且决定着污染物的迁移和扩散。根据大气污染物扩散能力的不同特征，大气稳定度一般可分为不稳定、中性和稳定三大类，进一步细分为强不稳定（A）、不稳定（B）、弱不稳定（C）、中性（D）、较稳定（E）和强稳定（F）6 个稳定度级别。其实，目前国内外存在很多种不同的大气稳定度分类方法。在我国应用最多的是帕斯奎尔-特纳尔改进法，即 P-T 法，分类方法如表 5-2 所列。

表 5-2 大气稳定度分类

地面风速 / (m/s)	太阳辐射等级					
	+ 3	+ 2	+ 1	0	- 1	- 2
1.9	A	A-B	B	D	E	F
2 ~ 2.9	A-B	B	C	D	E	F
3 ~ 4.9	B	B-C	C	D	D	E
5 ~ 5.9	C	C-D	D	D	D	D
6	C	C	D	D	D	D

一般情况下，在同一地形条件下，污染物在 A、B 类稳定度下扩散较快，地面最大浓度出现在源附近；C、D 类稳定度下，污染物扩散距离比 A、B 类下的远；E、F 类稳定度下，污染物扩散缓慢；在 A、B、C、D、E、F 6 类稳定度下，污染物的一次最大地面浓度以 D 类稳定度下最大，其次为 C 类；在平原或丘陵的地形条件下，E、F 类稳定度下，污染物一次最大地面浓度往往出现在某一区域，而 A、B、C、D 4 类稳定度下，往往出现在地面某一点；同一稳定度下，污染物在平原的扩散速度比在丘陵快。

(2) 风和湍流

风和湍流是决定污染物在大气中扩散稀释情况的最直接、最本质的动力因素，是其他一切气象因素影响污染物大气扩散的最终作用形式。

风是大气的水平运动形式，对污染物的扩散起到整体输送和冲淡稀释两种作

用。风的两个基本特征是风速和风向：风速决定污染物的迁移扩散速度，风速越大，单位时间内污染物的混合和稀释作用越好；风向决定污染物的迁移扩散方向，污染严重的地区主要集中在污染源的下风向。

湍流是大气的不规则运动形式，可分为两种形式：热力湍流，由垂直方向温度分布不均匀引起，强度主要取决于大气稳定度；机械湍流，由垂直方向风速分布不均匀和地面粗糙引起，强度主要取决于风速梯度和地面粗糙度。实际的湍流是上述两种形式湍流的混合。污染物排入大气之后，在大气流场中形成浓度梯度，整体漂移的同时，由于湍流混合和交换作用，污染物从高浓度向低浓度区输送，逐渐稀释、分散，此即为污染物的湍流扩散过程。

风和湍流对污染物的稀释和扩散往往起着决定性的作用。高风速、强湍流的气象条件有利于污染物的扩散稀释，可以在一定程度上减轻大气污染。

(3) 逆温

通常情况下 9~10km 以下的低层大气中，空气的温度随高度增加而逐渐降低，高山顶上的空气要比高山脚下的冷。气温的垂直分布是下层气温高，上层气温低。低层空气热量主要来源两个方面：一是太阳直接照射，加热大气，但被大气直接吸收的很少，绝大部分是“透过”大气到达地面；二是地面在阳光的照耀下，吸收的热量增多温度上升，地面和大气之间存在温差。地面将部分热量辐射出来加热了低层大气，这样离地面愈近的大气获得地面的热量愈多，温度也愈高；相反离地面愈远则温度愈低。

有时候，低层空气也会出现与此相反的情形，即下层气温低，上层气温高。这种气温随高度递增的现象在气象学上称为逆温，出现逆温的大气有一定的厚度，这层大气称为逆温层。

逆温形成的因素很多，根据成因可分为辐射逆温、平流逆温、下沉逆温和锋面逆温等。但是常见的是辐射逆温和平流逆温。例如，辐射逆温常发生在晴朗无云或少云的夜间，地面不断向外放出辐射能量而冷却，贴近地面的空气层也随之降温。由于愈靠近地面的空气受到地表的影响愈大，所以离地面愈近降温愈多，离地面愈远降温愈少。从而形成了自地面向上，气温随高度增加而升高的逆温现象。这种辐射逆温的厚度一般在几十米到几百米，大陆上常年都可出现，以冬季最强。日出后，地面的温度渐渐上升，逆温层也将消失。

逆温层的存在使空气处于稳定状态，空气中的垂直运动受到抑制。工厂里烟煤燃烧排放的烟尘、汽车尾气和地面上扬起的尘埃等有害气体聚集在空中不易向上扩散和稀释，造成严重的空气污染。

(4) 辐射和云

太阳辐射是地面和大气最主要的能量来源。地面温度变化快，而大气变化迟缓，从而出现了各种温度层结，导致逆温等天气情况，影响和制约了大气的运动

状态和云、降水的形成，从而影响了污染物的大气扩散情况。例如，晴朗的白天，尤其是午后，太阳辐射最强，地面增温强烈，温度层结为递减型，此时大气最不稳定，利于大气污染物扩散；晴朗的夜晚，太阳辐射变弱，地面温度下降的比大气快，出现逆温，不利于大气污染物扩散（任平，2003）。

云量大小影响太阳对地面及近地层大气的辐射强弱，进而影响大气温度层结状况，最终对污染物的大气扩散情况产生影响。例如，阴天时的大云量使温度层结的昼夜变化几乎消失，大气接近中性；晴天时，云量小，温度层结昼夜变化明显。

5.3.2.2 水体影响因素

(1) 地表水

污染物排入水体后，在水体中发生迁移、稀释和转化，位置不断变化，浓度逐渐得到削减。污染物的性质和水体的状况决定着污染物的迁移、稀释和转化情况，决定着其浓度通过自净而达到某种标准所需漂移的距离的大小，即决定着某种水体污染源的环境安全距离的大小。例如，油轮因碰撞等事故导致溢油，溢油的污染范围很大程度上取决于事故发生水体的类型、水的密度、水流流速、水体湍流、水深、水面宽度、水力坡度、水温等特征状况。对此，可根据事故发生水体类型，结合其他的水体特征和污染物的性质，选择合适的扩散模式来估算污染影响范围。

根据不同水体类型的不同运动特征，污染物在水体中的扩散可分为河流、河口、湖泊及海湾扩散等几种不同的类型。

(2) 地下水

地下水是以滴状液体形态充填于构成地壳的岩石及沉积物空隙中的水。各种成分的沉积物和岩石与地下水相互接触，很大程度上决定了地下水的化学成分。地下水埋藏在地下，被不透水层或弱透水层分开为孤立的水体，其水质的基本特征是：水清澈透明，悬浮杂质少，有机物和细菌含量极少，溶解盐类含量高，硬度和矿化度较大。

污染物在地下水体中的扩散迁移情况受水流速度、水流方向、弥散系数、土壤空隙等因素的影响。

污染物在地下水系统中的行为特征主要包括三个方面：对流-弥散迁移、水文地球化学作用（各组分之间的络合作用、氧化-还原反应、沉淀-溶解反应、吸附-解吸作用等）和生物分解作用（钱云平，1997）。

对流-弥散迁移是污染物在地下水迁移运动中的主导方式，指污染物在地下水系统中以溶解态形式在地下水中进行水动力弥散。水动力弥散是由污染物在地下水系统中的机械弥散和分子扩散同时作用引起的。

污染物在地下水系统迁移过程中会发生一系列化学反应，如络合反应、氧化还原反应、沉淀溶解反应、固相与液相之间的吸附-解吸反应等。这些反应对污染物的迁移转化有很大的影响，如络合反应生成络合物，可以大大提高污染物的溶解度及迁移能力；吸附作用可以减少某些污染物组分的含量，抑制其迁移扩散等。

生物分解作用可使地下水系统中的有机污染物浓度降低、含量减少，同时可使许多有毒有害成分无毒害化。生物分解作用的强弱主要取决于有机污染物的性质和地下水系统中微生物的种类、降解能力等因素。

5.3.2.3 土壤影响因素

直接排放在地表或土壤中的污染物，其扩散及污染范围，或者说环境安全距离，除了取决于污染物本身的性质，还主要受地表状况和土壤性质的影响。例如，输油管道破裂导致的油品泄漏的污染范围，受事故发生地地表和土壤性质的影响较大。

同一源强情况下，如果地表疏松、多空，则渗透性比较强，污染物的地表污染范围就比较小，环境安全距离就比较短，但地表下的污染范围较大；若地表有铺垫、冻结或特别致密，则渗透性比较差，污染物地表污染范围比较大，环境安全距离相对较长，但地表下的污染范围较小。

污染物在土壤中主要发生物质迁移作用，扩散作用是迁移作用的一种形式。污染物在土壤中的迁移是一个复杂的过程，在不同的土壤物理化学条件和生态条件下，迁移的特征不同。其主要影响因素包括：(a) 污染物自身的性质，包括化学键类型、负电性、原子和离子的半径及原子价；(b) 土壤性质，如 pH 值、Eh 值、空隙水、土壤密度、温度、气流速度、有机质含量及胶体的作用等。污染物在土壤中的迁移是溶解迁移、还原迁移、螯合迁移、悬粒迁移和生物迁移等 5 种迁移方式单独或综合作用的结果。

石油类污染物在土壤中的迁移以蒸气和非蒸气两种形式进行，包括扩散和质体流动两个过程。扩散受土壤的充气空隙度和总空隙度、蒸气密度和土壤中污染物浓度之间的平衡系数、表观扩散系数、土壤密度、土壤含水量等因素的影响。质体流动是由水或土壤颗粒或两者共同作用引起的物质流动。石油类污染物在土壤中，部分可溶于水，也可悬浮于水中，或存在于土壤有机质中，或吸附在土壤固体物质上，使之能随土壤颗粒和土壤水一起发生质体流动。吸附作用在质体流动过程中十分重要，其最重要的决定因素是土壤有机质和构成土壤胶体复合体的胶粒。

5.3.3 受体环境及其特征

周围受体环境是指源周围可能受到影响的自然生态环境及其组分，对环境安

全距离的影响主要表现在其功能要求即环境功能区的级别和某种有重要保护价值的动、植物物种对特定污染物的承受能力。

5.3.3.1 环境功能区

环境功能区划是指为了合理布局确定具体的环境目标，同时为了便于目标的管理和执行，依据社会经济发展需要和不同地区在环境结构、环境状态和使用功能上的差异，对区域环境功能进行的合理划分。它是实现环境科学管理的一项基础工作。环境功能区是对社会和经济起特定作用的地域或环境单元，往往是经济、社会和环境的综合性功能区。

环境功能区对环境安全距离的影响主要在于不同的环境功能区往往有不同的环境目标和环境质量标准。例如，一个钻井井场，周围若存在或拟划定的自然保护区、风景旅游区、养殖区等环境敏感区，则应该严格控制井场的污染物排放，并在井场和上述功能区之间设置相对较大的环境安全距离；如果井场周围存在或拟划定的工业区等环境质量要求不高的功能区，则可与之保持相对较小的环境安全距离。

根据空气、地表水、噪声等环境要素质量的好坏，可将各功能区分别予以归类，即划分环境质量功能区，各类功能区可分别执行不同的环境质量标准。

(1) 环境空气质量功能区分类及质量标准

据《环境空气质量标准》(GB 3095—1996)及其2002年修改单，环境空气质量功能区可分为三类：一类区为自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的地区，执行一级环境空气质量标准；二类区为城镇规划中确定的居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区，执行二级环境空气质量标准；三类区为特定工业区，执行三级环境空气质量标准。

各等级环境空气质量标准的污染物浓度限值见表5-3。

(2) 地表水水域环境功能分类及质量标准

根据《地表水环境质量标准》(GB 3838—2002)，地表水水域环境功能按功能高低可依次划分为5类：

Ⅰ类 主要适用于源头水、国家自然保护区。

Ⅱ类 主要适用于集中式生活饮用水地表水源地一级保护区、珍稀水生生物栖息地、鱼虾类产卵场、仔稚幼鱼的索饵场等。

Ⅲ类 主要适用于集中式生活饮用水地表水源地二级保护区、鱼虾类越冬场、洄游通道、水产养殖区等渔业水域及游泳区。

Ⅳ类 主要适用于一般工业用水区及人体非直接接触的娱乐用水区。

Ⅴ类 主要适用于农业用水区及一般景观要求水域。

相应地，地表水环境质量标准基本项目标准也分为5类。不同水域环境功能

表 5-3 空气污染物的浓度限值

污染物名称	取值时间	浓度限值			浓度单位
		一级标准	二级标准	三级标准	
二氧化硫(SO ₂)	年平均	0.02	0.06	0.10	mg/ m ³ (标准状态)
	日平均	0.05	0.15	0.25	
	1小时平均	0.15	0.50	0.70	
总悬浮微粒 (TSP)	年平均	0.08	0.20	0.30	
	日平均	0.12	0.30	0.50	
可吸入颗粒物 (PM ₁₀)	年平均	0.04	0.10	0.15	
	日平均	0.05	0.15	0.25	
二氧化氮(NO ₂)	年平均	0.04	0.08	0.08	
	日平均	0.08	0.12	0.12	
	1小时平均	0.12	0.24	0.24	
一氧化碳(CO)	日平均	4.00	4.00	6.00	
	1小时平均	10.00	10.00	20.00	
臭氧(O ₃)	1小时平均	0.16	0.20	0.20	
铅(Pb)	季平均	1.50			
	年平均	1.00			
苯并[a]芘(B[a]P)	日平均	0.01			
氟化物(F)	日平均	7			μg/ (dm ² · d)
	1小时平均	20			
	月平均	1.8	3.0		
	植物生长季平均	1.2	2.0		

适用于城市地区。

适用于牧业区和以牧业为主的半农半牧区、蚕桑区。

适用于农业和林业区。

类别分别执行相应类别的标准值（见表 5-4），如果同一水域兼有多类使用功能，则执行最高功能类别对应的标准值。

(3) 环境噪声分类及质量标准

城市区域环境噪声可分为 5 类标准值，如表 5-5 所列。

各类环境噪声标准的适用区域如下：

0 类标准适用于疗养区、高级别墅区、高级宾馆区等特别需要安静的区域，位于城郊和乡村的这一类区域分别按严于 0 类标准 5dB(A) 执行；

1 类标准适用于以居住、文教机关为主的区域，乡村居住环境可参照执行该类标准；

2 类标准适用于居住、商业、工业混杂区；

3 类标准适用于工业区；

表 5-4 地表水环境质量标准基本项目标准限值 单位: mg/ L

序号	标准值分类项目	类	类	类	类	类
1	水温/	人为造成的环境水温变化应限制在: 周平均最大温升 1; 周平均最大温降 2				
2	pH 值(无量纲)	6~9				
3	溶解氧	饱和率 90% (或 7.5)	6	5	3	2
4	高锰酸盐指数	2	4	6	10	15
5	化学需氧量(COD)	15	15	20	30	40
6	五日生化需氧量(BOD ₅)	3	3	4	6	10
7	氨氮(NH ₃ -N)	0.15	0.5	1	1.5	2
8	总磷(以 P 计)	0.02 (湖、库 0.01)	0.1 (湖、库 0.025)	0.2 (湖、库 0.05)	0.3 (湖、库 0.1)	0.4 (湖、库 0.2)
9	总氮(湖、库, 以 N 计)	0.2	0.5	1	1.5	2
10	铜	0.01	1	1	1	1
11	锌	0.05	1	1	2	2
12	氟化物(以 F ⁻ 计)	1	1	1	1.5	1.5
13	硒	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02
14	砷	0.05	0.05	0.05	0.1	0.1
15	汞	0.00005	0.00005	0.0001	0.001	0.001
16	镉	0.001	0.005	0.005	0.005	0.01
17	铬(六价)	0.01	0.05	0.05	0.05	0.1
18	铅	0.01	0.01	0.05	0.05	0.1
19	氰化物	0.005	0.05	0.2	0.2	0.2
20	挥发酚	0.002	0.002	0.005	0.01	0.1
21	石油类	0.05	0.05	0.05	0.5	1
22	阴离子表面活性剂	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
23	硫化物	0.05	0.1	0.2	0.5	1
24	粪大肠菌群(个/ L)	200	2000	10000	20000	40000

4 类标准适用于城市中的道路交通干线道路两侧区域, 穿越城区的内河航道两侧区域, 穿越城区的铁路主、次干线两侧区域的背景噪声(指不通过列车时的噪声水平)限值也行该类标准。

另外, 夜间突发噪声的最大值不准超过标准值 15dB(A)。

(4) 地下水质量分类及分类标准

表 5-5 5 类环境噪声标准限值

类 别	昼 间	夜 间	类 别	昼 间	夜 间
0	50	40	3	65	55
1	55	45	4	70	55
2	60	50			

根据《地下水质量标准》(GB/T 14848—93), 地下水质量划分为 5 类。

类 主要反映地下水化学组分的天然低背景含量。适用于各种用途。

类 主要反映地下水化学组分的天然背景含量。适用于各种用途。

类 以人体健康基准值为依据。主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水。

类 以农业和工业用水要求为依据。除适用于农业和部分工业用水外, 适当处理后可作生活饮用水。

类 不宜饮用, 其他用水可根据使用目的选用。

各类地下水质量对应的指标标准见表 5-6。

表 5-6 地下水质量分类指标

序号	类别、标准值、项目	类	类	类	类	类
1	色/度	5	5	15	25	> 25
2	嗅和味	无	无	无	无	有
3	浑浊度/度	3	3	3	10	> 10
4	肉眼可见物	无	无	无	无	有
5	pH 值		6.5 ~ 8.5		5.5 ~ 6.5 8.5 ~ 9	< 5.5, > 9
6	总硬度(以 CaCO ₃ 计)/(mg/L)	150	300	450	550	> 550
7	溶解性总固体/(mg/L)	300	500	1000	2000	> 2000
8	硫酸盐/(mg/L)	50	150	250	350	> 350
9	氯化物/(mg/L)	50	150	250	350	> 350
10	铁(Fe)/(mg/L)	0.1	0.2	0.3	1.5	> 1.5
11	锰(Mn)/(mg/L)	0.05	0.05	0.1	1.0	> 1.0
12	铜(Cu)/(mg/L)	0.01	0.05	1.0	1.5	> 1.5
13	锌(Zn)/(mg/L)	0.05	0.5	1.0	5.0	> 5.0
14	钼(Mo)/(mg/L)	0.001	0.01	0.1	0.5	> 0.5
15	钴(Co)/(mg/L)	0.005	0.05	0.05	1.0	> 1.0
16	挥发性酚类(以苯酚计)/(mg/L)	0.001	0.001	0.002	0.01	> 0.01
17	阴离子合成洗涤剂/(mg/L)	不得检出	0.1	0.3	0.3	> 0.3

续表

序号	类别、标准值、项目	类	类	类	类	类
18	高锰酸盐指数/ (mg/ L)	1.0	2.0	3.0	10	> 10
19	硝酸盐(以 N 计)/ (mg/ L)	2.0	5.0	20	30	> 30
20	亚硝酸盐(以 N 计)/ (mg/ L)	0.001	0.01	0.02	0.1	> 0.1
21	氨氮(NH ₃ -N)/ (mg/ L)	0.02	0.02	0.2	0.5	> 0.5
22	氟化物 (mg/ L)	1.0	1.0	1.0	2.0	> 2.0
23	碘化物 (mg/ L)	0.1	0.1	0.2	1.0	> 1.0
24	氰化物 (mg/ L)	0.001	0.01	0.05	0.1	> 0.1
25	汞(Hg)/ (mg/ L)	0.00005	0.0005	0.001	0.001	> 0.001
26	砷(As)/ (mg/ L)	0.005	0.01	0.05	0.05	> 0.05
27	硒(Se)/ (mg/ L)	0.01	0.01	0.01	0.1	> 0.1
28	镉(Cd)/ (mg/ L)	0.0001	0.001	0.01	0.01	> 0.01
29	铬(Cr ⁶⁺)/ (mg/ L)	0.005	0.01	0.05	0.1	> 0.1
30	铅(Pb)/ (mg/ L)	0.005	0.01	0.05	0.1	> 0.1
31	铍(Be)/ (mg/ L)	0.00002	0.0001	0.0002	0.001	> 0.001
32	钡(Ba)/ (mg/ L)	0.01	0.1	1.0	4.0	> 4.0
33	镍(Ni)/ (mg/ L)	0.005	0.05	0.05	0.1	> 0.1
34	滴滴滴 (μg/ L)	不得检出	0.005	1.0	1.0	> 1.0
35	六六六 (μg/ L)	0.005	0.05	5.0	5.0	> 5.0
36	总大肠菌群/ (个/ L)	3.0	3.0	3.0	100	> 100
37	细菌总数/ (个/ L)	100	100	100	1000	> 1000
38	总 放射性/ (Bq/ L)	0.1	0.1	0.1	> 0.1	> 0.1
39	总 放射性/ (Bq/ L)	0.1	1.0	1.0	> 1.0	> 1.0

(5) 土壤环境质量分类及标准

根据《土壤环境质量标准》(GB 15618—1995), 土壤按环境质量可划分为以下三类。

类 主要适用于国家规定的自然保护区(原有背景重金属含量高的除外)、集中式生活饮用水源地、茶园、牧场和其他保护地区的土壤, 土壤质量基本保持自然背景水平。执行土壤环境质量一级标准。

类 主要适用于一般农田、蔬菜地、茶园、果园、牧场等土壤, 土壤质量基本上对植物和环境不造成危害和污染。执行土壤环境质量二级标准。

类 主要适用于林地土壤及污染物容量较大的高背景值土壤和矿产附近等地的农田土壤(蔬菜地除外)。土壤质量基本上对植物和环境不造成危害和污染。

执行土壤环境质量三级标准。

土壤环境质量标准可划分为三级：一级标准，为保护区自然生态，维持自然背景的土壤环境质量的限值；二级标准，为保障农业生产，维护人体健康的土壤限值；三级标准，为保障农林业生产和植物正常生长的土壤临界值。

各类土壤环境质量下的污染物标准限值见表 5-7。

表 5-7 土壤环境质量标准值

单位：mg/ kg

土壤级别		项目				
		一级	二级		三级	
pH 值		自然背景	< 6.5	6.5 ~ 7.5	> 7.5	> 6.5
镉		0.2	0.3	0.6	1	
汞		0.15	0.3	0.5	1	1.5
砷	水田	15	30	25	20	30
	旱地	15	40	30	25	40
铜	农田等	35	50	100	100	400
	果园	—	150	200	200	400
铅		35	250	300	350	500
铬	水田	90	250	300	350	400
	旱地	90	150	200	250	300
锌		100	200	250	300	500
镍		40	40	50	60	200
六六六		0.05	0.5			1
DDT		0.05	0.5			1

注：1. 重金属（铬主要是三价）和砷均按元素量计，适用于阳离子交换量 > 5cmol (+) / kg 的土壤，若 5cmol (+) / kg，其标准值为表内数值的半数；

2. 六六六为 4 种异构体总量，DDT 为 4 种衍生物总量；

3. 水旱轮作地的土壤环境质量标准，砷采用水田值，铬采用旱地值。

5.3.3.2 其他特定限值

某种具有特殊保护价值的动、植物物种对特定污染物的临界承受能力，也是受体环境影响环境安全距离的一个重要内容。例如，如果已建或拟建井场、联合站、管线等石油生产设施或项目周围有大片农田或某种珍稀植物种群，那么考虑到农作物或珍稀植物对油田生产污染物的敏感性，应在设施和敏感受体之间设置适宜的环境安全距离，以保护农作物或珍稀物种，避免或最大限度减轻污染可能带来的生态损失和经济损失。

根据《保护农作物的大气污染最高允许浓度》(GB 9137—88)，针对具有重

要经济价值的作物、蔬菜、果树、桑茶和牧草对二氧化硫、氟化物两种大气污染物的耐受能力，将上述几种植物分为敏感、中等敏感和抗性3种不同类型，分别具有不同的浓度限值（见表5-8）。

表 5-8 保护农作物的大气污染物浓度限值

污 染 物	作物敏感程度	生长季平均浓度	日平均浓度	任何一次	农 作 物 种 类
二 氧 化 硫 / (mg m ³)	敏感作物	0.05	0.15	0.5	冬小麦、春小麦、大麦、荞麦、大豆、甜菜、芝麻 菠菜、青菜、白菜、莴苣、黄瓜、南瓜、西葫芦、马铃薯 苹果、梨、葡萄 苜蓿、三叶草、鸭茅、黑麦草
	中等敏感作物	0.08	0.25	0.7	水稻、玉米、燕麦、高粱、棉花、烟草 番茄、茄子、胡萝卜 桃、杏、李、柑橘、樱桃
	抗性作物	0.12	0.3	0.8	蚕豆、油菜、向日葵 甘蓝、芋头 草莓
氟 化 物 / [μg / (dm ³ · d)]	敏感作物	1	5		冬小麦、花生 甘蓝、菜豆 苹果、梨、桃、杏、李、葡萄、草莓、樱桃、桑 紫芥菜蓂、黑麦草、鸭茅
	中等敏感作物	2	10		大麦、水稻、玉米、高粱、大豆 白菜、芥菜、花椰菜 柑橘 三叶菜
	抗性作物	4.5	15		向日葵、棉花、茶 茴香、番茄、茄子、辣椒、马铃薯

“生长季平均浓度”为任何一个生长季的日平均浓度值不超过的限值。

“日平均浓度”为任何一日的平均浓度不许超过的限值。

“任何一次”为任何一次采样测定不许超过的浓度限值。

5.4 油田生产环境安全距离估算模式

针对油田生产过程中的主要环境影响和潜在环境风险，在特定的条件下，可

以选用适当的、经过验证的国内外经验模式或国家推荐的环境质量评价或安全评价模式估算环境安全距离。这里，主要针对油田生产过程中的有害气体排放、噪声等环境影响以及火灾、爆炸、管线泄漏等风险事故的潜在环境危害提出相应的环境安全距离估算模式。

5.4.1 有害气体排放环境安全距离估算模式

5.4.1.1 非正常排放

井喷失控事故造成硫化氢或天然气等气体泄漏情况下的环境安全距离估算，可先选用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2—1993)推荐的非正常排放扩散模式计算其地面浓度场，然后根据不同环境质量要求下的浓度限值确定针对不同环境功能要求的环境安全距离。具体模式如下。

(1) 有风情况 ($U_{10} \geq 1.5 \text{ m/s}$)

以发生井喷失控的井口地面位置为原点，设井深和喷流高度之和为有效源高，设为 H_e ，平均风向轴为 X 轴，井喷源强为 $Q(\text{mg/s})$ ，非正常排放时间即井喷持续时间为 T ，则 t 时刻地面任一点 (X, Y) 的浓度应按下式计算：

$$C = \frac{Q}{U_y z} \exp\left[-\frac{Y^2}{2\sigma_y^2} - \frac{H_e^2}{2\sigma_z^2}\right] \cdot G_1 \quad (5-6)$$

$$\text{式中, } G_1 = \begin{cases} \left[\frac{Ut - X}{\sigma_x}\right] + \left[\frac{X}{\sigma_x}\right] - 1 & (t \leq T) \\ \left[\frac{Ut - X}{\sigma_x}\right] - \left[\frac{Ut - UT - X}{\sigma_x}\right] & (t > T) \end{cases} \quad (5-7)$$

$$\sigma(s) = \frac{1}{\sqrt{2}} \int_0^s e^{-t/2} dt \quad (5-8)$$

$$\sigma_x = \sigma_1 X^1$$

$$\sigma_z = \sigma_2 X^2$$

式中， σ_y 、 σ_z 为水平和垂直扩散系数， m ，取值见表 5-9、表 5-10； X 为下风向距离， m ； C 为 t 时刻地面任一点 (X, Y) 的污染物浓度值， mg/m^3 ； $H_e = H + H_s$ ； H 为油气井的深度， m ； H_s 为喷流抬升高度， m ； U 为排放口风速， m/s ； σ_1 、 σ_2 、 σ_1 、 σ_2 分别为有风条件下的扩散参数系数。

(2) 小风 ($1.5 \text{ m/s} > U_{10} \geq 0.5 \text{ m/s}$) 和静风 ($U_{10} < 0.5 \text{ m/s}$) 情况

t 时刻地面任何一点 (X, Y) 的浓度为：

表 5-9 横向扩散参数幂函数表达式数据 (取样时间 0.5h)

扩散参数	稳定度等级(P·S)	σ_y	σ_z	下风距离/ m
$y = \sigma_y X_1$	A	0.901074	0.425809	0 ~ 1000
		0.850934	0.602052	> 1000
	B	0.914370	0.281846	0 ~ 1000
		0.865014	0.396353	> 1000
	B-C	0.919325	0.229500	0 ~ 1000
		0.875086	0.314238	> 1000
	C	0.924279	0.177154	0 ~ 1000
		0.885157	0.232123	> 1000
	C-D	0.926849	0.143940	0 ~ 1000
0.886940		0.189396	> 1000	
D	0.929481	0.110726	0 ~ 1000	
	0.888723	0.146669	> 1000	
D-E	0.925118	0.0985631	0 ~ 1000	
	0.892794	0.124308	> 1000	
E	0.920818	0.086001	0 ~ 1000	
	0.896864	0.124308	> 1000	
F	0.929481	0.0553634	0 ~ 1000	
	0.888723	0.073348	> 1000	

表 5-10 垂直扩散参数幂函数表达式数据 (取样时间 0.5h)

扩散参数	稳定度等级(P·S)	σ_z	σ_y	下风距离/ m
$z = \sigma_z X_2$	A	1.12154	0.0799904	0 ~ 300
		1.5260	0.00854771	300 ~ 500
		2.10881	0.000211545	> 500
	B	0.941015	0.127190	0 ~ 500
		1.09356	0.0570251	> 500
	B-C	0.941015	0.114682	0 ~ 500
		1.00770	0.0757182	> 500
	C	0.917595	0.106803	0
	C-D	0.838628	0.126152	0 ~ 2000
0.756410		0.235667	2000 ~ 10000	
0.815575		0.136659	> 10000	
D	0.826212	0.104634	1 ~ 1000	
	0.632023	0.400167	1000 ~ 10000	
	0.555360	0.810763	> 10000	
D-E	0.776864	0.104634	0 ~ 2000	
	0.572347	0.400167	2000 ~ 10000	
	0.499149	1.03810	> 10000	
E	0.788370	0.0927529	0 ~ 1000	
	0.565188	0.433384	1000 ~ 10000	
	0.414743	1.73241	> 10000	
F	0.78440	0.0620765	0 ~ 1000	
	0.525969	0.370015	1000 ~ 10000	
	0.322659	2.40691	> 10000	

$$c = \frac{QA_3}{(2)^{3/2} \frac{2}{01} \frac{2}{02}} \cdot G_2 \quad (5-9)$$

$$G_2 = \begin{cases} \frac{1}{A_1} \exp\left[-A_1 \left(\frac{1}{t} - A_2\right)^2\right] + \frac{2\sqrt{A_2}}{\sqrt{A_1}} \left\{ 1 - \left[\sqrt{2A_1} \left(\frac{1}{t} - A_2\right) \right] \right\} & (t < T) \\ \frac{1}{A_1} \left\{ \exp\left[-A_1 \left(\frac{1}{t} - A_2\right)^2\right] - \exp\left[-A_1 \left(\frac{1}{t-T} - A_2\right)^2\right] \right\} + \\ \frac{2\sqrt{A_2}}{\sqrt{A_1}} \left\{ \left[\sqrt{2A_1} \left(\frac{1}{t-T} - A_2\right) \right] - \left[\sqrt{2A_1} \left(\frac{1}{t} - A_2\right) \right] \right\} & (t > T) \end{cases} \quad (5-10)$$

$$A_1 = \frac{1}{2} \frac{2}{01} \left[X^2 + Y^2 + \left(\frac{01}{02} H_e \right)^2 \right] \quad (5-11a)$$

$$A_2 = (Xu + Yv) / \left[X^2 + Y^2 + \left(\frac{01}{02} H_e \right)^2 \right] \quad (5-11b)$$

$$A_3 = \exp\left\{ -\frac{1}{2} \left[\frac{(uY - vX)^2}{\frac{2}{01}} + \frac{(v^2 + u^2) H_e^2}{\frac{2}{02}} \right] / \left[X^2 + Y^2 + \left(\frac{01}{02} H_e \right)^2 \right] \right\} \quad (5-11c)$$

式中， u 、 v 分别为 X 、 Y 方向的风速；扩散参数 $\sigma_x = \sigma_y = \frac{01}{02} (t - t_0)$ ， $\sigma_z = \frac{02}{02} (t - t_0)$ ， $\frac{01}{01}$ 、 $\frac{02}{02}$ 的取值见表 5-11； t 为烟团排放时的时间。

表 5-11 扩散参数的系数 $\frac{01}{01}$ 、 $\frac{02}{02}$ 的取值

稳定度 (P · S)	$\frac{01}{01}$		$\frac{02}{02}$	
	$U_{10} < 0.5 \text{ m/s}$	$1.5 \text{ m/s} > U_{10} > 0.5 \text{ m/s}$	$U_{10} < 0.5 \text{ m/s}$	$1.5 \text{ m/s} > U_{10} > 0.5 \text{ m/s}$
A	0.93	0.76	0.15	1.57
B	0.76	0.56	0.47	0.47
C	0.55	0.35	0.21	0.21
D	0.47	0.27	0.12	0.12
E	0.44	0.24	0.07	0.07
F	0.44	0.24	0.05	0.05

(3) H_e 的确定

将油气井视为地下排气筒，出口与地面持平，则 $H = 0$ ， $H_e = H$ ，可用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2—1993) 推荐的烟气抬升模式来估算井喷气体喷出高度。

当喷流气体热释放率 Q_h 大于或等于 2100 kJ/s ，且气流温度与环境温度的差值 T 大于或等于 35 K 时， H 采用下式计算：

$$H = n_0 Q_h^{n_1} H^{n_2} U^{-1} \quad (5-12)$$

$$Q_h = 0.35 P Q_v \frac{T}{T_s} \quad (5-13)$$

$$T = T_s - T \quad (5-14)$$

式中， n_0 为井喷气流热状况及地表系数； n_1 为井喷气流热释放率指数； n_2 为油气井高度指数； Q_h 为井喷气流热释放率， kJ/s ； P 为大气压力， kPa ，如无实测值，可取邻近气象台（站）季或年平均值； Q_v 为实际气流排出率， m^3/s ； T 为井喷气流出口温度与环境温度差， K ； T_s 为井喷气流出口温度， K ； T 环境大气温度， K ，如无实测值，可取邻近气象台（站）季或年平均值； U 为油气井出口处平均风速， m/s 。

n_0 、 n_1 、 n_2 的取值可参照烟气热状况及地表系数、烟气热释放率指数、排气筒高度指数的取值，见表 5-12。

表 5-12 n_0 、 n_1 、 n_2 取值参照表

$Q_h/(\text{kJ/s})$	地表状况(平原)	n_0	n_1	n_2
$Q_h \geq 21000$ (kJ/s)	农村或城市远郊区	1.427	1/3	2/3
	城市及近郊区	1.303	1/3	2/3
$2100 \text{kJ/s} < Q_h < 21000 \text{kJ/s}$ 且 $T \geq 35 \text{K}$	农村或城市远郊区	0.332	3/5	2/5
	城市及近郊区	0.292	3/5	2/5

当 $1700 \text{kJ/s} < Q_h < 2100 \text{kJ/s}$ 时，

$$H = H_1 + (H_2 - H_1) \frac{Q_h - 1700}{400} \quad (5-15)$$

$$H_1 = 2(1.5 V_s D + 0.01 Q_h) / U - 0.048(Q_h - 1700) / U \quad (5-16)$$

式中， V_s 为井口处气流喷出速度， m/s ； D 为油气井直径， m ； H_2 按式 (5-12) ~ 式 (5-14) 计算； n_0 、 n_1 、 n_2 按表 5-11 中 Q_h 值较小的一类选取； Q_h 、 U 与式 (5-12) ~ 式 (5-14) 中的定义相同。

当 $Q_h \leq 1700 \text{kJ/s}$ 或者 $T < 35 \text{K}$ 时，

$$H = 2(1.5 V_s D + 0.01 Q_h) / U \quad (5-17)$$

有风时，稳定条件，建议按下式计算喷流有效高度 $H(\text{m})$

$$H = Q_h^{1/3} \left[\frac{dT}{dZ} + 0.0098 \right]^{-1/3} U^{-1/3} \quad (5-18)$$

静风和小风时，建议按下式计算喷流有效高度 $H(\text{m})$

$$H = 5.50 Q_h^{1/4} \left[\frac{dT}{dZ} + 0.0098 \right]^{-3/8} \quad (5-19)$$

式中，符号意义同上，但 $\frac{dT}{dZ}$ 取值宜小于 0.01K/m。

5.4.1.2 面源无组织排放

井场、站库类设施的总烃、柴油机废气等的无组织排放可选用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2—1993)推荐的面源无组织排放模式模拟其浓度场，然后根据不同环境质量要求下的浓度限值确定不同的环境安全距离。

将无组织排放区在选定的坐标系内网格化，则无组织排放源的地面浓度 c_s 按下式计算：

$$c_s = \frac{1}{\sqrt{2}} \sum_{j=1}^n Q_j \quad (5-20)$$

$$j = \frac{2}{U_j \sigma_j^2} \left\{ \gamma_j(x, y) - \gamma_{j-1}(x, y) \right\} \quad (5-21)$$

式中， Q_j 、 σ_j 、 U_j 分别为污染物接受点上风向第 j 个网格的单位面积单位时间排放量、平均排放高度和 σ_j 处的平均风速； γ 是垂直扩散参数 z 的幂指数和系数 ($z = X$ ， γ 的取值与表 5-10 中的 γ_1 、 γ_2 相同)， X 轴指向上风方，坐标原点在接受点； $\gamma_j = \frac{\sigma_j^2}{(2 - X_j^2)}$ ； $\gamma_{j-1} = \frac{\sigma_{j-1}^2}{(2 - X_{j-1}^2)}$ ； $\gamma(x, y)$ 为不完全伽马函数，由下述公式确定

$$\gamma(x, y) = \frac{a}{x (b + 1/x)^c} \quad (5-22)$$

$$a = 2.32 + 0.28 \quad (5-23)$$

$$b = 10.00 - 5.00 \quad (5-24)$$

$$c = 0.88 + 0.82 \quad (5-25)$$

除有风时外，风速小于 1.5m/s 时也可按上述各式计算，但当平均风速 $U < 1$ m/s 时，一律近似取 $u = 1$ m/s。

如果无组织排放源所占的面积 $S \leq 1$ km² (一般网格单元面积为 1km²)，网格内的 c_s 按下式计算：

$$c_s = \frac{Q}{\sqrt{2}} \gamma(x, y) \quad (5-26)$$

式中， $\gamma = \frac{\sigma^2}{(2 - X^2)}$ ； X 为沿上风方自接受点至面源最远边缘的距离。一般情况，可只计算网格内的平均浓度，此时， $X = (S)^{1/2}$ 。

5.4.2 噪声影响环境安全距离估算模式

井场和站库噪声影响环境安全距离的估算，可先用《环境影响评价导则 声

环境》(HJ/T 2.4—1995)附录 B4 中的工业噪声预测模式预测设施周围的声级分布情况, 然后根据不同的环境噪声标准限值得出不同的环境安全距离。

5.4.2.1 室外声源

(1) 计算某个声源在预测点的倍频带声压级

$$L_{\text{Oct}}(r) = L_{\text{Oct}}(r_0) - 20\lg\left[\frac{r}{r_0}\right] - L_{\text{Oct}} \quad (5-27)$$

式中, $L_{\text{Oct}}(r)$ 为点声源在预测点产生的倍频带声压级; $L_{\text{Oct}}(r_0)$ 为参考位置 r_0 处的倍频带声压级; r 为预测点距声源的距离, m; r_0 为参考位置距声源的距离, m; L_{Oct} 为各种因素引起的衰减量 (包括声屏障、遮挡物、空气吸收、地面效应等引起的衰减量, 其计算方法详见“导则”正文)。

如果已知声源的倍频带声功率级 $L_{w \text{ Oct}}$, 且声源可看作是位于地面上的, 则

$$L_{\text{Oct}}(r_0) = L_{w \text{ Oct}} - 20\lg r_0 - 8 \quad (5-28)$$

(2) 由各倍频带声压级合成计算出该声源产生的声级 L_A 。

5.4.2.2 室内声源

(1) 首先计算出某个室内靠近围护结构处的倍频带声压级

$$L_{\text{Oct},1} = L_{w \text{ Oct}} + 10\lg\left[\frac{Q}{4r_1^2} + \frac{4}{R}\right] \quad (5-29)$$

式中, $L_{\text{Oct},1}$ 为某个室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级; $L_{w \text{ Oct}}$ 为某个声源的倍频带声功率级; r_1 为室内某个声源与靠近围护结构处的距离; R 为房间常数; Q 为方向因子。

(2) 计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的总倍频带声压级

$$L_{\text{Oct},1}(T) = 10\lg\left[\sum_{i=1}^N 10^{0.1L_{\text{Oct},1(i)}}\right] \quad (5-30)$$

(3) 计算出室外靠近围护结构处的声压级

$$L_{\text{Oct},2}(T) = L_{\text{Oct},1}(T) - (TL_{\text{Oct}} + 6) \quad (5-31)$$

(4) 将室外声级 $L_{\text{Oct},2}(T)$ 和透声面积换算成等效的室外声源, 计算出等效声源第 i 个倍频带的声功率级 $L_{w \text{ Oct}}$:

$$L_{w \text{ Oct}} = L_{\text{Oct},2}(T) + 10\lg S \quad (5-32)$$

式中, S 为透声面积, m^2 。

(5) 等效室外声源的位置为围护结构的位置, 其倍频带声功率级为 $L_{w \text{ Oct}}$, 由此按室外声源方法计算等效室外声源在预测点产生的声级。

5.4.2.3 计算总声压级

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{A \text{ in}, i}$, 在 T 时间内该声源工作

时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{A out,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级为

$$Leq(T) = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \right] \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1 L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1 L_{Aout,j}} \right] \quad (5-33)$$

式中， T 为计算等效声级的时间； N 为室外声源个数； M 为等效室外声源个数。

5.4.3 火灾风险环境安全距离估算模式

火灾对周围环境的影响主要在于其辐射热。若辐射热足够大，则会引起包括生物体在内的其他物体燃烧。火灾主要有 4 种类型，即池火、喷射火、突发火以及火球和气爆。这里主要考虑池火及火球和气爆两种类型。

原油库和联合站大型油罐区一般都设有防火堤，油品泄漏至防火堤内引发火灾时，多在防火堤限制范围内发生，形态上呈圆柱形或圆锥形，属池火灾，对周围环境的损害主要是其高能热辐射。另外，燃料池或输油管道中的油品泄漏至地面或水面引发的大面积燃烧，也属池火。

油品储罐发生爆炸，内容物瞬间释放，形成一个能量强大的火球，此种火灾属气爆，即沸腾液体扩展为蒸气爆炸 (BLEVE) 火灾。

不同入射通量下的热辐射造成的损失程度和辐射热对周围环境的影响分别参见第 4 章表 4-15 和表 4-16。

5.4.3.1 池火情况下的环境风险安全距离估算

对于圆柱形池火，先要计算火焰高度，然后计算火焰表面热辐射通量，再以此为基础计算热辐射对周围环境的损害规律，进而得出不同损害程度下的环境安全距离 (吴宗之，高进东，2001)。

(1) 当危险单元为油罐或油罐区时，池直径 (m)

$$D = (4 S / 3.14)^{1/2} \quad (5-34)$$

式中， S 为防护堤所围池面积， m^2 。

当危险单元为输油管道且无防护堤时，假定泄漏液体无蒸发、充分蔓延且无渗透，则

$$D = [4 W / (3.14 H_{min})]^{1/2} \quad (5-35)$$

式中， W 为泄漏的液体量，kg； H_{min} 为最小油层厚度，m，与地面性质和状态有关； ρ 为油的密度， kg/m^3 。

(2) 火焰高度

$$H = 42 D \left\{ \rho / [3.14 (g D)^{0.5}] \right\}^{0.61} \quad (5-36)$$

式中， H 为火焰高度，m； D 为池直径或当量直径，m； m_f 为燃烧速率， $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ； ρ_0 为空气密度， kg/m^3 ； g 为重力加速度， $g = 9.8 \text{m}/\text{s}^2$ 。

(3) 表面热辐射通量 (开方明等, 2004)

$$q_0 = D H_c f m_f / (D + 4 H) \quad (5-37)$$

式中， q_0 为火焰表面热辐射通量， kW/m^2 ； f 为热辐射系数，可取 $f = 0.15$ ； H_c 为液体燃烧热， kJ/kg 。

(4) 目标接受到的热辐射通量

$$q = q_0 (1 - 0.05 \ln r) V \quad (5-38)$$

式中， r 为目标到油区中心的水平距离，m； V 为视角系数，视角系数按莱 (Rai) 和卡雷卡 (Kalelkar) 方法计算。

5.4.3.2 火球和气爆情况下的环境风险安全距离估算

如前所述，火球和气爆的损害可采用穆尔哈斯等人的经验公式计算 (胡二邦, 2000)，进而得出不同损害程度下的环境安全距离。

假设火球能量在其持续时间内是均匀释放的，则距火球中心 r 处的目标接受到的辐射通量 I 为：

$$I = \frac{QT}{4r^2} \quad (\text{W}/\text{m}^2) \quad (5-39)$$

$$Q = \frac{H_c M}{t_f}$$

$$t_f = 1.089 M^{0.327}$$

$$= 0.27 \times 10^{-8} P_s^{0.32}$$

式中， T 为传导系数，取 1； Q 为燃烧时能量释放率， J/s ； t_f 为火球持续时间，s； H_c 为燃烧热， J/kg ； M 为可燃物质释放的质量，kg，实际计算中，对于储于罐中的可燃物质，单罐贮存 M 可取罐容量的 50%，双罐贮存 M 可取罐容量的 70%，多罐贮存 M 可取罐容量的 90%； m_f 为燃烧速率； P_s 为物质的饱和蒸气压，MPa。火球的最大半径 R_f 表达式如下：

$$R_f = 2.665 M^{0.327} \quad (5-40)$$

另外，油罐火灾的环境安全距离还可根据第 4 章所述的油罐火灾火焰辐射热计算模式进行推算。

5.4.4 爆炸风险环境安全距离估算模式

油罐、联合站、原油库和压气站等设施存在爆炸风险，估算其环境安全距离，可用世界银行推荐的爆炸危害关系式计算不同程度的损害半径，进而得出不

同要求的环境安全距离。

估算模式如下：

$$R(s) = C(s)(NE_e)^{1/3} \quad (5-41)$$

各参数的意义及取值参见第4章所述的爆炸后果计算内容。

5.4.5 管线泄漏环境安全距离估算模式

输油及污水管线泄漏可先用下述模式估算泄漏液体在地表、地下土壤及地下水环境的扩散迁移情况（常贵宁，刘吉东等，2003），再据不同环境质量要求下的相关限值得出环境安全距离。

(1) 液体泄漏量

$$Q(\text{m}^3/\text{h}) = 0.01252cd^2 \sqrt{(p_1 - p_2)\rho} \quad (5-42)$$

式中， p_1 为介质压力，Pa； p_2 为大气压力，Pa； ρ 为液体密度， kg/m^3 ； c 为校正系数，一般在 0.61 ~ 0.63 之间； d 为孔的直径，mm。

(2) 非渗透性地表扩散可选用 Raisbeck 和 Mohtadi (1974) 的经验公式（土壤冻结，被水饱和或特别致密）

$$\text{假设地面平坦, } r = (Q/h)^{1/2} \cdot t^{1/2} \quad (5-43)$$

式中， r 为石油泄漏区在时刻 t 的半径，m； Q 为泄漏速率， m^3/h ； h 为油层厚度，m； t 为时间，h。

(3) 渗透性（多空性）地表（Raisbeck 和 Mohtadi, 1975）

$$S = 53.5 V^{0.89} \quad (5-44)$$

如果原油以泄漏点为圆心，呈圆形扩展，则扩展半径为：

$$r = (S/2)^{1/2} = (53.5 V^{0.89}/2)^{1/2} \quad (5-45)$$

式中， r 为扩展半径，m； S 为泄漏面积， m^2 ； V 为泄漏体积， m^3 。

(4) 原油在包气带多空土壤介质中的渗透

CONCAWE (1974) 模型：

$$D = 1000V / (A \cdot R \cdot K) \quad (5-46)$$

式中， D 为最大渗透深度，m； V 为泄漏油体积， m^3 ； A 为渗透面积， m^2 ； R 为多空介质截留能力， L/m^3 ； K 为对不同油品黏度的近似修正因子，对于黏度较大的原油来说， $K=2$ (CONCAWE, 1974, 1979) 参数 R 的取值见表 5-13。

表 5-13 参数 R 取值

土壤性质	R (L/m^3)	土壤性质	R (L/m^3)
石块-粗砾	5	中砂-细砂	25
砾-粗砂	8	细砂-粉砂	40
粗砂-中砂	15		

(5) 泄漏对地下水的影响预测

输油及污水管道，特别是输油管道，多为地下管道，泄漏污染物的迁移会污染地下水，且泄漏不易察觉，易形成连续泄漏（陈家军，王红旗等，2001）。连续源情况下， t 时刻泄漏预测区域任一点的污染物浓度值为

$$c(x, y, t) = \frac{Q_0}{4D(t-\tau)} \exp\left\{-\frac{[x - V(t-\tau)]^2 + y^2}{4D(t-\tau)} - \lambda(t-\tau)\right\} d \quad (5-47)$$

式中， n 为介质的空隙度； $c(x, y, t)$ 为地下水中污染物的浓度， mg/L ； D 为水动力弥散系数， m^2/d ； V 为水流速度， m/d ； Q_0 为源强， g/d ； λ 为降解系数， d^{-1} 。

此式可采用复合抛物线数值积分方法进行计算。

5.5 油田生产设施环境安全距离估算方法

为了研究方便，这里将油田主要生产设施划分为三大类，即井场、站库和管线。并在上述环境安全距离估算模式的基础上，分别就这三大类设施提出环境安全距离的估算方法。

5.5.1 井场设施环境安全距离估算方法

井场在正常生产和风险事故两种情况下，环境影响因子主要是噪声、柴油机废气、总烃、落地原油和井喷原油（见表 5-14）。

表 5-14 井场设施环境影响识别表

井场类型	正常生产影响因子	风险事故影响因子
采油井场	噪声、总烃	原油、天然气
钻井井场	柴油机废气、总烃、噪声、落地原油	原油、天然气、 H_2S
作业井场	噪声、落地原油	原油、天然气、 H_2S

针对噪声污染，用《环境影响评价导则 声环境》（HJ T 2.4—1995）附录 B4 中的工业噪声预测模式预测设施周围的声级分布情况，然后根据不同的环境噪声标准限值得出不同的环境安全距离。

针对柴油机废气和总烃无组织排放，可以运用计算模式（5-20）~ 式（5-26）得出其浓度场，然后根据不同环境标准限值，估算环境安全距离；井喷情况下 H_2S 的排放，则可用模式（5-12）~ 式（5-19）估算井喷高度，然后用式（5-6）~ 式（5-11）预测迁移扩散情况，进而确定不同浓度限值下的环境安全距离。

井喷情况下原油的地表扩散，根据不同的地表状况，可以分别运用式

(5-43) ~ 式 (5-46) 估算其扩散距离和渗透距离，进而得出环境安全距离。

5.5.2 站库设施环境安全距离估算方法

油田各站库产生的污染物主要包括废气、废水、噪声和固体废物（见表 5-15）。其中大气污染物主要是烃类气体，锅炉和加热炉烟气。由于联合站加热炉大多燃用天然气，大气污染物排放量较小，对环境影响不大，因此联合站产生的主要大气污染物为烃类气体，它也是油田的特征污染物；噪声主要来自站内各种泵类、压缩机等机械设备的运转。

表 5-15 站库设施环境影响因子识别表

序 号	类 别	环 境 影 响 因 子	风 险 事 故
1	联合站	锅炉、导热油炉废气,总烃、噪声	爆炸、火灾
2	计量站	噪声、总烃	
3	配水间	噪声	
4	注水站	噪声	
5	原油库	总烃、噪声	爆炸、火灾

对于噪声，和上述井场噪声的估算方法一样，根据国家相关噪声及振动标准，取得噪声源声压级或参考点声压级及相关标准限值，假设噪声源周围无任何防护措施，用《环境影响评价导则 声环境》（HJ T 2.4—1995）附录 B4 中的工业噪声预测模式预测设施周围的声级分布情况，估算不同要求的环境安全距离。

对于总烃气体等的站库气体无组织排放，可以运用计算式 (5-20) ~ 式 (5-26) 得出其扩散浓度场，然后根据环境标准限值，估算环境安全距离。

发生风险事故时，对于火灾，若是池火，可运用式 (5-34) ~ 式 (5-38) 估算其损害半径；若是火球，则可运用式 (5-40) 估算火灾损害半径；参数根据设施具体情况取特定值。对于爆炸，可运用式 (5-41) 估算损害半径。有了损害半径，便可科学设置环境安全距离，以降低火灾或爆炸对特定环境功能区造成的损害。

5.5.3 管线设施环境安全距离估算方法

油田管线有多种类型，其环境影响主要是管线泄漏对环境的污染，如油气泄漏及其引起的火灾和爆炸等。

原油及污水管线泄漏量按式 (5-42) 估算，按地表状况选用式 (5-43) 或式

(5-44) 估算其地表环境安全距离，运用式 (5-46) 估算其地下渗透情况。若输油管道（地上，无防护堤）原油泄漏引发池火时，假定泄漏原油无蒸发，并已充分蔓延且忽略地面渗透，则据泄漏量和地面性质，可用式 (5-35) 计算最大扩散面积，再按式 (5-36) ~ 式 (5-38) 估算损害直径。参照损害直径，便可设置适宜的环境安全距离。

6 油田生产环境安全距离研究案例

——以胜利油田东辛采油厂为例

6.1 问题的由来及东辛采油厂概况

6.1.1 问题的由来

胜利油田地处渤海之滨的黄河三角洲地带，主要分布在山东省的东营、滨州等 8 个市地 28 个县区，主体部分在东营市境内。

经过 40 多年的开发建设，胜利油田已发展成为一个以油气生产为主，集勘探、开发、施工作业、后勤辅助生产和多种经营、社会化服务为一体，专业门类齐全的国有特大型企业。胜利油田的发展有力地支持了国民经济的发展，同时也带动了黄河三角洲地区经济的飞速发展。

近几年，随着地方经济的发展和城市化步伐的加快，地方政府加大了城市规划和城市开发区、道路、水利等基础设施建设的力度，不仅促进了地方经济发展，改善了城市面貌，也提高了油田所在地居民的生活水平。胜利油田在进行勘探开发的同时也积极支持地方经济的发展，本着地上地下兼顾、城市功能发展和油气资源开发并举的原则，积极与地方政府协商处理城镇基础设施建设与油田勘探、开发、生产之间的各种矛盾，并在许多方面达成共识并积极开展共建。

但油田和地方的发展，既有统一的目标，又有利益和其他方面的矛盾。随着城市建设规模不断扩大，范围不断拓展，标准不断提高，油田的勘探开发和生产建设受到很大的影响，与城市规划建设之间的矛盾日益显现。

矛盾的存在是客观、现实的，矛盾的解决需要依据国家有关的法规、标准、规范，同时还应进行科学的论证。对此，胜利油田组织开展“油田主要生产设施环境安全距离研究”。目的是通过该项研究的结果和结论，促使地方政府在进行城市规划建设时，依据“后建服从先建”的原则，对油田的已建油气生产设施采取必要的避让和防护措施，维护油田应有的权益；同时，加强油田主要生产设施的环境安全管理，全面提高油田生产健康、安全、环境综合管理的水平。

6.1.2 胜利油田东辛采油厂概况

胜利油田是以油气生产为主，集勘探、开发、施工作业、多种经营、社会化服

务为一体，专业门类齐全的特大型国有企业。野外流动作业、生产布点分散、条件比较艰苦是油田工作的重要特点。油田地跨东营、滨州、德州、济南等 8 个市、28 个县（区），主体部位在东营市境内的黄河入海口两侧，是我国目前的第二大油田。

东辛地区位于济阳坳陷东营凹陷东北部，南临牛庄洼陷，北到陈家庄凸起，西靠郝现断阶带，东至青东凹陷，勘探面积为 1028km²。整个探区包括中央隆起带东部、民丰断裂带、北部陡坡带、坨-胜-永断裂构造带的东部、青坨子陡坡构造带及民丰洼陷、牛庄洼陷和董集洼陷的一部分。已投入开发的有东辛、新立村、永安、广利、盐家 5 个油气田。该区域是具有多期旋回、多种沉积特征、多种构造样式、多种断裂系统、多套含油系统、多种油藏类型等特点的复式油气聚集区，素有“地质大观园”之称。

自 1961 年华 8 井见油以来，目前东辛地区共完成钻探井 513 口，探区探井密度约为 0.5 口/km²，其中获工业油流探井 347 口，钻遇油层 7785.61m/2531 层，平均单井钻遇油层 15.1m/5 层，密度 2.2 口/km²，获工业油流探井成功率 67.6%。已探明含油面积 157.3km²，地质储量 3.8 × 10⁸ t；仅进入“九五”以来共探明地质储量 5187 × 10⁴ t，平均每年新增地质储量 741 × 10⁴ t，累建产能 107.8 × 10⁴ t，平均每年建产能 15.4 × 10⁴ t。

目前，东辛采油厂原油集输系统有生产井 4018 口，联合站 7 座，计量站 246 座，集输油管线 352km，年原油外输能力 1063 × 10⁴ t；注水系统有注水井 540 口，配水间 215 座，注水站 21 座，注水管线 320km，注水能力 34000m³/d。

东辛采油厂已建油气生产设施主要包括管线、站库、井场。其中管线类型主要有输油管线、输气管线、污水管线、注配水管线、玻璃钢管线等；站库类型主要有联合站、计量站、配水间、注水站等；井场主要包括采油井场、钻井井场和作业井场等。

6.2 区域自然环境条件与功能分析

6.2.1 气象条件分析

东营市地处中纬度，位于暖温带，背陆面海，受欧亚大陆和太平洋的共同影响，属于暖温带季风型大陆性气候。基本气候特征是冬寒夏热，四季分明。春季干旱多风，早春冷暖无常，常有倒春寒出现，晚春回暖迅速，常发生春旱；夏季，炎热多雨，温高湿大，有时受台风侵袭；秋季，气温下降，雨水骤减，天高气爽；冬季，天气干冷，寒风频吹，雨雪稀少，多刮北风、西北风。因地处平原，境内气候南北差异不很明显。

利用本地区常年的气象资料，并对 2002 年逐日逐时的气象资料进行了重点

分析，总结得出影响本地区大气污染物扩散规律的气象条件。

6.2.1.1 地面风向

风向决定着大气污染物的迁移方向，某个方向出现频率的高低，直接影响到其下风向受到污染概率的大小，该地区各季及年风向玫瑰图见图 6-1。由图 6-1

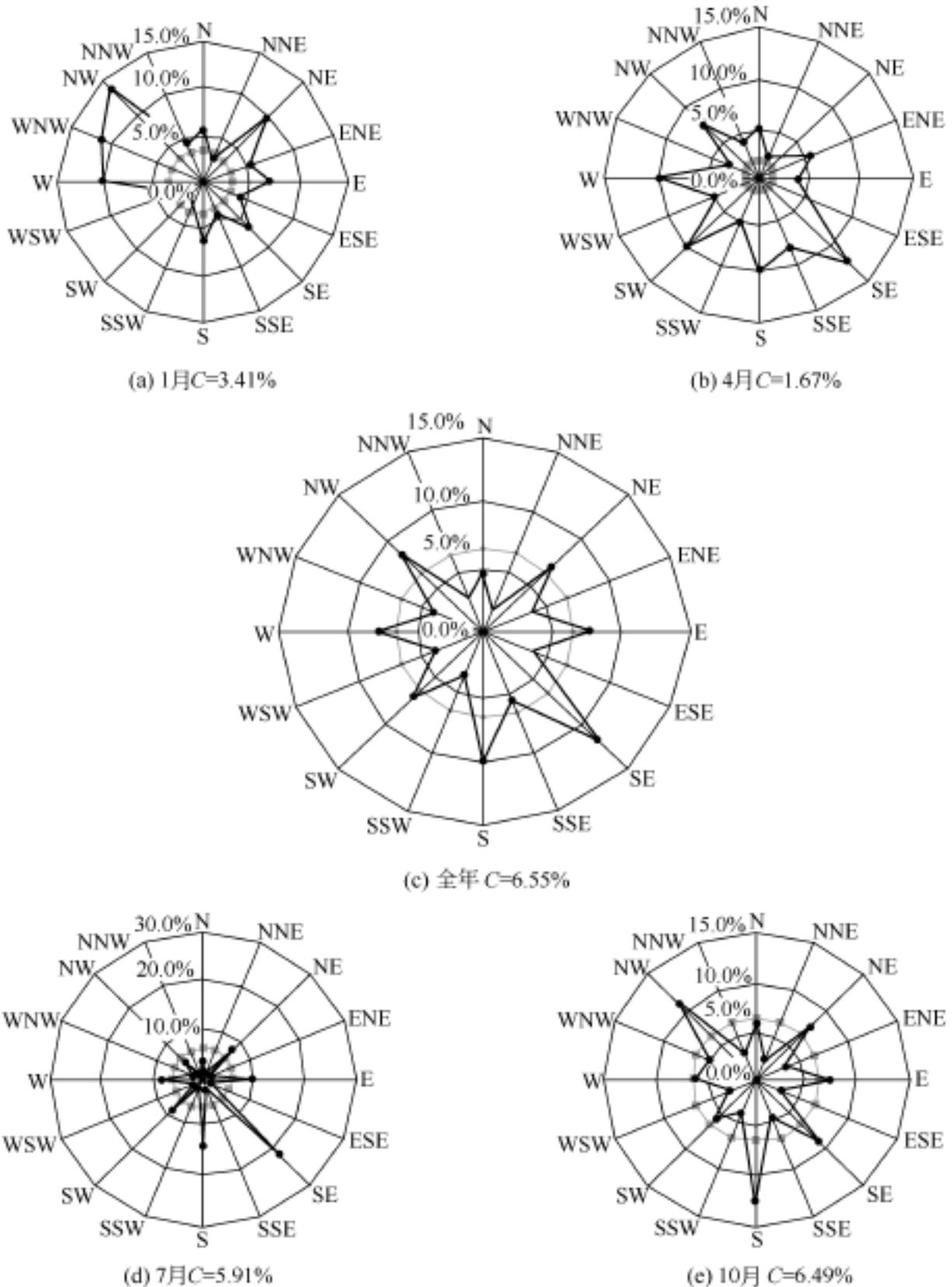


图 6-1 东营市 2000 ~ 2002 年各季及年风向玫瑰图

可见，本地区冬季盛行西北风，春季东南风、南风逐渐增多，夏季以东南风为主，秋季西北风逐渐增多。从全年来看盛行风向为东南风，频率为 11.92%，静风频率为 6.55%。

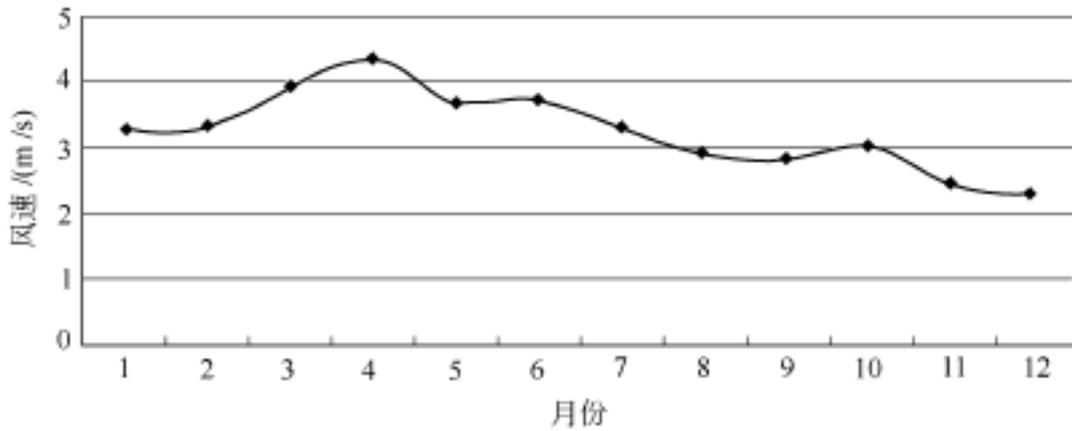


图 6-2 东营市各月风速变化曲线

6.2.1.2 地面风速

根据 2000~2002 年的油田台的气象资料，本区近 5 年平均风速 3m/s；近 3 年冬季平均风速为 3.23m/s；各风向中以 ENE 平均风速最大 (4m/s)，S 风最小 (3.11m/s)。从风速的时间变化来看，项目拟建地区 4 月平均风速最大 (4.32m/s)，12 月平均风速最小 (2.25m/s)。

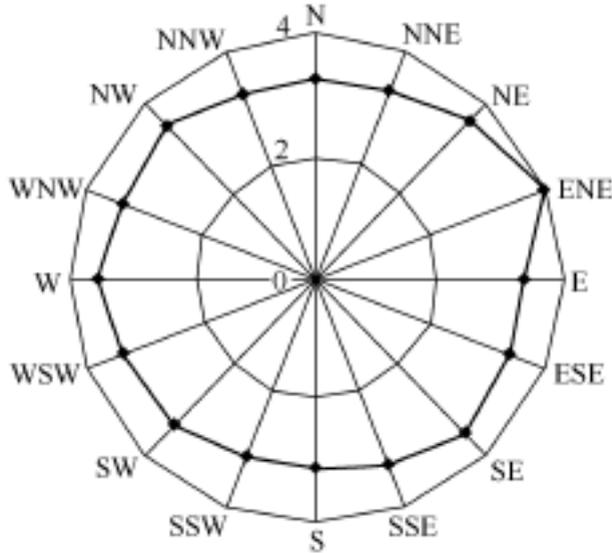


图 6-3 东营近 3 年各风向下平均风速玫瑰图

6.2.1.3 大气稳定度

通过使用 Pasquill-Turner 法对胜利油田气象台 2002 年逐日逐时的气象资料加以整理，得出评价区的大气稳定度。中性 (D 类) 占了 37.72%，稳定类 (E、F 类) 出现的频率为 41.12%，不稳定类 (A 类、B 类、C 类) 为 21.16%。东营市各月风速变化曲线如图 6-2 所示，东营近 3 年各风向下平均风速玫瑰图如图 6-3 所示，各风速段风向出现频率 (2002 年) 见表 6-1。风速、风向、稳定度联合频率见表 6-2。

6.2.1.4 污染气象特征

某方向的污染系数即该方向风向频率与该方向平均风速之比。它反映在工业区某方位的污染程度，即：

$$\text{污染系数} = \text{风向频率} / \text{平均风速}$$

表 6-1 各风速段风向出现频率表 (2002 年)

风 向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
风速/ (m/ s)	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
0.5 ~ 0.9	0.3	0.17	0.45	0.29	0.44	0.08	0.16	0.23	0.41	0.17	0.15	0.06	0.23	0.12	0.52	0.24
1.0 ~ 1.9	0.67	0.17	0.99	0.31	0.8	0.26	0.87	0.4	1.16	0.62	0.51	0.29	0.92	0.22	0.99	0.3
2.0 ~ 2.9	0.88	0.35	1.43	0.38	1.6	0.64	2.31	1	2.84	0.95	1.72	0.49	1.92	0.66	1.42	0.17
3.0 ~ 3.9	1.02	0.31	1.82	0.27	1.94	0.92	3.35	1.63	3.22	0.72	1.41	0.41	2.11	0.56	1.46	0.14
4.0 ~ 4.9	0.72	0.09	1.67	0.3	1.49	0.53	2.16	0.78	1.48	0.33	0.99	0.19	1.3	0.48	1.15	0.1
5.0 ~ 5.9	0.37	0.16	1.25	0.12	0.66	0.2	1.07	0.12	0.33	0.19	0.41	0.1	0.56	0.23	0.64	0.06
> 6.0	0.33	0.16	1.35	0.53	0.74	0.07	0.6	0.05	0.08	0.21	0.24	0.07	0.41	0.14	0.78	0.08

表 6-2 风速、风向、稳定度联合频率表

风 向	风速/ (m/ s)	大气稳定度等级					
		A	B	C	D	E	F
C	0	0.03%	2.28%		3.29%	3.86%	6.93%
E	< 1.5	0.01%	0.16%		0.40%	0.33%	0.41%
	1.5 ~ 3		0.29%	0.41%	0.98%	0.51%	0.70%
	3.1 ~ 5		0.10%	0.72%	1.68%	0.41%	
	5.1 ~ 7				0.86%		
	> 7				0.16%		
ENE	< 1.5		0.06%		0.28%	0.16%	0.20%
	1.5 ~ 3		0.06%	0.05%	0.23%	0.09%	0.21%
	3.1 ~ 5		0.01%	0.08%	0.35%	0.06%	
	5.1 ~ 7				0.41%		
	> 7				0.20%		
ESE	< 1.5		0.08%		0.09%	0.06%	0.12%
	1.5 ~ 3		0.03%	0.09%	0.23%	0.37%	0.44%
	3.1 ~ 5		0.03%	0.21%	0.51%	0.43%	
	5.1 ~ 7				0.14%		
N	< 1.5		0.15%		0.28%	0.08%	0.35%
	1.5 ~ 3	0.01%	0.15%	0.21%	0.64%	0.24%	0.44%
	3.1 ~ 5		0.01%	0.49%	0.83%	0.12%	
	5.1 ~ 7			0.01%	0.46%		
	> 7				0.03%		

续表

风 向	风速 (m/s)	大气稳定度等级					
		A	B	C	D	E	F
NE	< 1.5		0.05%		0.62%	0.22%	0.30%
	1.5 ~ 3		0.22%	0.26%	1.37%	0.48%	0.62%
	3.1 ~ 5		0.07%	0.83%	2.06%	0.29%	
	5.1 ~ 7			0.02%	1.58%		
	> 7				0.36%		
NNE	< 1.5	0.01%	0.09%		0.19%	0.12%	0.12%
	1.5 ~ 3		0.07%	0.03%	0.24%	0.10%	0.15%
	3.1 ~ 5			0.09%	0.23%	0.03%	
	5.1 ~ 7				0.14%		
	> 7				0.08%		
NNW	< 1.5		0.19%		0.31%	0.06%	0.13%
	1.5 ~ 3		0.05%	0.03%	0.13%	0.03%	0.12%
	3.1 ~ 5			0.10%	0.07%	0.02%	
	5.1 ~ 7				0.12%		
NW	< 1.5	0.01%	0.49%		0.31%	0.20%	0.53%
	1.5 ~ 3		0.30%	0.64%	0.50%	0.48%	0.76%
	3.1 ~ 5		0.08%	0.85%	0.80%	0.41%	
	5.1 ~ 7				0.79%		
	> 7				0.27%		
S	< 1.5		0.16%		0.27%	0.24%	0.60%
	1.5 ~ 3	0.01%	0.43%	0.93%	1.23%	1.45%	1.34%
	3.1 ~ 5		0.08%	0.89%	0.88%	1.19%	
	5.1 ~ 7			0.01%	0.22%		
SE	< 1.5	0.01%	0.16%		0.19%	0.16%	0.22%
	1.5 ~ 3		0.38%	0.77%	1.35%	1.00%	0.94%
	3.1 ~ 5		0.09%	0.95%	2.29%	1.22%	
	5.1 ~ 7				0.87%		
	> 7				0.09%		

续表

风 向	风速 (m/s)	大气稳定度等级					
		A	B	C	D	E	F
SSE	< 1.5		0.09%		0.09%	0.15%	0.17%
	1.5 ~ 3		0.06%	0.31%	0.51%	0.64%	0.59%
	3.1 ~ 5			0.21%	0.65%	0.78%	
	5.1 ~ 7				0.08%		
SSW	< 1.5	0.01%	0.10%		0.10%	0.08%	0.34%
	1.5 ~ 3		0.10%	0.20%	0.29%	0.42%	0.63%
	3.1 ~ 5			0.23%	0.30%	0.28%	
	5.1 ~ 7				0.26%		
	> 7				0.02%		
SW	< 1.5	0.01%	0.08%		0.14%	0.05%	0.10%
	1.5 ~ 3	0.01%	0.24%	0.67%	0.57%	0.52%	0.77%
	3.1 ~ 5		0.05%	0.76%	0.62%	0.49%	
	5.1 ~ 7				0.37%		
	> 7				0.03%		
W	< 1.5		0.21%		0.13%	0.16%	0.51%
	1.5 ~ 3	0.01%	0.45%	0.76%	0.88%	0.76%	0.67%
	3.1 ~ 5		0.06%	0.76%	1.20%	0.72%	
	5.1 ~ 7			0.02%	0.40%		
	> 7				0.17%		
WNW	< 1.5		0.05%		0.03%	0.07%	0.19%
	1.5 ~ 3		0.10%	0.10%	0.16%	0.29%	0.42%
	3.1 ~ 5			0.13%	0.38%	0.43%	
	5.1 ~ 7				0.15%		
	> 7				0.03%		
WSW	< 1.5		0.02%		0.07%	0.02%	0.05%
	1.5 ~ 3		0.07%	0.02%	0.20%	0.24%	0.34%
	3.1 ~ 5			0.12%	0.16%	0.22%	
	5.1 ~ 7				0.08%		
	> 7				0.01%		

东营市全年各风向下污染系数如图 6-4 所示。

6.2.2 地下水、土壤和植被

6.2.2.1 地下水

地下淡水资源主要分布在小清河以南广饶县境内。小清河以北地区均属咸水区，大部分地区浅层地下水矿化度在 5 ~ 20g/L 范围内，深层地下水含碘、氟量超过饮用标准，不宜开采。全市浅层地下淡水面积为 373.93km²，多年平均水量为 4627.28 × 10⁴ m³。深层地下淡水资源量多年平均量为 1219.9 × 10⁴ m³。

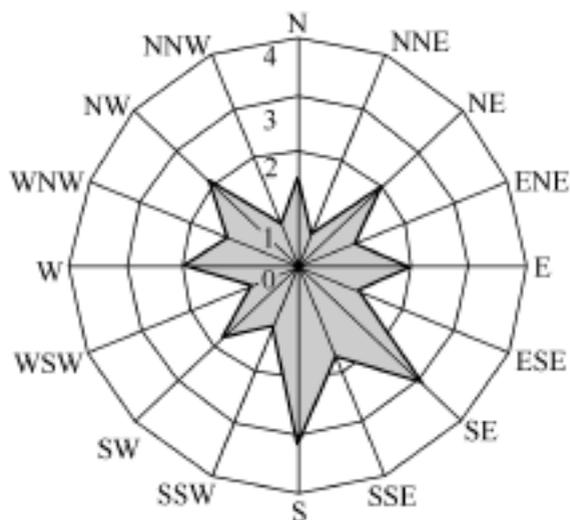


图 6-4 东营市全年各风向下污染系数

6.2.2.2 土壤

东营市境内以潮土、盐土为主，其次是褐土，少量砂姜黑土和水稻土。按表层质地可划分为沙壤土、轻壤土、中壤土、重壤土和黏土。土壤缺乏有机质，普遍缺氮，严重缺磷，氮磷比例失调，钾较丰富。

6.2.2.3 植被

东营市属暖温带落叶阔叶林区。区内无地带性植被类型，植被的分布主要受水分土壤含盐量、潜水水位与矿化度和地貌类型的制约及人类活动影响。木本植物很少，以草甸景观为主体。植物区系的特点是植被类型少、结构简单、组成单纯。在天然植被中，以滨海盐生植被为主，占天然植被的 56.5%，沼生和水生植被占天然植被的 21%，灌木柆柳等占天然植被的 21%，阔叶林仅占天然植被的 1.5% 左右。

6.2.3 环境功能区划

6.2.3.1 环境空气质量功能区划

东营市辖区面积 8053km²。环境空气质量功能区划分为一类功能区、二类功能区和缓冲带三部分。

(1) 一类区

黄河三角洲国家级自然保护区至千二管理站辖区。西起黄河故道三河，向北到海，东以孤东公路向北到海为界，南以桩埕路为界，包括孤北水库，面

积 375.38km²。

黄河三角洲国家级自然保护区大汶流管理站、黄河口管理站辖区。西起西河口黄河故道东大坝，北沿黄河北大坝到一棵树，沿孤东路至大红门，沿孤东圈西坝、南坝向东至海，南沿黄河南岸内坝、防潮堤小岛河向东至浅海，东到大海，面积 1200.62km²。

(2) 二类区

除一类功能区和缓冲带以外的其他区域。面积 6435.9km²。

(3) 缓冲带

黄河三角洲国家级自然保护区至千二管理站辖区缓冲带为黄河故道三河以西，桩埕路以南，孤东公路向北到海以东长 47km、宽 0.3km 环形带，面积为 14.1km²。黄河三角洲国家级自然保护区大汶流管理站、黄河口管理站辖区缓冲带为西河口黄河故道东大坝以西，沿黄河北大坝到一棵树，沿孤东路至大红门，沿孤东圈西坝、南坝向东至海以北，沿黄河南岸内坝、防潮堤小岛河向东至浅海以南长 90km、宽 0.3km 环形带，面积为 27km²。缓冲带总面积为 41.1km²。根据环境空气质量功能区划分原则与技术方法（HJ 14—1996）要求，按照就高不就低的原则，缓冲带执行《环境空气质量标准》（GB 3095—1996）一类区标准。

6.2.3.2 城市区域环境噪声功能区划

区划范围的确定，以东营市 2001~2010 年城市总体规划为依据，以建成区现状为区划重点，适当照顾其发展趋势。其区划范围如下。

中心城 西至西五路、东至东七路、北至潍坊路、南至南二路南现有工业区域，区划面积 180.85km²。

河口区 南至阳河路、北至河滨路、西至西湖路、东至海昌路，区划面积 19.70km²。以上区划总面积共计 200.55km²。

6.3 管线设施的环境安全距离

6.3.1 管线设施概况

东辛采油厂的管线类型主要包括输油管线、输气管线、污水管线、注配水管线、玻璃钢管线等。各类型管线的情况见表 6-3~表 6-9。

6.3.2 管线泄漏环境风险安全距离

油田管线环境影响主要是管线泄漏对环境的污染，如原油或污水泄漏造成的环境污染，因此对于管线主要考虑环境风险安全距离。

表 6-3 单井油管线和集油管线

序 号	管径/ mm	经济输液量/ (m ³ / d)	压力/ MPa	介质温度/
1	50	300 ~ 1300	0.2 ~ 1.6	30 ~ 60
2	80	800 ~ 3400	0.2 ~ 1.6	30 ~ 60
3	100	1300 ~ 5500	0.2 ~ 1.6	30 ~ 60
4	150	3000 ~ 12000	0.2 ~ 1.6	30 ~ 60
5	200	5000 ~ 22000	0.2 ~ 1.6	30 ~ 60

表 6-4 输油管线

序 号	管径 / mm	经济输油量			压力 / MPa	介质温度 /
		m ³ / h	m ³ / d	10 ³ m ³ / a		
1	150	200 ~ 300	4800 ~ 7300	178 ~ 267	0.2 ~ 2.5	40 ~ 80
2	200	350 ~ 550	8600 ~ 13000	310 ~ 475	0.2 ~ 2.5	40 ~ 80
3	250	550 ~ 850	13000 ~ 20000	490 ~ 742	0.2 ~ 2.5	40 ~ 80
4	300	800 ~ 1200	19000 ~ 30000	712 ~ 1070	0.2 ~ 2.5	40 ~ 80
5	350	1100 ~ 1600	26000 ~ 40000	970 ~ 1400	0.2 ~ 2.5	40 ~ 80
6	400	1400 ~ 2200	34000 ~ 52000	1300 ~ 1900	0.2 ~ 2.5	40 ~ 80
7	500	2200 ~ 3400	54000 ~ 81000	1980 ~ 2980	0.2 ~ 2.5	40 ~ 80

表 6-5 天然气输送管线

序 号	管径/ mm	经济输送量压力 0.2 MPa		经济输送量压力 > 0.2 MPa	
		10 ⁴ m ³ / d	10 ⁴ m ³ / a	10 ⁴ m ³ / d	10 ⁴ m ³ / a
1	50	0.67 ~ 1.02	0.025 ~ 0.037	1.02 ~ 1.35	0.037 ~ 0.05
2	80	1.73 ~ 2.60	0.063 ~ 0.095	2.60 ~ 3.4	0.09 ~ 0.12
3	100	2.71 ~ 4.1	0.099 ~ 0.148	4.1 ~ 5.4	0.15 ~ 0.20
4	150	6.1 ~ 9.1	0.22 ~ 0.33	9.1 ~ 12.2	0.33 ~ 0.44
5	200	10.8 ~ 16.2	0.40 ~ 0.60	16.2 ~ 21.7	0.60 ~ 0.80
6	250	16.9 ~ 25.4	0.62 ~ 0.92	25.4 ~ 34	0.93 ~ 1.24
7	300	24.4 ~ 36.6	0.90 ~ 1.33	36.6 ~ 49	1.33 ~ 1.79
8	350	33.2 ~ 50.0	1.21 ~ 1.81	49 ~ 66	1.82 ~ 2.42
9	400	43.3 ~ 65.0	1.58 ~ 2.40	65 ~ 87	2.34 ~ 3.2

表 6-6 污水钢管线

序 号	口 径	压力/ MPa	输送量/ (m ³ / h)
1	48	1.6	5.0
2	60	1.6	8.0
3	76	1.6	12.0
4	89	1.6	17.0
5	114	1.6	32
6	133	1.6	50
7	159	1.6	70
8	219	1.6	120
9	273	1.6	190
10	325	1.6	280
11	377	1.6	360
12	426	1.6	480
13	529	1.6	730
14	630	1.6	1050
15	720	1.6	1600
16	820	1.6	2050

表 6-7 注水干线

序 号	口 径	压力/ MPa	输送量/ (m ³ / h)
1	60	16	8.0
2	76	16	12.0
3	89	16	17.0
4	114	16	32
5	159	16	70
6	168	16	70
7	219	16	120
8	245	16	160
9	273	16	190
10	68	25	8.0
11	89	25	17.0
12	108	25	32
13	127	25	48
14	180	25	70
15	68	32	8.0
16	89	32	17.0
17	108	32	32
18	140	32	48

表 6-8 单井注水管线

序 号	口 径	输水压力/ MPa	输送量/ (m ³ / h)
1	60	13	8.0
2	76	13	12.0
3	89	13	17.0
4	108	13	32
5	114	13	32

表 6-9 玻璃钢管线

序 号	口 径	压力/ MPa	输送量/ (m ³ / h)
1	DN80	PN0.6 ~ 1.6	20
2	DN100	PN0.6 ~ 1.0	32
3	DN150	PN0.6	65
4	DN200	PN0.6	100
5	DN250	PN0.6	160
6	DN300	PN0.6	230
7	DN350	PN0.6	360
8	DN400	PN0.6	480
9	DN500	PN0.6	730
10	DN600	PN0.6	1050
11	DN700	PN0.6	1600
12	DN800	PN0.6	2050
13	DN150	PN1.0	65
14	DN200	PN1.0	100
15	DN250	PN1.0	160
16	DN300	PN1.0	230
17	DN350	PN1.0	360
18	DN400	PN1.0	480
19	DN500	PN1.0	730
20	DN600	PN1.0	1050
21	DN700	PN1.0	1600
22	DN800	PN1.0	2050
23	DN100	PN1.6	32
24	DN150	PN1.6	65
25	DN200	PN1.6	100

续表

序号	口径	压力/ MPa	输送量/ (m ³ / h)
26	DN250	PN1.6	160
27	DN300	PN1.6	230
28	DN350	PN1.6	360
29	DN400	PN1.6	480
30	DN500	PN1.6	730
31	DN600	PN1.6	1050
32	DN700	PN1.6	1600

东辛采油厂的各类管线大多为埋地敷设，埋深大都小于 1m，在渗透性地表情况下，估算石油及污水泄漏不同持续时间下的环境风险安全距离。

原油及污水管线泄漏量按式 (5-42) 估算，介质压力取管压，大气压力取 0.1MPa，原油密度 0.974kg/L；由于缺乏胜利油田输油管道泄漏孔直径经验数值，所以孔直径取假设范围 10~50mm；输液管线输送量取平均值，管压取最大值。环境安全距离按式 (5-44) 估算。计算结果见表 6-10~表 6-15。

表 6-10 单井油管线和集油管线环境风险安全距离

序号	管径/ mm	环境风险安全距离/ m				
		1h	2h	4h	6h	12h
1	50	14~15	19~20	25~26	30~31	41~42
2	80	14~22	19~30	25~40	30~44	41~65
3	100	14~27	19~37	25~50	30~59	41~80
4	150	14~38	19~52	25~62	30~84	41~114
5	200	14~49	19~67	25~91	30~109	41~148

表 6-11 输油管线环境风险安全距离

序号	管径/ mm	环境风险安全距离/ m					
		1h	2h	3h	4h	6h	12h
1	150	15~44	21~62	25~76	28~88	33~107	45~152
2	200	15~60	21~84	25~103	28~120	33~145	45~205
3	250	15~74	21~104	25~128	28~154	33~180	45~255
4	300	15~88	21~124	25~152	28~176	33~215	45~303
5	350	15~101	21~143	25~175	28~202	33~248	45~350
6	400	15~119	21~168	25~205	28~238	33~290	45~410
7	500	15~148	21~208	25~255	28~296	33~361	410~509

表 6-12 污水钢管线环境风险安全距离

序号	管径/ mm	环境风险安全距离/ m				
		1h	2h	4h	6h	12h
1	48	6	9	12	14	19
2	60	8	11	14	17	23
3	76	9	13	17	20	27
4	89	11	15	20	23	32
5	114	14 ~ 20	19 ~ 32	26 ~ 46	31 ~ 56	42 ~ 79
6	133	14 ~ 29	19 ~ 40	26 ~ 58	31 ~ 70	42 ~ 98
7	159	14 ~ 34	19 ~ 48	26 ~ 68	31 ~ 82	42 ~ 116
8	219	14 ~ 44	19 ~ 62	26 ~ 88	31 ~ 107	42 ~ 152
9	273	14 ~ 55	19 ~ 78	26 ~ 110	31 ~ 135	42 ~ 191
10	325	14 ~ 67	19 ~ 95	26 ~ 134	31 ~ 164	42 ~ 232
11	377	14 ~ 76	19 ~ 107	26 ~ 152	31 ~ 186	42 ~ 263
12	426	14 ~ 88	19 ~ 124	26 ~ 176	31 ~ 215	42 ~ 303
13	529	14 ~ 108	19 ~ 153	26 ~ 216	31 ~ 264	42 ~ 374
14	630	14 ~ 130	19 ~ 183	26 ~ 260	31 ~ 317	42 ~ 448
15	720	14 ~ 160	19 ~ 226	26 ~ 320	31 ~ 391	42 ~ 553
16	820	14 ~ 180	19 ~ 256	26 ~ 362	31 ~ 443	42 ~ 626

表 6-13 注水干线环境风险安全距离

序号	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m				
			1h	2h	4h	6h	12h
1	60	16	23	31	44	52	74
2	76	16	27	38	51	62	86
3	89	16	33	45	63	75	103
4	114	16	43	59	87	103	145
5	159	16	60	83	119	144	203
6	168	16	60	83	119	144	203
7	219	16	79	109	156	189	266
8	245	16	92	126	181	220	309
9	273	16	101	138	198	240	337
10	68	25	29	40	54	61	85
11	89	25	42	53	72	85	114
12	108	25	52	69	96	112	155

续表

序号	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m				
			1h	2h	4h	6h	12h
13	127	25	64	85	118	138	190
14	180	25	78	103	143	167	230
15	68	32	37	48	62	70	96
16	89	32	52	62	83	96	124
17	108	32	63	78	107	132	164
18	140	32	73	95	127	147	201

表 6-14 玻璃钢管线环境风险安全距离

序号	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m				
			1h	2h	4h	6h	12h
1	DN80	PN1.6	12	16	21	25	34
2	DN100	PN1.0	12 ~ 15	17 ~ 20	23 ~ 26	27 ~ 31	37 ~ 42
3	DN150	PN0.6	11 ~ 19	15 ~ 26	20 ~ 35	24 ~ 42	32 ~ 57
4	DN200	PN0.6	11 ~ 23	15 ~ 31	20 ~ 42	24 ~ 51	32 ~ 69
5	DN250	PN0.6	11 ~ 28	15 ~ 39	20 ~ 52	24 ~ 62	32 ~ 85
6	DN300	PN0.6	11 ~ 33	15 ~ 45	20 ~ 61	24 ~ 73	32 ~ 100
7	DN350	PN0.6	11 ~ 41	15 ~ 55	20 ~ 75	24 ~ 89	32 ~ 122
8	DN400	PN0.6	11 ~ 44	15 ~ 60	20 ~ 82	24 ~ 98	32 ~ 133
9	DN500	PN0.6	11 ~ 44	15 ~ 60	20 ~ 82	24 ~ 98	32 ~ 133
10	DN600	PN0.6	11 ~ 44	15 ~ 60	20 ~ 82	24 ~ 98	32 ~ 133
11	DN700	PN0.6	11 ~ 44	15 ~ 60	20 ~ 82	24 ~ 98	32 ~ 133
12	DN800	PN0.6	11 ~ 44	15 ~ 60	20 ~ 82	24 ~ 98	32 ~ 133
13	DN150	PN1.0	12 ~ 19	17 ~ 26	23 ~ 35	27 ~ 42	32 ~ 57
14	DN200	PN1.0	12 ~ 23	17 ~ 31	23 ~ 42	27 ~ 51	32 ~ 69
15	DN250	PN1.0	12 ~ 28	17 ~ 39	23 ~ 52	27 ~ 62	32 ~ 85
16	DN300	PN1.0	12 ~ 33	17 ~ 45	23 ~ 61	27 ~ 73	32 ~ 100
17	DN350	PN1.0	12 ~ 41	17 ~ 55	23 ~ 75	27 ~ 89	32 ~ 122
18	DN400	PN1.0	12 ~ 46	17 ~ 62	23 ~ 85	27 ~ 102	32 ~ 138
19	DN500	PN1.0	12 ~ 50	17 ~ 68	23 ~ 93	27 ~ 111	32 ~ 151
20	DN600	PN1.0	12 ~ 50	17 ~ 68	23 ~ 93	27 ~ 111	32 ~ 151
21	DN700	PN1.0	12 ~ 50	17 ~ 68	23 ~ 93	27 ~ 111	32 ~ 151
22	DN800	PN1.0	12 ~ 50	17 ~ 68	23 ~ 93	27 ~ 111	32 ~ 151

续表

序号	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m				
			1h	2h	4h	6h	12h
23	DN100	PN1.6	14	19	25 ~ 26	30 ~ 31	41 ~ 42
24	DN150	PN1.6	14 ~ 19	19 ~ 26	25 ~ 35	30 ~ 42	41 ~ 57
25	DN200	PN1.6	14 ~ 23	19 ~ 31	25 ~ 42	30 ~ 51	41 ~ 69
26	DN250	PN1.6	14 ~ 28	19 ~ 39	25 ~ 52	30 ~ 62	41 ~ 85
27	DN300	PN1.6	14 ~ 33	19 ~ 45	25 ~ 61	30 ~ 73	41 ~ 100
28	DN350	PN1.6	14 ~ 41	19 ~ 55	25 ~ 75	30 ~ 89	41 ~ 122
29	DN400	PN1.6	14 ~ 46	19 ~ 62	25 ~ 85	30 ~ 102	41 ~ 138
30	DN500	PN1.6	14 ~ 55	19 ~ 75	25 ~ 102	30 ~ 122	41 ~ 145
31	DN600	PN1.6	14 ~ 56	19 ~ 77	25 ~ 104	30 ~ 125	41 ~ 169
32	DN700	PN1.6	14 ~ 56	19 ~ 77	25 ~ 104	30 ~ 125	41 ~ 169

表 6-15 单井注水管线环境风险安全距离

序号	口径	输水压力 / MPa	输送量 / (m ³ / h)	环境风险安全距离/ m				
				1h	2h	3h	4h	5h
1	60	13	8.0	21	28	42	49	70
2	76	13	12.0	25	35	49	59	83
3	89	13	17.0	30	42	59	71	99
4	108	13	32	40	56	80	97	137
5	114	13	32	40	56	80	97	137

由于天然气主要成分为甲烷，甲烷在常见的大气浓度下对人体无害，但浓度过高时会产生窒息作用，而天然气管线在野外环境发生泄漏时，由于本地区为平原地形且年平均风速大于 3m/ s，扩散条件较好，所以甲烷聚集成高浓度的可能性很小，对环境的影响较小，因此本次评价不考虑天然气管线发生泄漏时的环境影响。

由表 6-10 计算结果可知，在泄漏 1h 的情况下各口径单井油管线或集油管线的的环境风险安全距离在 15 ~ 50m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 7 ~ 11m；泄漏 2h 的情况下，各口径管线的的环境风险安全距离在 20 ~ 70m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 10 ~ 15m。

由表 6-11 计算结果可知，在泄漏 1h 的情况下，不同口径输油管线的的环境风

险安全距离在 45 ~ 150m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 16 ~ 30m；在输油管线泄漏 2h 的情况下，不同口径输油管线的的环境风险安全距离在 65 ~ 210m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 20 ~ 40m。

由表 6-12 计算结果可知，在泄漏 1h 的情况下，各口径污水管线的的环境风险安全距离在 6 ~ 180m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 2 ~ 20m；泄漏 2h 的情况下，各口径污水管线的的环境风险安全距离在 9 ~ 260m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 2 ~ 40m。

由表 6-13 可知，在泄漏 1h 的情况下，压力为 16MPa 的各口径注水干线，环境风险安全距离在 23 ~ 101m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4 ~ 19m；压力为 25MPa 的各口径注水干线，环境风险安全距离在 30 ~ 80m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 10 ~ 14m；公称压力为 32MPa 的各口径注水干线，环境风险安全距离在 40 ~ 75m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 10 ~ 15m。

由表 6-14 可知，在泄漏 1h 的情况下，公称压力为 0.6MPa 的各口径玻璃钢管线，环境风险安全距离在 11 ~ 44m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 3 ~ 8m；公称压力为 1.0MPa 的各口径玻璃钢管线，环境风险安全距离在 12 ~ 50m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4 ~ 8m；公称压力为 1.6MPa 的各口径管线，环境风险安全距离在 14 ~ 56m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4 ~ 8m。

由表 6-15 计算结果可知，在泄漏 1h 的情况下，各口径单井注水管线的环境风险安全距离在 21 ~ 40m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4 ~ 5m；在泄漏 2h 的情况下，各口径管线的的环境风险安全距离在 30 ~ 60m 之间，管线口径每增加一级，距离增加 7 ~ 14m。

根据前面所述的不同程度影响距离及区域的确定原则和环境安全距离估算结果，可用示意图 6-5 和图 6-6 来说明。其中图 6-5 是以 150mm 管径、压力 2.5MPa 的输油管线的的环境安全距离为依据所做的示意图，表示了不同泄漏历时的原油扩散范围。图 6-6 是东辛采油厂局部输油管段泄漏不同历时下的环境安全

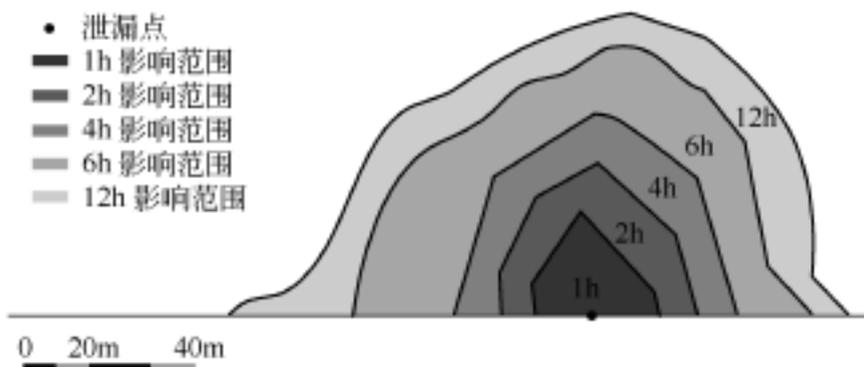


图 6-5 150mm 口径输油管线环境风险影响范围示意图

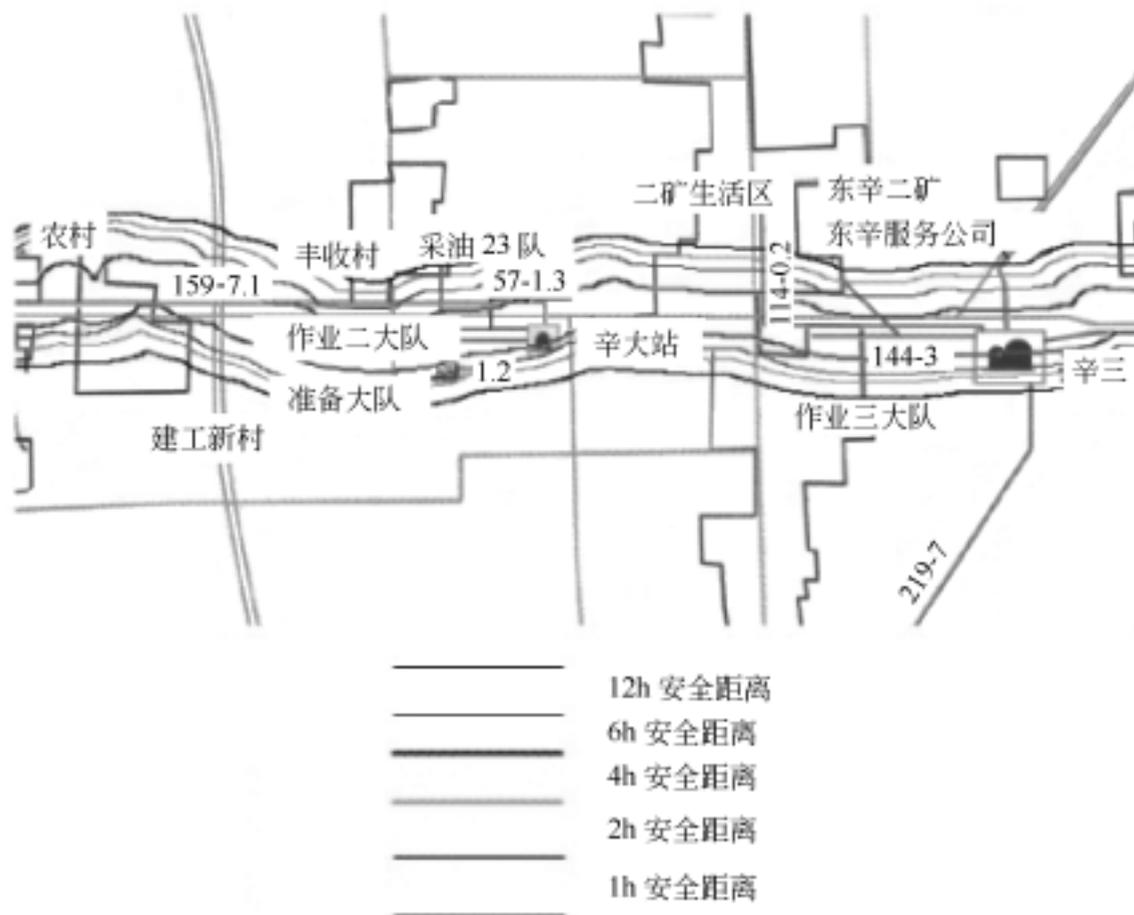


图 6-6 输油管线环境风险影响范围示意图

距离示意图，图中曲线描绘了不同泄漏历时的环境安全距离。图 6-7 是 12h 泄漏时间下的影响范围示意图。

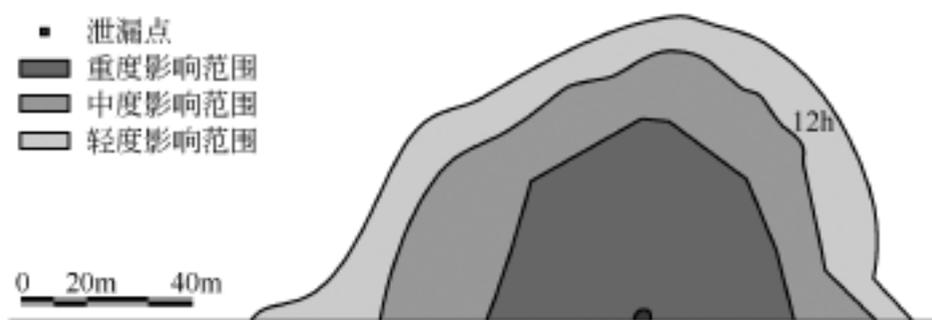


图 6-7 150mm 口径输油管线泄漏环境影响程度示意图 (历时 12h)

6.4 联合站设施的环境安全距离

6.4.1 联合站污染分析

6.4.1.1 大气污染物

油田联合站产生的大气污染物主要是烃类气体，烃类气体主要来自原油

处理设备和储罐的原油损耗，如油气分离器、原油储罐、沉降脱水罐等设备。

烃类气体进入大气环境的量与油气集输方式有关，一般开式流程原油损耗率约为 2% ~ 4%，密闭流程原油损耗率可降到 1% 以下。东辛采油厂各联合站大部分进行了密闭流程改造，或安装了大罐抽气装置，根据东辛采油厂技术检测站，2002 年 3 月对该厂部分联合站的检测，储罐罐车原油损耗率均小于 0.2%。检测结果见表 6-16。

表 6-16 东辛采油厂联合站原油损耗表

序号	站名	设计原油外输能力 / (10 ⁴ t a)	储罐蒸发损耗		平均日产油量 / (t d)	损耗率 / %
			t d	kg h		
1	辛一联	160	1.36	56.7	1713	0.08
2	辛三联	160	1.97	82.1	1739	0.11
3	永一联	65	1.26	52.5	1822	0.07
4	广利联	30	0.21	8.8	411	0.05

6.4.1.2 噪声

油田联合站的噪声主要来自站内各种泵类、压缩机等机械设备的运转。东辛采油厂目前有 7 座联合站，为了了解这些联合站的厂界噪声情况，油田环境监测总站于 2004 年 2 月 20 日对不同外输能力的 4 座联合站进行了监测，监测布点方式为每个厂界等距离布置 4 个监测点，监测结果见表 6-17 ~ 表 6-20。

表 6-17 辛一站厂界噪声监测结果

厂界方向	测点编号	监测值		
		上午	下午	夜间
西厂界 (长约 2000m)	1	57.9	58.1	56.2
	2	62.1	59.4	60.0
	3	58.8	54.0	57.9
	4	55.0	53.2	55.6
	平均	59.2	56.9	57.8

续表

厂界方向	测点编号	监测值		
		上午	下午	夜间
北厂界 (长约 2000m)	1	52.5	55.8	58.7
	2	53.5	57.0	57.2
	3	58.5	58.0	56.9
	4	56.8	53.5	56.7
	平均	56.0	56.4	57.5
东厂界 (长约 2000m)	1	57.1	53.6	62.9
	2	60.2	56.9	65.0
	3	65.7	64.3	57.1
	4	55.8	56.8	69.1
	平均	61.5	59.9	65.4
南厂界 (长约 2000m)	1	59.5	56.4	62.7
	2	60.3	70.5	56.4
	3	64.2	61.0	54.4
	4	56.3	54.0	64.4
	平均	61.0	65.2	61.2
设计原油外输能力	160 × 10 ⁴ t/a			

表 6-18 辛二站厂界噪声监测结果

厂界方向	测点编号	监测值		
		上午	下午	夜间
西厂界 (长约 130m)	1	52.2	49.5	48.9
	2	50.2	49.7	49.2
	3	50.7	49.8	49.8
	4	49.4	46.6	48.0
	平均	50.7	49.1	49.0
北厂界 (长约 131m)	1	54.0	53.7	49.8
	2	51.9	50.3	49.0
	3	50.6	54.3	50.0
	4	52.2	49.2	50.4
	平均	52.3	52.4	49.8

续表

厂界方向	测点编号	监测值		
		上午	下午	夜间
东厂界 (长约 130m)	1	56.2	65.5	48.9
	2	50.5	48.3	48.8
	3	51.3	44.6	46.6
	4	48.7	46.4	50.4
	平均	48.4	50.7	50.1
南厂界 (长约 130m)	1	54.4	50.7	48.8
	2	51.1	52.8	48.3
	3	47.9	46.9	50.1
	4	49.3	50.4	52.1
	平均	52.7	59.6	48.9
设计原油外输能力	73 × 10 ⁴ t/a			

表 6-19 辛三站厂界噪声监测结果

厂界方向	测点编号	监测值		
		上午	下午	夜间
西厂界 (长约 500m)	1	55.1	54.4	54.1
	2	60.6	62.3	58.1
	3	60.6	58.9	59.2
	4	66.8	66.7	62.8
	平均	62.7	62.7	59.6
北厂界 (长约 270m)	1	55.3	52.1	46.3
	2	55.4	51.0	48.6
	3	52.7	51.7	55.2
	4	59.9	56.9	58.7
	平均	56.6	53.6	54.7
东厂界 (长约 500m)	1	47.7	49.2	50.1
	2	54.4	55.5	59.0
	3	56.4	54.1	72.8
	4	69.1	75.4	54.4
	平均	54.5	49.7	50.8

续表

厂界方向	测点编号	监测值		
		上午	下午	夜间
南厂界 (长约 270m)	1	59.3	54.5	56.0
	2	47.8	43.1	45.2
	3	52.2	43.5	43.5
	4	46.8	47.0	43.5
	平均	63.5	69.5	67.0
设计原油外输能力	160 × 10 ⁴ t/a			

表 6-20 永一联厂界噪声监测结果

厂界方向	测点编号	监测值		
		上午	下午	夜间
西厂界	1	51.0	53.7	51.1
	2	62.3	65.6	65.9
	3	63.5	63.6	63.8
	4	62.1	60.1	60.4
	平均	61.5	62.5	62.7
北厂界	1	52.1	54.1	52.0
	2	49.6	49.5	48.0
	3	52.3	52.6	51.1
	4	48.6	45.8	46.7
	平均	50.9	51.5	50.0
南厂界	1	67.4	63.0	60.6
	2	62.7	67.6	64.3
	3	65.0	65.1	76.2
	4	76.2	73.7	64.0
	平均	71.2	69.3	70.8
东厂界	1	61.0	60.6	54.2
	2	54.2	55.3	50.6
	3	52.4	50.6	48.1
	4	49.9	47.3	57.6
	平均	56.5	56.2	54.1
设计原油外输能力	65 × 10 ⁴ t/a			

6.4.2 联合站环境影响安全距离

6.4.2.1 噪声环境影响安全距离

根据前面对东辛采油厂各联合站厂界噪声现状的调查，利用式 (5-27) ~ 式 (5-33) 估算达到 1 类、2 类功能区要求所需的噪声衰减距离，并取其中较大值作为联合站的噪声环境影响安全距离，见表 6-21。噪声环境限值见表 6-22。

表 6-21 联合站噪声环境影响安全距离

单位：m

站名	环境影响安全距离		环境影响安全距离	
	1 类区		2 类区	
	昼	夜	昼	夜
辛一站	5	12	3	7
辛二站	3	4	2	3
辛三站	7	14	4	9
永一站	9	20	6	12

表 6-22 噪声环境限值

声环境	1 类	2 类	3 类	4 类	标准号
昼间噪声/ dB(A)	55	60	65	70	GB 3096—1993
夜间噪声/ dB(A)	45	50	55	55	

由表 6-21 可知，在不考虑其他影响源的情况下，受体与联合站距离大于 20m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；受体与联合站距离大于 15m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

根据前面所述的不同程度影响距离及区域的确定原则和上面的环境安全距离估算结果，以辛一站为例，其噪声分布和环境影响范围见图 6-8 和图 6-9。图中灰色边界分别是昼间 1、2 类标准值，黑色区域噪声值是根据厂界实测值由内插法得出的厂内模拟噪声源强。

6.4.2.2 总烃环境影响安全距离

采用式 (5-20) ~ 式 (5-26)，计算东辛采油厂联合站总烃无组织排放的环境影响安全距离，估算结果见表 6-23。由于目前国内尚没有总烃的有关标准或限值，所以此处参考以色列标准一次浓度 $5.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

由实测及计算结果判断，在采取了密闭流程和大罐抽气装置后，年设计原油外输能力 $160 \times 10^4\text{t}$ 的联合站，总烃环境影响安全距离应为 165m；年设计原油

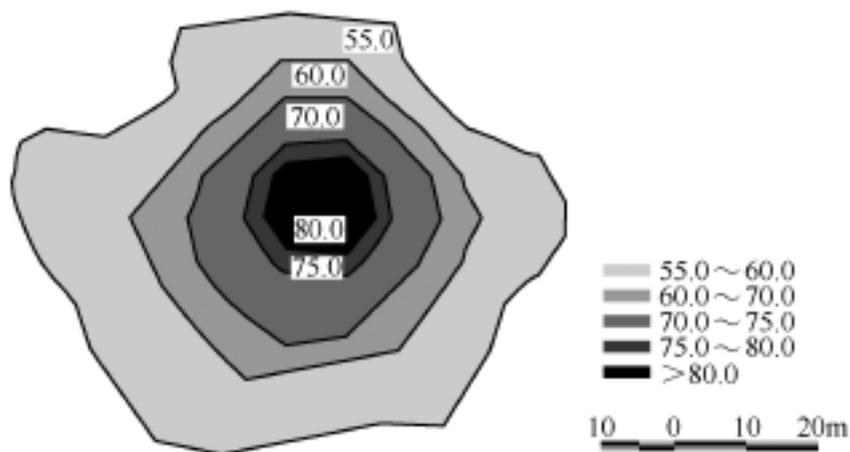


图 6-8 辛一站噪声等值线分布图

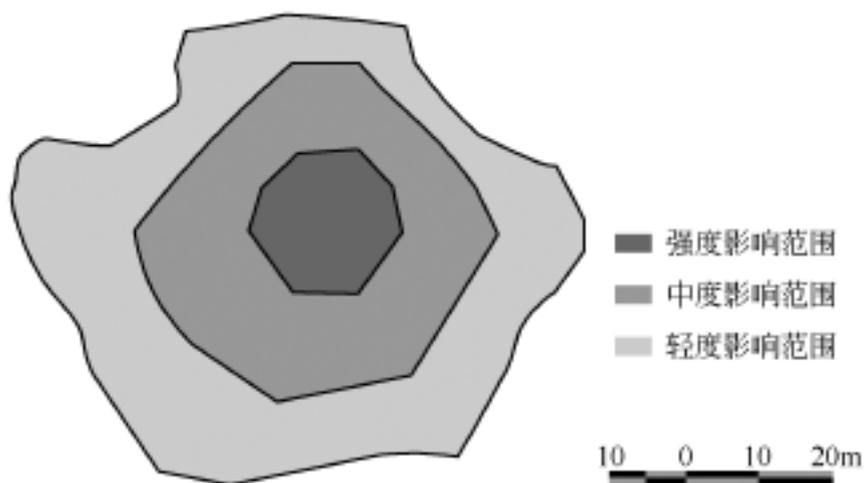


图 6-9 辛一站噪声环境影响范围

表 6-23 联合站总烃无组织排放环境影响安全距离

站名	设计原油外输能力/ (10^4 t/a)	源强/ (kg/h)	环境安全距离/ m
辛一联	160	56.7	109
辛三联	160	82.1	163
永一联	65	52.5	103
广利联	30	8.8	12

外输能力 65×10^4 t 的联合站，总烃环境影响安全距离应为 105m；年设计原油外输能力 30×10^4 t 的联合站，总烃环境影响安全距离应为 15m。

6.4.3 联合站环境风险安全距离

这里，主要研究联合站发生爆炸和火灾时的环境风险安全距离，估算主要针对站内的储油罐区来进行，并且假设最恶劣情况，即油罐因爆炸发生严重破裂引发气爆和火球。这样估算出的环境安全距离可能较实际情况要大一些，但却是保守和安全的。

爆炸环境风险安全距离按式 (5-41) 估算, 燃料燃烧的机械效率取 33%, 原油燃烧热取 10000kcal/kg; 损害等级不同, 经验常数 C_3 则取不同的值, 进而可算出不同损害程度下的安全距离。

火灾环境风险安全距离按式 (5-39) 估算。为便于计算, 将罐区简化为一个柱形罐贮存, W 取罐容量的 50%, 火球表面辐射通量取 270kW/m²。目标接收到的辐射通量据损害等级表按需取值, 再换算出损害半径。东辛采油厂联合站爆炸火灾环境风险安全距离如表 6-24 所列。

表 6-24 东辛采油厂联合站爆炸火灾环境风险安全距离

油罐总容量 / m ³	不同损害等级下的损害距离							
	A		B		C		D	
	火灾	爆炸	火灾	爆炸	火灾	爆炸	火灾	爆炸
15000	62	66	82	116	120	170	219	330
12000	54	57	75	109	112	159	210	311
10000	47	50	68	100	105	150	200	300
8000	40	42	64	91	98	140	185	281
5000	28	31	57	80	91	115	170	244
3000	22	25	47	69	82	102	156	209

经计算得出, 油罐总容量达到 10000m³ 时, 联合站爆炸火灾环境风险安全距离应为 300m; 油罐总容量为 8000m³ 时, 环境风险安全距离应为 280m; 油罐总容量为 5000m³ 时, 环境风险安全距离应为 240m; 油罐总容量为 3000m³ 时, 环境风险安全距离应为 200m。

6.5 计量站、注水站、配水间环境安全距离

6.5.1 计量站环境影响分析

计量站是油田的重要组成部分, 担负着各个油井的液、油、气三相计量任务。油田计量站产生的主要污染物为烃类气体和噪声。

6.5.1.1 大气污染物

计量站产生的大气污染物主要是烃类气体。根据调查, 计量站总烃排放量平均值为 100mg/s, 即日排放量为 8.64kg。根据井口伴生气的组成: 甲烷占 83%, 非甲烷烃占 16.5%, 则可计算出计量站日排放甲烷 7.14kg, 非甲烷烃 1.42kg。

6.5.1.2 噪声

计量站的噪声主要来自站内泵类的运转，根据对东辛一矿辛 37 计量站的监测，计量站的厂界噪声见表 6-25。

表 6-25 辛 37 计量站厂界噪声

监测点位	上午噪声/ dB(A)	下午噪声/ dB(A)	夜间噪声/ dB(A)
东厂界	54.9	47.7	48.8
南厂界	65.4	43.2	50.6
西厂界	48.8	45.9	61.6
北厂界	52.3	55.3	53.3

6.5.2 注水站环境影响分析

注水站是油田注水系统的核心部分，其主要作用是注水量的短时储备、计量、升压、注水一次分配和水质监控等。注水站产生的主要污染物为噪声。根据对东辛一矿辛 8 注水站的监测，注水站的厂界噪声见表 6-26。

表 6-26 辛 8 注水站的厂界噪声

监测点位	上午噪声/ dB(A)	下午噪声/ dB(A)	夜间噪声/ dB(A)
东厂界	64.9	55.6	60.0
南厂界	60.2	48.3	55.0
西厂界	56.4	54.3	61.6
北厂界	65.5	56.4	55.6

6.5.3 配水间环境影响分析

配水间担负着对注水站来水进行计量、调节、控制和向注水井分水的任务。配水间产生的主要污染物为噪声。根据对东辛一矿辛 34 配水间的监测，配水间的厂界噪声见表 6-27。

表 6-27 辛 34 配水间厂界噪声

监测点位	上午噪声/ dB(A)	下午噪声/ dB(A)	夜间噪声/ dB(A)
东厂界	64.5	47.7	67.8
南厂界	65.7	48.8	57.7
西厂界	68.4	46.4	56.1
北厂界	76.0	49.9	61.9

6.5.4 计量站、注水站、配水间环境影响安全距离

根据上面污染物分析，并结合式（5-20）~式（5-33）计算得出计量站、注水站、配水间环境影响安全距离，见表 6-28。

表 6-28 计量站、注水站、配水间环境影响安全距离

设施名称	环境影响因子	环境影响安全距离/ m			
		1 类区		2 类区	
辛 37 计量站	噪声	昼	夜	昼	夜
		4	8	3	5
	总烃	5			
辛 8 注水站	噪声	昼	夜	昼	夜
		5	9	3	5
	噪声	昼	夜	昼	夜
辛 34 配水间	噪声	昼	夜	昼	夜
		6	13	4	8

由表 6-28 可以得出如下结论。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与计量站距离大于 10m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；受体与计量站距离大于 5m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与计量站的距离大于 5m 时，受体环境中总烃的环境浓度小于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与注水站距离大于 10m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；受体与注水站距离大于 5m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与配水间距离大于 15m 时，对受体的噪声影响可以达到 1 类功能区的噪声限值；受体与配水间距离大于 10m 时，对受体的噪声影响可以达到 2 类功能区的噪声限值。

6.6 采油井场环境安全距离

6.6.1 采油井场污染物分析

6.6.1.1 大气污染物

采油井在生产过程中，由于密封不严，有一部分烃类气体（主要为伴生气），

从井口排入大气。根据《胜利油田开发建设对大气环境影响研究》，采油井口总烃排放量平均值为 273mg/s，即日排放量为 23.6kg。根据井口伴生气的组成：甲烷占 83%，非甲烷烃占 16.5%，则可计算出采油井口日排放甲烷 19.6kg，非甲烷烃 3.89kg。

6.6.1.2 噪声

采油井场噪声主要是抽油机运转时产生的，根据对油田几种常见抽油机的监测，采油井场噪声值见表 6-29。

表 6-29 采油井场噪声监测结果

序号	抽油机型号	噪声值/ dB(A)	井号	备注
1	10 型抽油机	74.3	辛 43-12	
2	皮带式抽油机 (DX-800)	83.7 79.0 75.8	营 1-N24、营 1-NX19、营 1-X41、营 1-X1、营 1-X42、营 1-X34、营 1-X32	丛式井组
3	皮带式抽油机 (600)	73.3	河 49	
4	链条抽油机	77.7	东辛边缘井	

6.6.2 采油井场环境影响安全距离

根据上面污染物分析，通过实际监测并结合模式计算，得出采油井场环境影响安全距离，见表 6-30。

表 6-30 采油井场噪声环境影响安全距离

设施名称	环境影响安全距离/ m			
	1 类区		2 类区	
	昼	夜	昼	夜
10 型抽油机	41	73	23	41
皮带式抽油机 (600)	38	65	21	37
链条式抽油机	61	108	34	61
丛式井组 (8 台皮带式抽油机)	86	136	48	77

由现场实测及计算结果得出以下结论。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与 10 型抽油机的采油井场的距离大于 75m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；距离大于 45m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与 600 型皮带式抽油机的采油井场的距离大于 65m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；距离大于 40m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与链条式抽油机的采油井场的距离大于 110m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；距离大于 65m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与丛式井组（8 台皮带式抽油机）的采油井场的距离大于 140m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；距离大于 65m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，按采油井平均日排放 23.6kg 烃类气体计算，受体与采油井场的距离大于 20m 时，受体环境中总烃的环境浓度小于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

6.6.3 采油井场环境风险安全距离

采油井场的环境风险主要来自人为破坏导致的原油泄漏或井喷，而发生井喷则为最不利影响情况。根据调查，井喷通常影响范围为 3000m^2 ，由此可得影响半径约为 30m。

若采油井场井喷伴有硫化氢气体，将井场视作点源非正常排放， H_2S 的环境浓度标准限值（见表 6-31）。采用计算式（5-6）可以得出单一气象条件下主下风向轴线 H_2S 扩散浓度分布场（见表 6-32），据此可以确定出不同 H_2S 影响程度下的环境安全距离。硫化氢泄漏历时 10min 的轴线浓度分布如图 6-10 所示，硫化氢泄漏不同历时浓度（15 ~ 30 min）分布 X-Y 图如图 6-11 所示。

表 6-31 H_2S 的环境浓度标准限值

类别	居住区最高容许浓度 / (mg/m^3)	车间最高容许浓度 / (mg/m^3)	厂界标准限值 / (mg/m^3)
H_2S	0.01	10	0.06
标准来源	TJ 36—1979	TJ 36—1979	GB 14554—1993

表 6-32 硫化氢泄漏主下风向轴线浓度分布场 单位： mg/m^3

距离/ m	预测时间/ min						
	10	15	20	25	30	35	40
100	16.8379	0	0	0	0	0	0
200	5.98676	0	0	0	0	0	0
300	2.981166	0	0	0	0	0	0

续表

距离/ m	预 测 时 间/ min						
	10	15	20	25	30	35	40
400	1.787561	0	0	0	0	0	0
500	1.195717	0	0	0	0	0	0
600	0.85893	8.52E-05	0	0	0	0	0
700	0.648629	1.02E-02	0	0	0	0	0
800	0.50825	0.08684	0	0	0	0	0
900	0.40972	0.20486	0	0	0	0	0
1000	0.337803	0.263625	0	0	0	0	0
1100	0.284698	0.26263	1.02E-07	0	0	0	0
1200	0.243506	0.237637	9.52E-06	0	0	0	0
1300	0.210668	0.209402	2.29E-04	0	0	0	0
1400	0.182599	0.184216	1.99E-03	0	0	0	0
1500	0.154492	0.162959	8.56E-03	0	0	0	0
1600	0.122867	0.145159	2.23E-02	0	0	0	0
1700	8.93E-02	1.30E-01	4.09E-02	8.54E-08	0	0	0
1800	5.87E-02	1.17E-01	5.87E-02	2.06E-06	0	0	0
1900	3.52E-02	1.07E-01	7.13E-02	2.42E-05	0	0	0
2000	1.00E-02	9.70E-02	7.76E-02	1.64E-04	0	0	0
2100	8.05E-03	8.83E-02	7.88E-02	7.16E-04	0	0	0
2200	5.06E-03	7.96E-02	7.68E-02	2.22E-03	0	0	0
2300	2.43E-03	7.03E-02	7.31E-02	5.24E-03	5.40E-08	0	0
2400	1.14E-03	6.00E-02	6.88E-02	9.97E-03	6.63E-07	0	0
2500	5.24E-04	4.90E-02	6.45E-02	1.60E-02	5.07E-06	0	0
2600	2.39E-04	3.82E-02	6.03E-02	2.24E-02	2.72E-05	0	0
2700	1.09E-04	2.83E-02	5.64E-02	2.83E-02	1.09E-04	0	0
2800	4.97E-05	2.00E-02	5.26E-02	3.30E-02	3.41E-04	3.16E-09	0
2900	2.27E-05	1.36E-02	4.89E-02	3.62E-02	8.67E-04	3.56E-08	0
3000	1.05E-05	8.90E-03	4.50E-02	3.79E-02	1.85E-03	2.68E-07	0
3100	4.87E-06	5.64E-03	4.07E-02	3.85E-02	3.43E-03	1.53E-06	0

续表

距离/ m	预 测 时 间/ min						
	10	15	20	25	30	35	40
3200	2.29E-06	3.48E-03	3.61E-02	3.82E-02	5.61E-03	6.84E-06	0
3300	1.09E-06	2.10E-03	3.11E-02	3.73E-02	8.28E-03	2.47E-05	0
3400	5.22E-07	1.25E-03	2.61E-02	3.60E-02	1.12E-02	7.42E-05	4.45E-09
3500	2.54E-07	7.30E-04	2.13E-02	3.45E-02	1.42E-02	1.90E-04	2.11E-08
3600	1.26E-07	4.22E-04	1.69E-02	3.29E-02	1.69E-02	4.22E-04	1.25E-07
3700	6.22E-08	2.42E-04	1.30E-02	3.10E-02	1.91E-02	8.33E-04	5.81E-07
3800	3.19E-08	1.38E-04	9.71E-03	2.90E-02	2.09E-02	1.48E-03	2.24E-06
3900	1.65E-08	7.86E-05	7.10E-03	2.67E-02	2.21E-02	2.39E-03	7.35E-06
4000	8.31E-09	4.46E-05	5.08E-03	2.43E-02	2.28E-02	3.58E-03	2.09E-05
4100	4.77E-09	2.53E-05	3.56E-03	2.16E-02	2.31E-02	5.00E-03	5.23E-05
4200	2.28E-09	1.43E-05	2.46E-03	1.89E-02	2.30E-02	6.57E-03	1.17E-04
4300	1.46E-09	8.15E-06	1.67E-03	1.63E-02	2.26E-02	8.21E-03	2.36E-04
4400	7.00E-10	4.64E-06	1.12E-03	1.37E-02	2.19E-02	9.80E-03	4.36E-04
4500	6.72E-10	2.65E-06	7.44E-04	1.13E-02	2.11E-02	1.13E-02	7.44E-04
4600	0.00E+00	1.52E-06	4.89E-04	9.12E-03	2.00E-02	1.26E-02	1.18E-03
4700	0	8.78E-07	3.19E-04	7.24E-03	1.88E-02	1.36E-02	1.76E-03
4800	0	5.09E-07	2.07E-04	5.65E-03	1.74E-02	1.44E-02	2.48E-03
4900	0	2.97E-07	1.33E-04	4.34E-03	1.59E-02	1.49E-02	3.32E-03
5000	0	1.74E-07	8.56E-05	3.29E-03	1.43E-02	1.52E-02	4.26E-03
5100	0	1.03E-07	5.48E-05	2.46E-03	1.27E-02	1.53E-02	5.25E-03
5200	0	6.07E-08	3.50E-05	1.81E-03	1.11E-02	1.52E-02	6.26E-03
5300	0	3.61E-08	2.23E-05	1.32E-03	9.57E-03	1.49E-02	7.23E-03
5400	0	2.18E-08	1.43E-05	9.58E-04	8.13E-03	1.44E-02	8.13E-03
5500	0	1.32E-08	9.09E-06	6.87E-04	6.80E-03	1.37E-02	8.93E-03
5600	0	8.20E-09	5.80E-06	4.89E-04	5.62E-03	1.30E-02	9.60E-03
5700	0	4.86E-09	3.71E-06	3.46E-04	4.58E-03	1.21E-02	1.01E-02
5800	0	3.00E-09	2.37E-06	2.43E-04	3.69E-03	1.12E-02	1.05E-02
5900	0	2.08E-09	1.52E-06	1.70E-04	2.94E-03	1.02E-02	1.08E-02
6000	0	1.21E-09	9.76E-07	1.19E-04	2.32E-03	9.14E-03	1.09E-02

注：由于缺乏采油井场井喷硫化氢泄漏量经验值，所以假设一次泄漏量 15kg，释放高度 5m，排放时间 10min。

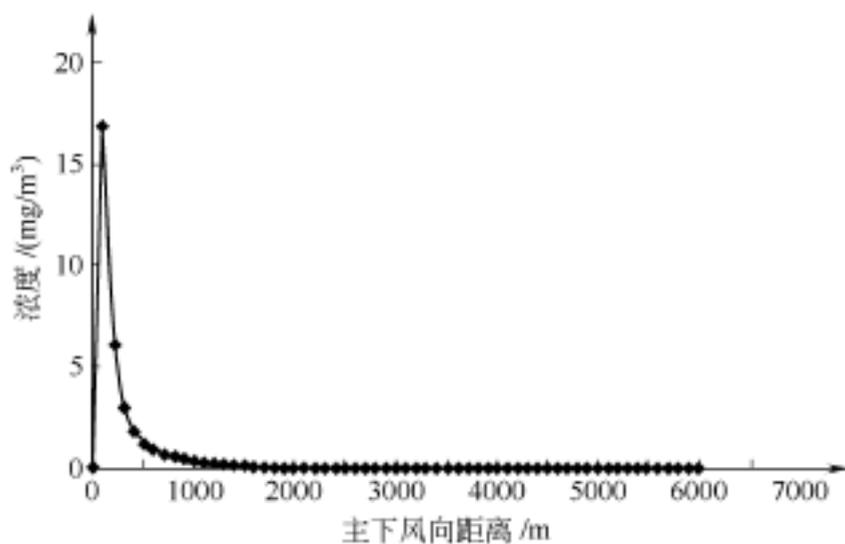


图 6-10 硫化氢泄漏历时 10min 时的轴线浓度分布

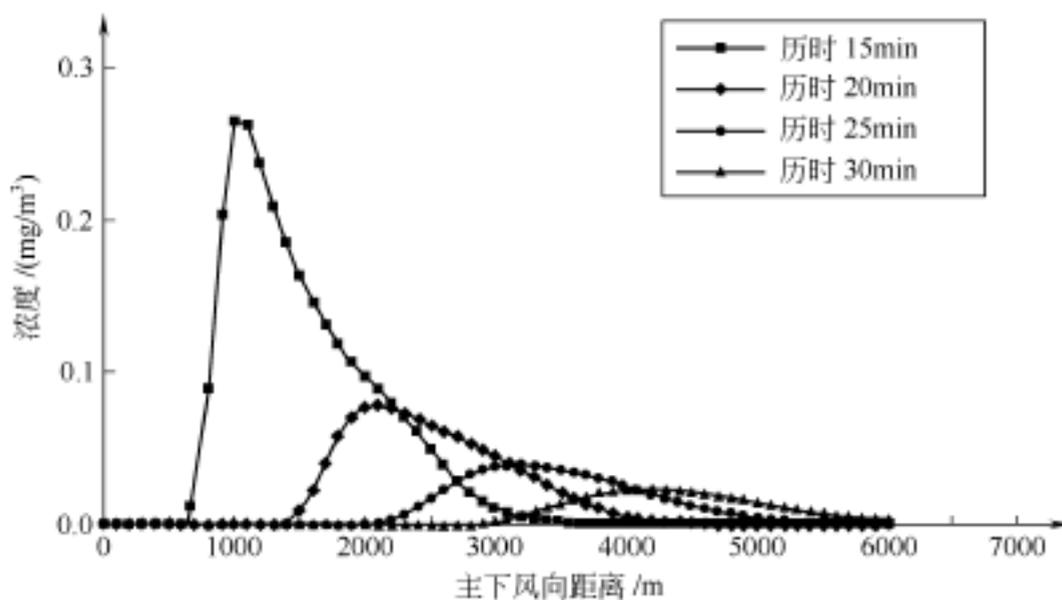


图 6-11 硫化氢泄漏不同历时浓度 (15 ~ 30min) 分布 X-Y 图

由表 6-31、表 6-32 及图 6-11，以居住区最高容许浓度为限值，可得各不同泄漏持续时段的安全距离（见表 6-33）。

表 6-33 硫化氢泄漏环境安全距离

持续时间/ min	安全距离估算值/ m
10	2000
15	3000
20	3800
25	4500
30	5200

6.7 钻井井场环境安全距离

6.7.1 钻井井场污染物分析

钻井过程中的大气污染物主要来自柴油机运转时排出的烟气，其主要污染物是烃类、一氧化碳和氮氧化物。由于柴油机排烟量与运转台数、负荷情况及柴油机工况有关，因此柴油机排烟量不是个定值。根据调查分析，柴油机排放烟气中所含污染物见表 6-34。

表 6-34 柴油机污染物排放量

序 号	污 染 物	排放量/ (kg/ h)
1	总烃	3.83
2	一氧化碳	10.5
3	二氧化氮	2.3

钻井噪声主要来自柴油机、发电机组、钻机、钻井泵等机械设备的运转，钻井常用设备噪声值见表 6-35。

表 6-35 钻井常用设备噪声值

序 号	设备名称	噪声值/ dB(A)
1	柴油机	100 ~ 120
2	钻井泵	97 ~ 100
3	发电机组	100 ~ 110

6.7.2 钻井井场环境影响安全距离

为了了解钻井井场产生的噪声对环境的影响，我们对正在进行钻井施工的辛 68-X106 井进行了现场监测。监测结果见表 6-36。

表 6-36 钻井井场噪声监测结果

监测地点	监 测 时 段			
	昼 间		夜 间	
辛 68-X106	噪声值/ dB(A)	测点距井场/ m	噪声值/ dB(A)	测点距井场/ m
	59.0	260	56.4	310

从表 6-36 中可以看出，昼间，距离钻井井场 260m 时可以达到 2 类功能区环境噪声标准 [60dB (A)]；夜间，距离钻井井场 310m 时仍不能达到 2 类功能区

环境噪声标准 [50dB (A)]。根据以上现场监测结果，结合式 (5-27) ~ 式 (5-33)，计算得出钻井井场噪声影响的环境安全距离。

钻井井场噪声、总烃和氮氧化物的环境影响安全距离，见表 6-37。

表 6-37 钻井井场环境影响安全距离

环境影响因子	环境影响安全距离/ m			
	1 类 区		2 类 区	
噪 声	昼间	夜间	昼间	夜间
		410	950	260
总 烃	35 m			
氮 氧 化 物	58 m			

由表 6-37 可以得出以下结论。

受体与钻井井场距离大于 950m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；受体与钻井井场距离大于 510m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与钻井井场的距离大于 35m 时，受体环境中总烃的环境浓度小于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与钻井井场的距离大于 60m 时，受体环境中氮氧化物的浓度达到二级环境标准。

6.7.3 钻井井场环境风险安全距离

钻井井场事故时的环境风险安全距离，主要考虑发生井喷时的情况。若井喷时无 H_2S 泄漏，则其影响范围为 3000m^2 ，影响半径约为 30m。

若井喷时伴有 H_2S 泄漏，则将井场视作点源非正常排放，采用计算式 (5-6) 可以得出单一气象条件下轴线浓度分布场 (表 6-38)，根据 H_2S 的标准限值，可以确定出不同影响程度下对应的环境安全距离。根据不同程度影响距离及 H_2S 浓度场估算结果，得出 H_2S 泄漏时间分别为 10min、15min、20min、25min、30min 时的轴线浓度分布图，坐标原点是泄漏源，见图 6-12 ~ 图 6-18。

表 6-38 H_2S 井喷泄漏不同时段轴线浓度分布 单位： mg/m^3

距离/ m	预测时间/ min						
	10	15	20	25	30	35	40
100	77.4654	0	0	0	0	0	0
200	30.8688	0	0	0	0	0	0
300	17.1932	0	0	0	0	0	0

续表

距离/ m	预测时间/ min						
	10	15	20	25	30	35	40
400	10.2122	0	0	0	0	0	0
500	6.9554	0	0	0	0	0	0
600	5.1277	0.0002	0	0	0	0	0
700	3.8321	0.0612	0	0	0	0	0
800	3.1023	0.6754	0	0	0	0	0
900	2.4812	1.5958	0	0	0	0	0
1000	2.0654	1.8455	0	0	0	0	0
1100	1.7615	1.7245	0	0	0	0	0
1200	1.5210	1.5032	0	0	0	0	0
1300	1.3212	1.3145	0.0009	0	0	0	0
1400	1.1565	1.1230	0.0132	0	0	0	0
1500	0.9778	1.0280	0.0690	0	0	0	0
1600	0.7312	0.9220	0.1948	0	0	0	0
1700	0.4832	0.8298	0.3565	0	0	0	0
1800	0.2798	0.7532	0.4885	0	0	0	0
1900	0.1384	0.6853	0.5585	0.0001	0	0	0
2000	0.0557	0.6265	0.5735	0.0008	0	0	0
2100	0.0263	0.5845	0.5591	0.0049	0	0	0
2200	0.0077	0.5191	0.5285	0.0180	0	0	0
2300	0.0031	0.4526	0.4964	0.0465	0	0	0
2400	0.0009	0.3725	0.4654	0.0931	0	0	0
2600	0.0001	0.2012	0.4089	0.2072	0.0001	0	0
2800	0	0.0800	0.3593	0.2816	0.0024	0	0
3000	0	0.0255	0.3061	0.2982	0.0167	0	0
3100	0	0.0132	0.2728	0.2933	0.0331	0	0
3200	0	0.0064	0.2347	0.2839	0.0559	0	0
3400	0	0.0015	0.1524	0.2609	0.1114	0.0004	0
3600	0	0.0003	0.0810	0.2356	0.1585	0.0036	0
3800	0	0.0001	0.0371	0.2055	0.1831	0.0145	0
4000	0	0	0.0143	0.1639	0.1872	0.0375	0

注：由于缺乏 H₂S 的井喷泄漏量经验值，这里假设一次泄漏量 50kg，释放高度 10m，D 类大气稳定度，排放口风速 3.0m/ s。

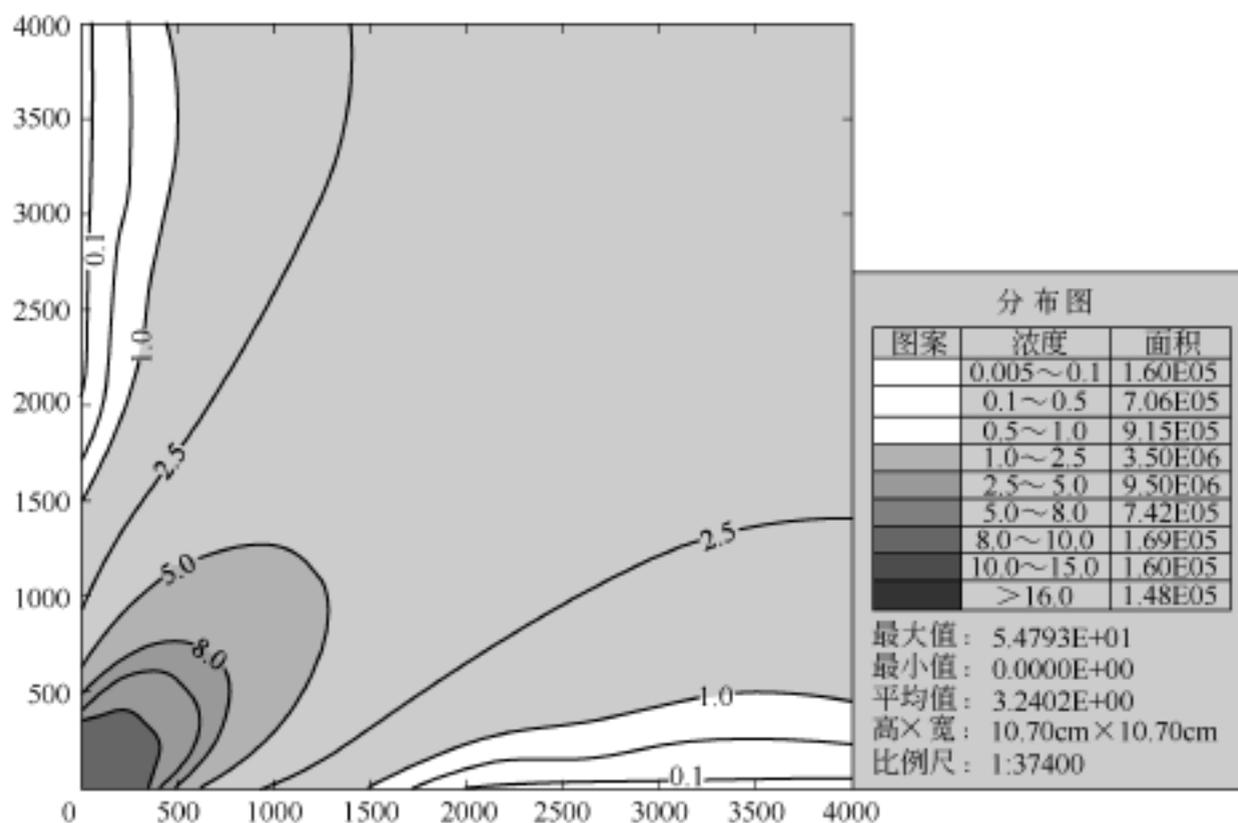


图 6-12 H₂S 泄漏 10min 的轴线浓度分布

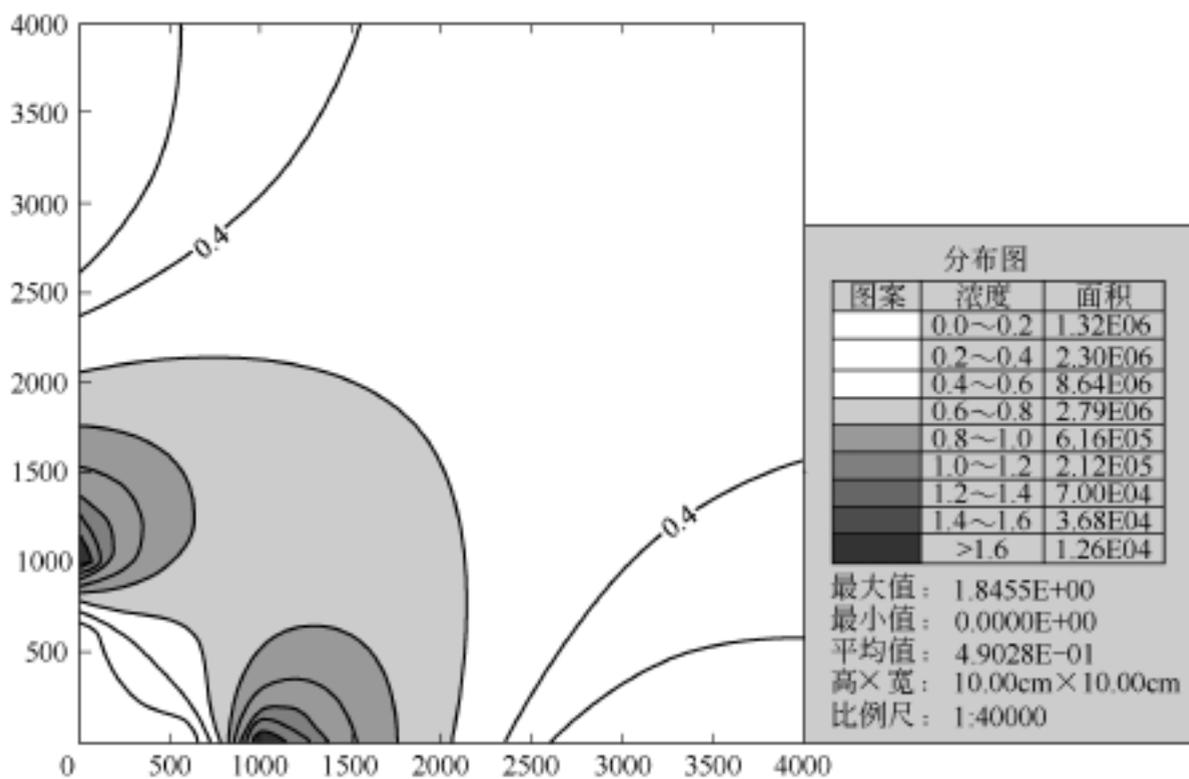


图 6-13 H₂S 泄漏 15min 的轴线浓度分布

由表 6-38 及不同泄漏时间的浓度分布，以居住区最高容许浓度为限值，可得出不同泄漏持续时段的环境风险安全距离如表 6-39 所列。

从表 6-39 中 H₂S 浓度分布可以得出以下结论：钻井井场若发生 H₂S 泄

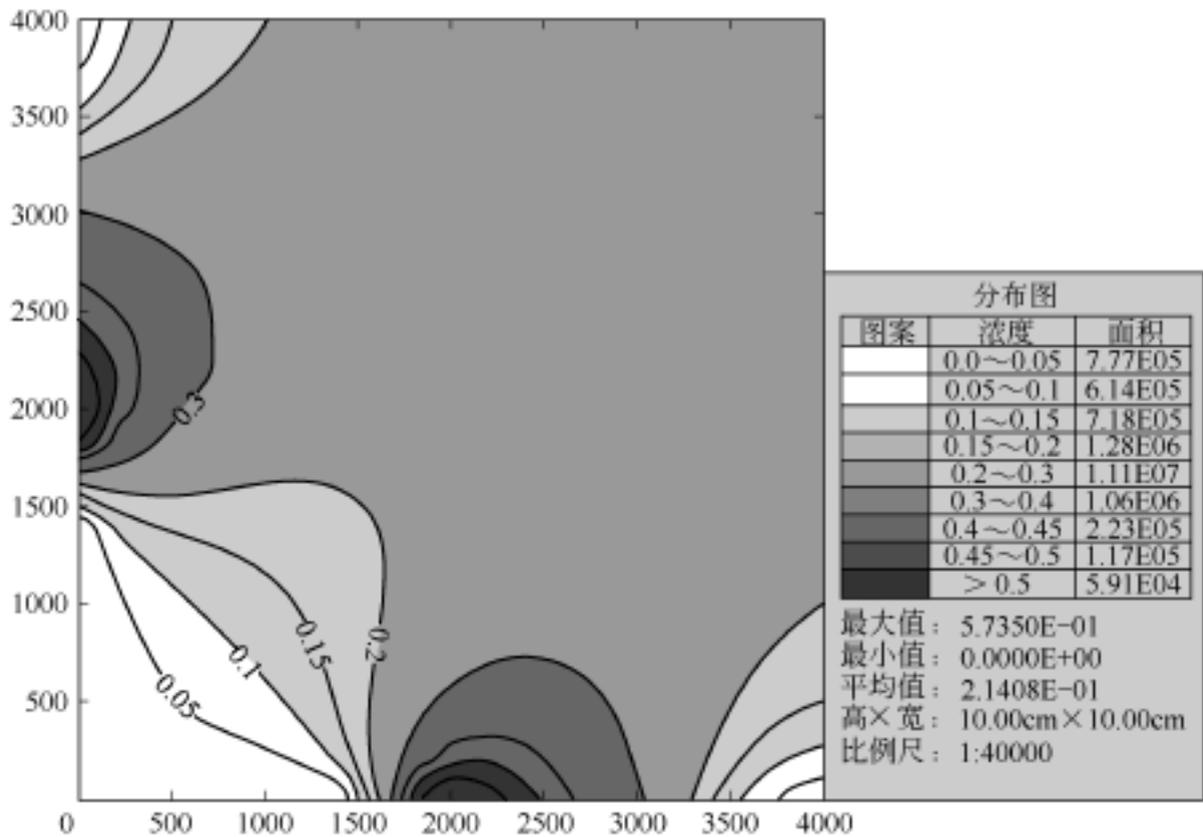


图 6-14 H₂S 泄漏 20min 的轴线浓度分布

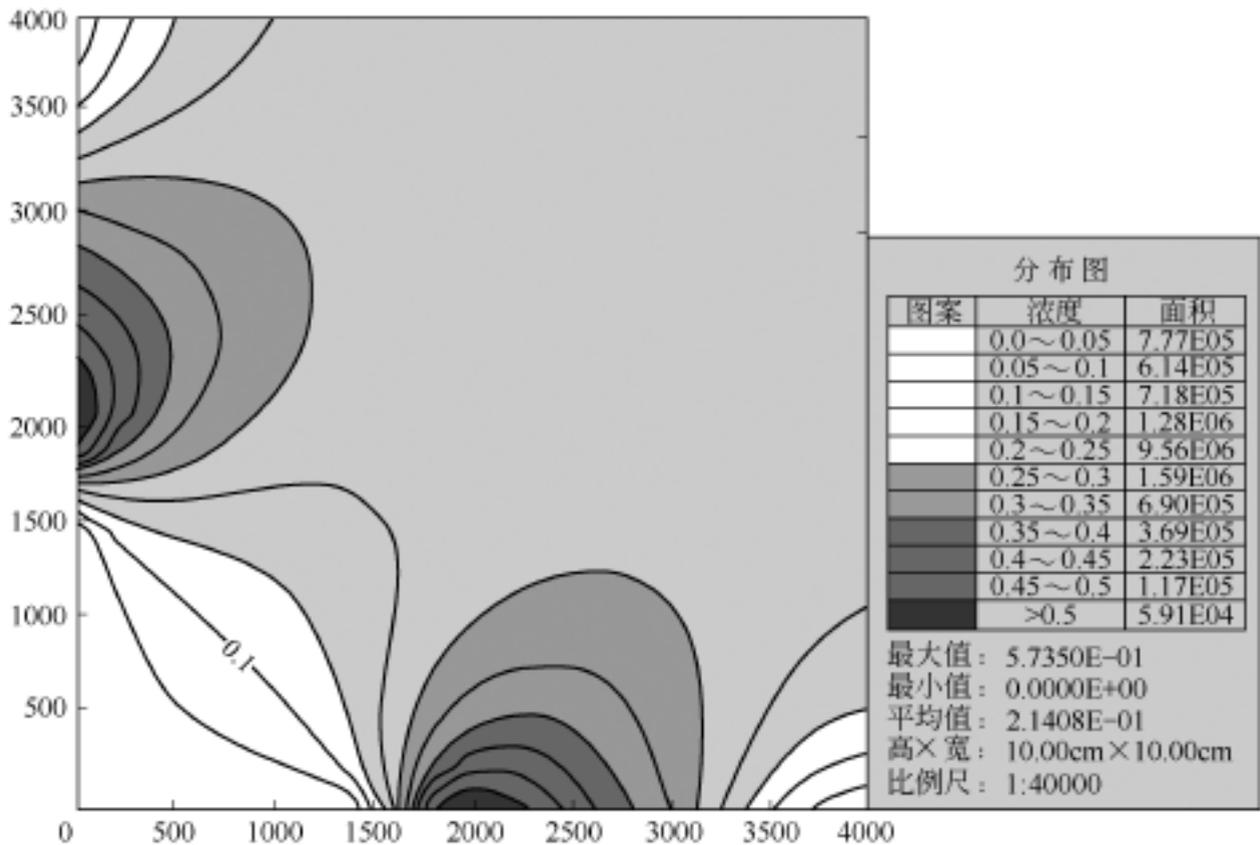


图 6-15 H₂S 泄漏 25min 的轴线浓度分布

漏（风险影响），若泄漏发生 10min，则受体与井场的距离大于 2100m，可以达到《工业企业卫生设计标准》中居住区 H₂S 最高容许浓度的要求；按

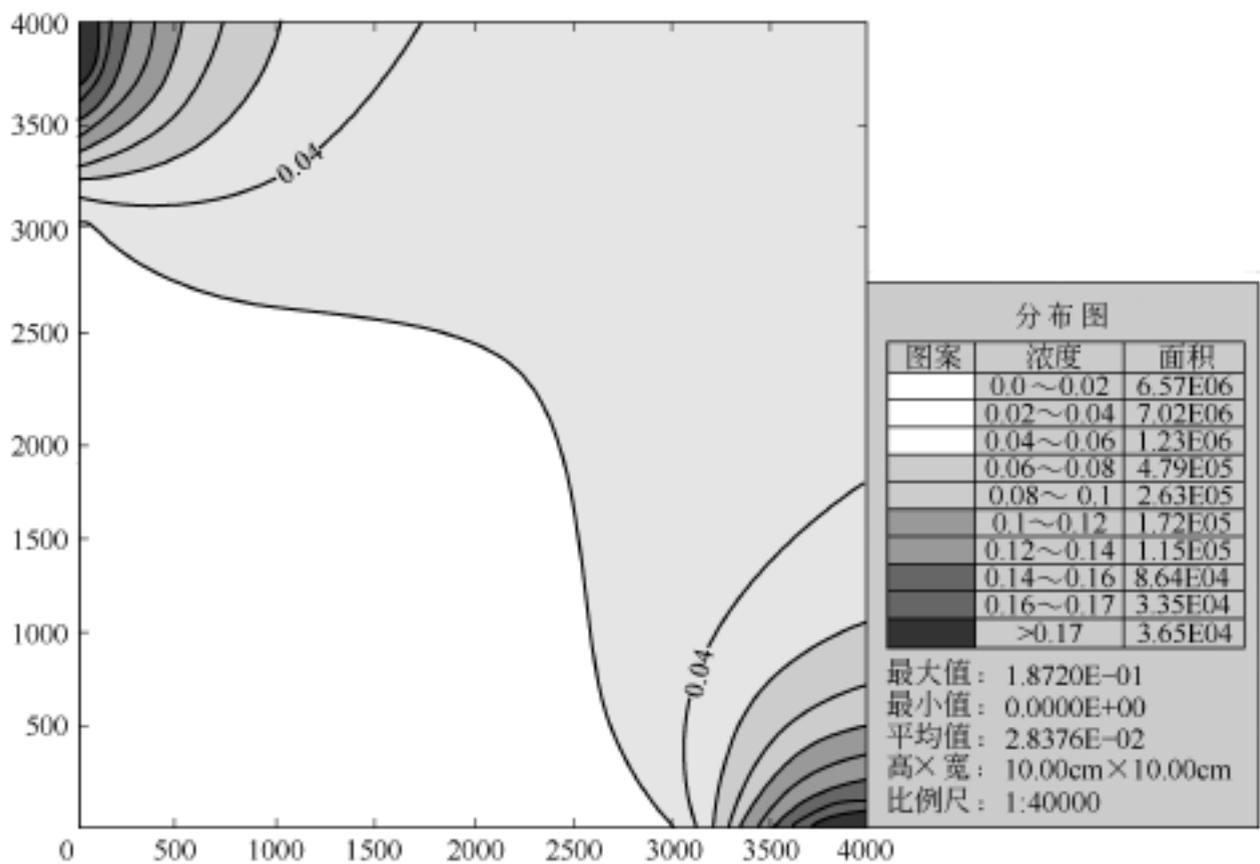


图 6-16 H₂S 泄漏 30min 的轴线浓度分布

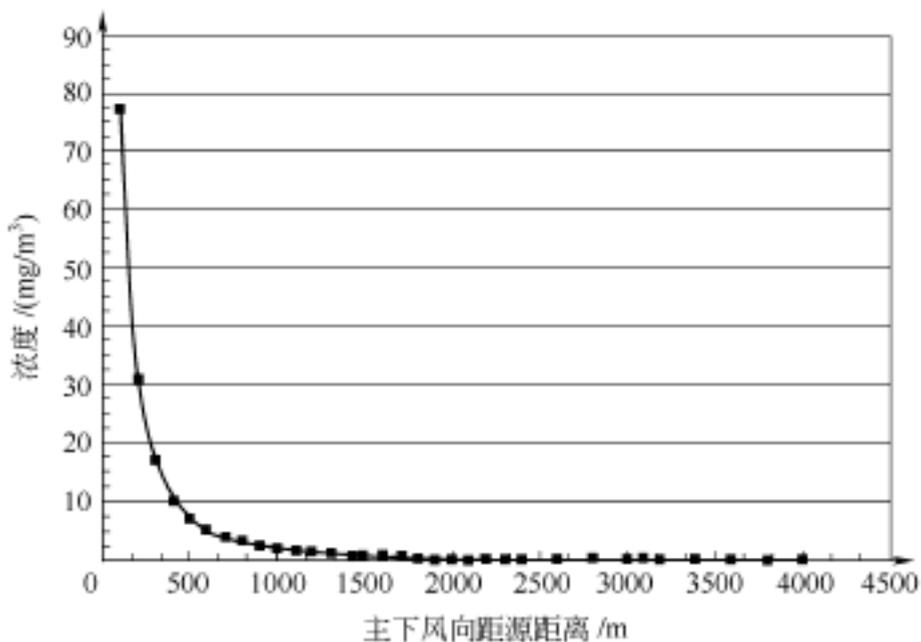


图 6-17 硫化氢泄漏 10min 轴线浓度分布 X-Y 图

此标准要求，泄漏发生 15 min，则受体与井场的距离应大于 3200m；若泄漏发生 15 min，则受体与井场的距离应大于 4100m；若泄漏发生 25 min，则受体与井场的距离应大于 4800m；若泄漏发生 30 min，则受体与井场的距离应大于 5400m。

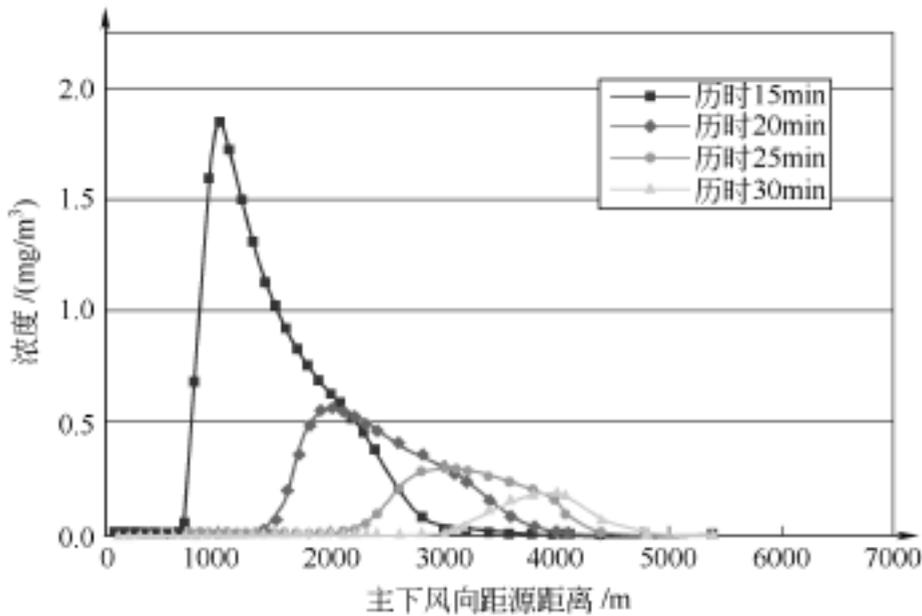


图 6-18 H₂S 泄漏不同时段轴线浓度分布 (X-Y 图)

表 6-39 不同泄漏持续时段的环境风险安全距离

持续时间/ min	安全距离估算值/ m	居住区最高容许浓度/ (mg/ m ³)
10	2100	0.01
15	3200	
20	4100	
25	4800	
30	5400	

6.8 作业井场设施环境安全距离

6.8.1 作业井场污染物分析

作业井场主要产生噪声、烃类气体等污染物。噪声主要来自通井机、压裂车、泵车等机械设备的运转，作业常用机械噪声值见表 6-40。

表 6-40 钻井常用机械噪声值

序号	设备名称	噪声值/ dB(A)
1	通井机	90 ~ 100
2	压裂车	95 ~ 100

油井大修作业过程中，有大量伴生气进入大气；同时，落地原油中的轻质组分也挥发进入大气。根据调查分析，此时的源强仍按采油井正常生产时的源强计算。

6.8.2 作业井场设施环境影响安全距离

为了了解作业井场噪声对环境的影响，我们对正在进行作业施工的辛 50-37 井进行了现场监测。监测结果见表 6-41。

表 6-41 作业井场噪声监测结果

监测地点	监测时段			
	昼间		夜间	
辛 50-37 井	噪声值/ dB(A)	测点与井场距离/ m	噪声值/ dB(A)	测点与井场距离/ m
		59.2	75	48.1

从表 6-41 中可以看出，距离作业井场 75m 时，可以达到 2 类功能区昼间环境噪声标准 [60dB (A)]；距离钻井井场 90m 时，可以达到 2 类功能区夜间环境噪声标准 [50dB (A)]。根据以上现场监测结果，计算得出钻井井场噪声影响的环境安全距离。作业井场噪声和总烃的环境影响安全距离，见表 6-42。

表 6-42 作业井场环境影响安全距离

环境影响因子	环境影响安全距离/ m			
	1 类区		2 类区	
噪声	昼间	夜间	昼间	夜间
		121	130	75
总烃	35 m			

由表 6-42 可以得出以下结论。

受体与作业井场距离大于 130m 时，受体的环境噪声可以达到 1 类功能区的噪声限值；受体与作业井场距离大于 90m 时，受体的环境噪声可以达到 2 类功能区的噪声限值。

在不考虑其他影响源的情况下，受体与钻井井场的距离大于 35m 时，受体环境中总烃的环境浓度小于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

6.8.3 作业井场环境风险安全距离

作业井场事故时的环境风险安全距离，主要考虑发生井喷的情况。若井喷时无 H_2S 泄漏，则其影响范围为 3000m^2 ，影响半径约 30m。

若井喷时伴有 H_2S 泄漏，则环境风险安全距离参照钻井井场的计算结果。

6.9 结论

本项工作以东辛采油厂为研究实例，将油田已建油气生产设施划分为管线、站库、井场等类型，通过现场监测、类比调查等方式，收集了大量工程及环境资料，在此基础上结合有关数学模型进行了计算，得出各类油田已建油气生产设施环境影响安全距离及环境风险安全距离。

6.9.1 设施分类结论

东辛采油厂已建油气生产设施主要有管线、站库、井场等类型，其中管线主要包括单井油管线、集油管线、输油管线、输气管线、污水管线、注水干线、单井注水管线、玻璃钢管线；站库主要包括联合站、计量站、配水间、注水站；井场主要包括采油井场、钻井井场和作业井场。

6.9.2 管线设施环境风险安全距离结论

(1) 单井油管线或集油管线

管线口径为 50~200mm 的单井油管线或集油管线，在泄漏 1h 情况下，环境风险安全距离为 15~50m；管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 7~11m。

(2) 输油管线

管线口径为 150~500mm 的输油管线，在泄漏 1h 的情况下，环境风险安全距离为 45~150m；管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 16~30m。

(3) 天然气管线

管线口径为 50~400mm 的输油管线，在工作压力 0.2MPa 的情况下，环境风险安全距离在 800~1600m 之间；在工作压力 > 0.2MPa 的情况下，环境风险安全距离在 1000~1300m 之间。

(4) 污水管线

管线口径为 48~820mm 的污水管线，在泄漏 1h 的情况下，环境风险安全距离为 6~180m；管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 2~20m。

(5) 注水干线

在泄漏时间 1h 的情况下，压力为 16MPa、口径为 60~273mm 的注水干线，环境风险安全距离为 23~101m，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4~19m；压力为 25MPa、口径为 68~180mm 的注水干线，环境风险安全距离为 30~80m，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 10~14m；压力为 32MPa、口径为 68~140mm 的注水干线，环境风险安全距离为 40~75m，管线

口径每增加一级，环境风险安全距离增加 10 ~ 15m。

(6) 单井注水管线

管线口径为 60 ~ 114mm、压力为 13MPa 的单井注水管线，在泄漏 1h 的情况下，环境风险安全距离为 21 ~ 40m，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4 ~ 5m。

(7) 玻璃钢管线

在泄漏 1h 的情况下，公称压力为 0.6MPa 的各口径玻璃钢管线，环境风险安全距离在 11 ~ 44m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 3 ~ 8m；公称压力为 1.0MPa 的各口径玻璃钢管线，环境风险安全距离在 12 ~ 50m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4 ~ 8m；公称压力为 1.6MPa 的各口径管线，环境风险安全距离在 14 ~ 56m 之间，管线口径每增加一级，环境风险安全距离增加 4 ~ 8m。

6.9.3 站库设施环境安全距离结论

(1) 联合站

联合站环境影响安全距离

- 1) 联合站噪声环境影响安全距离，处于 1 类区为 20m，处于 2 类区为 15m；
- 2) 联合站总烃环境影响安全距离，年设计原油外输能力 160×10^4 t 的联合站，为 165m；年设计原油外输能力 65×10^4 t 的联合站，为 105m；年设计原油外输能力 30×10^4 t 的联合站，为 15m。

联合站环境风险安全距离

油罐总容量达到 10000m^3 的联合站，环境风险安全距离应为 300m；油罐总容量为 8000m^3 时，环境风险安全距离应为 280m；油罐总容量为 5000m^3 时，环境风险安全距离应为 240m；油罐总容量为 3000m^3 时，环境风险安全距离应为 200m。

(2) 计量站、注水站、配水间

处于 1 类及 2 类城市环境噪声功能区域的噪声环境影响安全距离，计量站分别为 10m、5m；注水站分别为 10m、5m；配水间分别为 15m、10m。

计量站的总烃环境影响安全距离为 5m。

6.9.4 井场设施环境安全距离结论

(1) 井场设施环境影响安全距离

1) 10 型抽油机的采油井场，达到 1 类区及 2 类区噪声标准的环境影响安全距离分别为 75m 和 45m；

2) 链条式抽油机的采油井场，达到 1 类区及 2 类区噪声标准的环境影响安

全距离分别为 110m 和 65m;

3) 600 型皮带式抽油机的采油井场, 达到 1 类区及 2 类区噪声标准的环境影响安全距离分别为 65m 和 40m;

4) 丛式井组 (8 台皮带式抽油机) 采油井场, 达到 1 类区及 2 类区噪声标准的环境影响安全距离分别为 140m 和 65m;

5) 钻井井场, 达到 1 类区及 2 类区噪声标准的环境影响安全距离分别为 950m 和 510m;

6) 作业井场, 达到 1 类区及 2 类区噪声标准的环境影响安全距离分别为 130m 和 90m;

7) 采油井场总烃的环境影响安全距离为 20m; 钻井井场为 35m; 作业井场为 35m。

(2) 井场设施环境风险安全距离

1) 若井喷时无 H₂S 泄漏, 则其影响范围为 3000m², 影响半径约 30m;

2) 采油井场若发生 H₂S 泄漏 (风险影响, 假设状态), 若泄漏发生 10min, 则受体与井场的距离大于 2000m, 可以达到《工业企业卫生设计标准》中居住区 H₂S 最高容许浓度的要求; 按此标准要求, 泄漏发生 15min, 则受体与井场的距离应大于 3000m; 若泄漏发生 20min, 则受体与井场的距离应大于 3800m; 若泄漏发生 25min, 则受体与井场的距离应大于 4500m; 若泄漏发生 30min, 则受体与井场的距离应大于 5200m;

3) 钻井井场若发生 H₂S 泄漏 (风险影响, 假设状态), 若泄漏发生 10min, 则受体与井场的距离大于 2100m, 可以达到《工业企业卫生设计标准》中居住区 H₂S 最高容许浓度的要求; 按此标准要求, 泄漏发生 15min, 则受体与井场的距离应大于 3200m; 若泄漏发生 20min, 则受体与井场的距离应大于 4100m; 若泄漏发生 25min, 则受体与井场的距离应大于 4800m; 若泄漏发生 30min, 则受体与井场的距离应大于 5400m。

各类设施环境安全距离汇总见表 6-43 ~ 表 6-46。

表 6-43 站库环境安全距离

类别	正常生产		异常事故	
	环境影响因子	环境影响安全距离	环境风险因子	环境风险安全距离
联合站	噪声	1 类区 20m 2 类区 15m	爆炸、火灾	(1) 油罐总容量 10000m ³ , 300m; (2) 油罐总容量 8000m ³ , 280m; (3) 油罐总容量 5000m ³ , 240m; (4) 油罐总容量 3000m ³ , 200m
	总烃	(1) 设计外输能力 160 × 10 ⁴ t, 165m; (2) 设计外输能力 65 × 10 ⁴ t, 105m; (3) 设计外输能力 30 × 10 ⁴ t, 15m		

类别	正常生产		异常事故	
	环境影响因子	环境影响安全距离	环境风险因子	环境风险安全距离
计量站	噪声	1类区 10m 2类区 5m	爆炸、火灾	(1)油罐总容量 10000m ³ , 300m; (2)油罐总容量 8000m ³ , 280m; (3)油罐总容量 5000m ³ , 240m; (4)油罐总容量 3000m ³ , 200m
	总烃	5m		
注水站	噪声	1类区 10m 2类区 5m		
配水间	噪声	1类区 15m 2类区 10m		

表 6-44 井场环境安全距离

类别	正常生产		异常事故	
	环境影响因子	环境影响安全距离	环境风险因子	环境风险安全距离
采油井场	噪声	(1)10型抽油机 1类区 75m 2类区 45m (2)600型皮带式抽油机 1类区 65m 2类区 40m (3)链条式抽油机 1类区 110m 2类区 65m (4)丛式井组(8台皮带式抽油机) 1类区 140m 2类区 65m	人为破坏,导致井喷	影响范围 3000m ² , 半径 30m
	总烃	20m	井喷且伴有 H ₂ S (假设一次泄漏量 15kg, 持续时间 10min, 释放高度 5m)	泄漏发生 10min, 距离应大于 2000m; 泄漏发生 15min, 距离应大于 3000m; 泄漏发生 20min, 距离应大于 3800m; 泄漏发生 25min, 距离应大于 4500m; 泄漏发生 30min, 距离应大于 5200m

类别	正常生产		异常事故	
	环境影响因子	环境影响安全距离	环境风险因子	环境风险安全距离
钻井井场	噪声	1类区 950m 2类区 510m	井喷	影响范围 3000m ² , 半径 30m
	总烃	35m	井喷且伴有 H ₂ S (假设一次泄漏量 50kg, 持续时间 10min, 释放高度 10m)	泄漏发生 10min, 距离应大于 2100m; 泄漏发生 15min, 距离应大于 3200m; 泄漏发生 20min, 距离应大于 4100m
	二氧化氮	60m		泄漏发生 25min, 距离应大于 4800m; 泄漏发生 30min, 距离应大于 5400m
作业井场	噪声	1类区 130m 2类区 90m	井喷	影响范围 3000m ² , 半径 30m
	总烃	35m	井喷且伴有 H ₂ S	与钻井井场相同

表 6-45 管线环境风险安全距离 (一)

类别	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m
单井油管线和集油管线	50	1.6	15
	80	1.6	22
	100	1.6	27
	150	1.6	38
	200	1.6	49
输油管线	150	2.5	44
	200	2.5	60
	250	2.5	74
	300	2.5	88
	350	2.5	101
	400	2.5	119
	500	2.5	148
污水管线	48	1.6	6
	60	1.6	8
	76	1.6	9

续表

类别	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m
污水管线	89	1.6	11
	114	1.6	20
	133	1.6	29
	159	1.6	34
	219	1.6	44
	273	1.6	55
	325	1.6	67
	377	1.6	76
	426	1.6	88
	529	1.6	108
	630	1.6	130
	720	1.6	160
	820	1.6	180
单井注水管线	60	13	21
	76	13	25
	89	13	30
	108	13	40
	114	13	40
注水干线	60	16	23
	76	16	27
	89	16	33
	114	16	43
	159	16	60
	168	16	60
	219	16	79
	245	16	92
	273	16	101
	68	25	29
	89	25	42
	108	25	52
	127	25	64
	180	25	78

续表

类别	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m
注水干线	68	32	37
	89	32	52
	108	32	63
	140	32	73
玻璃钢管线	DN100	PN1.0	15
	DN150	PN0.6	19
	DN200	PN0.6	23
	DN250	PN0.6	28
	DN300	PN0.6	33
	DN350	PN0.6	41
	DN400	PN0.6	44
	DN500	PN0.6	44
	DN600	PN0.6	44
	DN700	PN0.6	44
	DN800	PN0.6	44
	DN150	PN1.0	19
	DN200	PN1.0	23
	DN250	PN1.0	28
	DN300	PN1.0	33
	DN350	PN1.0	41
	DN400	PN1.0	46
	DN500	PN1.0	50
	DN600	PN1.0	50
	DN700	PN1.0	50
	DN800	PN1.0	50
	DN100	PN1.6	14
	DN150	PN1.6	19
	DN200	PN1.6	23
	DN250	PN1.6	28
	DN300	PN1.6	33
	DN350	PN1.6	41
	DN400	PN1.6	46

续表

类别	口径/ mm	压力/ MPa	环境风险安全距离/ m
玻璃钢管线	DN500	PN1.6	55
	DN600	PN1.6	56
	DN700	PN1.6	56

表 6-46 管线环境风险安全距离 (二)

类别	口径/ mm	环境风险安全距离/ m	
		压力 0.2MPa	压力 > 0.2MPa
天然气管线	50	755 ~ 1510	755 ~ 1776
	80	755 ~ 2626	755 ~ 3091
	100	755 ~ 3464	755 ~ 4095
	150	755 ~ 5073	755 ~ 5073
	200	755 ~ 5073	755 ~ 5073
	250	755 ~ 5073	755 ~ 5073
	300	755 ~ 5073	755 ~ 5073
	350	755 ~ 5073	755 ~ 5073
	400	755 ~ 5073	755 ~ 5073

6.10 对策和建议

通过以上研究可以认为，油田生产设施存在一定的环境影响甚至环境风险。油田生产单位所在城市或区域进行区域发展规划时，应该参照国家有关规定和这里所提出的油田生产主要设施环境安全距离，对油田已建设施采取适宜距离的避让。

6.10.1 针对已建生产设施噪声影响的建议

对于油田已建站库，建议在其周围 20m 范围内，不要规划建设以居住、文教机关为主的区域；在 15m 范围内，不要规划建设居住、商业、工业混杂区域。

对于 10 型抽油机的采油井场，建议在其周围 75m 范围内，不要规划建设以居住、文教机关为主的区域；在 45m 范围内，不要规划建设居住、商业、工业混杂区域；对于使用链条式抽油机的采油井场，相应避让距离分别为 110m 和 65m；对于使用 600 型皮带式抽油机的采油井场，相应避让距离分别为 65m

和 40m。

6.10.2 针对管道泄漏问题的建议

加强管道防腐技术改造和研究，加强管道安全巡视、监督和管理；适宜管段要根据管道压力、输液量等参数设置护坡，并定期维护；当管线通过居民区、农田、公路等重要地段时，应采取措施增强该段管线应力，如加厚管壁、选用强度较高的管材等；或对该段管线增加套管。

管道所经区域政府和环境管理部门进行区域规划时，要充分考虑油气等管道的环境风险，应该在参照国家有关规定和本研究所估算的管道环境安全距离的基础上，对管道采取适宜距离的避让，对管道周围区域进行合理区划，以免造成不必要的人身、财产和环境的损失。

6.10.3 针对已建生产设施环境风险的建议

(1) 制定应急预案

企业应根据各类已建生产设施的特点和周围环境状况，制定有针对性的应急预案，并加强演练，同时做好事故演习记录，一旦发生事故，按照应急预案予以及时处置。

(2) 建立告知制度

油田有关部门应将已建生产设施的情况告知当地规划部门；对可能造成重大污染事故的生产设施，应及时告知可能受到污染危害的单位和居民，并向当地和上级环保部门报告和备案。

(3) 进行合理的区划

有关部门应根据国家有关规定和这里所提出的油田生产设施环境安全距离，在进行城市规划建设时，对已建站库、管线、井场等生产设施的周围区域，应进行合理的区划，与油田已建生产设施保持相应的距离，遵循“后建服从先建”的原则，规避油田已建生产设施的环境风险。

6.10.4 针对后建生产设施环境风险的建议

对于后建生产设施，应根据国家有关规定和这里提出的油田主要生产设施环境安全距离，与居民区、文教机关等环境敏感目标保持相应的距离。如果由于生产需要无法满足相应环境安全距离的要求，应采取有效的治理措施，降低环境影响。

6.10.5 针对气态污染物排放的建议

总烃无组织排放和锅炉、柴油机废气的排放。对周围业已存在的环境功能

区，不能达到其标准限值的，应从企业内部着手，加强内部环境管理和技术改造等，降低污染物浓度。有关部门如果要在排放源周围区域进行新的规划时，则建议根据设置环境安全距离的要求和国家有关规定，在不同的规划功能区和排放源之间设定相应环境安全距离。

另外，有关部门进行区域规划时，应参照东营市区域污染气象分析。按照规划布局的污染系数原则，居住区等环境质量要求高的功能区应布置在排放有害有毒气体的油田设施区的最大污染系数方位上，油田设施区则应布置在居住区等的最小污染系数方位上，或最大风速风向的下风方向。

7 油田生产环境安全管理

7.1 油田生产中的污染防治

7.1.1 物探过程中的污染防治

(1) 防止生境破坏

建立营地时要注意，选择植被稀少的地方，尽可能减少营地的数量和占地面积，认真保护营地植被。

施工时要注意，合理安排施工，减少车辆、人员穿越河流、沟渠、水泊等的次数；埋置检波器或开辟测线等作业时要尽量避免破坏植被，尤其是受特殊保护和直径超过 20cm 的树木，遇有大面积植被应绕开或改变施工方法；丛林区慎用烟火；推土机的推铲和地面要保持 10cm 以上的距离；保存测线上的表土、植物根系和种子，以备植被恢复之用；作业时要避开野生动物区，限制车辆、人员在测线上的活动范围、频率，避免夜间施工，减少对野生动物的惊扰。

(2) 减少垃圾产生量

物探作业人员应制定和遵守严格的生活管理制度，减少生活垃圾产生量。要尽量少用外包装不易分解的食品或其他生活物品，并及时收集和处理生活垃圾。

作业过程中产生的废记录纸、炸药包装箱、废旧部件等固体废弃物要及时进行回收利用和处理；产生的哑炮要进行引爆处理；测线上形成的固体废物应集中回收和处理。

(3) 物探结束后的环境恢复措施

物探施工结束后，要收集处理所有的小旗等标志物和固体废弃物，及时回填炮眼；拆除所有的废弃建筑设施，回收利用、处理建筑材料；对开辟的道路进行植被恢复；恢复原有的自然排水道。

7.1.2 钻井过程中的污染防治

7.1.2.1 钻井固体废物污染的防治

(1) 废弃泥浆

选用低污染或无污染的钻井液及泥浆添加剂，可以在工艺过程中控制钻井污

染物的产生量。对已产生的废弃泥浆，可利用部分进行回收利用，不可利用的部分采取自然干化或填埋等方法处置。

(2) 钻井岩屑

钻井岩屑对环境的危害程度较低，其治理主要是通过挖坑填埋的方式进行。

(3) 生活垃圾

钻井队伍产生的生活垃圾主要通过集中堆放、卫生填埋的方式处理。

7.1.2.2 钻井废水污染防治

钻井废水的性质及污染程度和钻井液体系密切相关，钻井液体系不同，废水的处理工艺也随之各异。目前，我国油气田钻井废水的处理方法主要有以下几种。

(1) 封闭式井场处理法

此种方法在我国油气田普遍采用，如大庆、胜利、辽河、大港、江苏等油田均采用此方法处理钻井废水，并有一套严格的管理程序。该方法的基本模式是：钻井井场进行封闭，全部用土围子将其与周围的农田等其他地面区域隔离开，仅留一条道路出口；钻屑池、钻井液池等均做防渗防漏处理；完井后，钻井污水在污水池内自然风干，然后填埋。

(2) 化学混凝法

化学混凝法是国内外油气田处理钻井污水最基本、最重要的方法。其基本工作原理是：将絮凝剂配制成具有一定浓度的絮凝剂水溶液，其中含有高价正离子。水溶液与钻井废水混合后，由于电中和作用，废水中的悬浮颗粒将逐渐凝聚至形成絮凝体。絮凝体在重力作用下沉淀下来，去除了废水中的各种悬浮物，同时去除了其他可溶性物质。运用混凝法时应注意通过试验选择最合适的絮凝剂种类、投加量、搅拌时间、控制 pH 值等条件，以使处理效果达到最佳。

(3) 废钻井液的处理

废钻井液是油田钻井废水中产生量大、危害严重的重要组成部分，其处理是长期以来困扰油田的环保难题，有必要进行单独列述。目前，国内外对钻井废液的处理方法主要有以下几种。

直接排放 一般的废弃淡水基钻井液污染程度低，容易实现自然净化，可以在进行沉降、机械脱水和适当的化学处理使其达到规定标准后，直接排放到临近森林或农田等地面功能区域。

废钻井液能否直接排放的主要考虑因素是其中氯离子浓度的高低。

运到指定场地集中处理 用抽吸车把废弃钻井液运到指定处理场所集中处理，可用于油、水基两种废弃钻井液。但此种方法处理费用高，约需 6.3 ~

9.4 美元/ m³，一般只在特殊情况下采用。

注入安全地层或井的环形空间 即将废钻井液通过深井注入安全地层，或注入不渗透地层间的盐水区或井的环形空间。此法适合于处理油、水基两种废钻井液，但由于存在污染地下水或油层的可能，许多国家都限制使用。

贮存坑填埋法 该方法主要用于废弃淡水基钻井液的处理，花费较少，应用较普遍。主要原理或运作步骤是：将废钻井液排至贮存坑中，进行沉降分离，必要时加入一些絮凝剂，使上层水澄清，达到一定的排放标准后就地排放；剩余污泥先使其干燥至一定程度，然后送贮存坑就地填埋，并注意恢复原有地貌。

据调查，由于淡水基废钻井液中盐和有机成分的浓度很低，对贮存坑地下水污染的可能性很小。

坑内密封 坑内密封处理法可视为填埋处理的特例，适用于盐水或油基废钻井液等毒性较大的废钻井液的处理，填埋处应留有专门的标志。

其原理或步骤是：在贮存坑的底部和四周铺垫一层有机土（通常用量为21 ~ 28kg/ m²），然后在有机土层上铺一层厚度为 0.51mm 的塑料膜衬层，再盖一层有机土，以防塑料膜破裂。在经上述处理后的贮存坑中，废钻井液经过水分蒸发、底泥干燥等系列步骤后，盖上有机土顶层，进行回填，并恢复原有地貌。

土地耕作法 此种方法由加拿大等国提出，主要适用于含氯离子浓度较低的淡水基废钻井液的处理，可使有毒成分获得最大程度的稀释，并且处理费用低，有可能成为废钻井液处理方法中的首选。

基本原理或运作方法是：首选在贮存坑中除去废钻井液上层水分，然后将坑中的废渣直接播撒到土壤表面，厚度约为 100 ~ 127mm（播撒数量应根据毒性不同而不同）；再用基础土壤耕作机把它们混入到土壤中去，耕作面积的大小取决于钻井废渣的数量及其中污染物的浓度，尤其是氯离子浓度，并且要符合环境保护要求。进行土地耕作法的土地必须相对开阔、平坦，适用于机械耕作，能防治径流和腐蚀，处理废液后不易对地表水、地下水、生态系统及土壤产生污染。

固化处理 固化处理是指向淡水基钻井液或其沉积物中投加无机或有机固化剂，使其转化为土壤般的固体，加以利用或就地填埋。

此种方法能够较大程度地减少废钻井液中金属离子和有机物的含量，减轻其环境危害，还可以缩短贮存坑还耕或恢复原有地貌的时间，比填埋法更利于保护环境，因此近年来颇受重视。

回收利用 废钻井液的回收利用可以获得环境和经济双重效益。目前此类方法主要有利用脱水装置脱水并回收、焚烧法处理并回收、喷雾干燥法回收等。

微生物处理 利用微生物来分解处理废钻井液中含有的有机污染物组分，

但此种方法尚不成熟。

7.1.2.3 钻井废气污染防治

钻井过程中的废气污染源分散，对环境的影响不大。目前可采取的防治措施主要包括提高燃料质量、保证充分燃烧、改进设备性能、配置尾气净化装置、控制废气排放量等。

7.1.2.4 钻井噪声污染防治

降低钻井噪声污染的方法或措施主要有：采取隔声措施降低设备稳态噪声；提高钻井设备精度，加强设备保养维护；熟练操作，提高操作精度，对各种管材轻提轻放等来减少撞击性噪声；密切注意地层压力，及时采取措施压井、安装防喷器等防止井喷，来减少气流噪声。

7.1.3 测井过程中的污染防治

(1) 放射性污染防治

制定和执行严格的操作规程和放射性物质出入库制度；放射源车、放射源库、同位素实验室一定要符合安全标准；管理人员和操作人员要持证上岗。

同位素外排污水必须经衰变池处理，并检验达标方能允许外排；加强个人防护用品管理，使用过的用品都要装入专门配备的手提箱包内，经过10个半衰期后，经有关部门检测低于或等于本底值时方可焚烧处理。

(2) 其他污染防治

加强操作的规范化，加强事先检查，作业完毕后要注意清理现场等，尽量减少环境污染物的产生。

7.1.4 井下作业过程的污染防治

(1) 管理措施

井下作业污染防治的主要管理措施包括：加强环保宣传教育，提高各级领导及广大职工的环保意识；制定并严格执行健全、严密的施工作业环境管理保护规定；加强污染防治新工艺、新技术的研究推广。

(2) 十大无污染作业法

十大无污染作业法是指实行压井进干线，油井管柱安装泄油器，提下抽油杆采用抽杆自封器，提下油管使用封井器，水井压井放溢进回水流程，油水冲砂安装单流阀、使用冲砂循环罐，油井转注、混气水洗井使用半封闭罐，水井酸化一条龙，新井投产组织泥浆回收，工完料净场地清。

十大无污染作业法是作业施工的标准方法，有利于保护油田周围区域的自然

环境。

(3) 井下作业废水处理

井下作业产生的废水，能循环使用的要循环使用；不具备进干线条件的废水要通过现场配套废水处理设施处理达标或用罐车拉至污水处理站进行处理。作业施工结束后要立即清理井场，回收井场器材，恢复原有地貌，做到工完料净场地清、不留污染井。目前，主要处理工艺流程或装置有以下3种。

双管循环洗井流程 即在建注水管线时专设洗井水回收管线，建成双路管网，收集各注水井排出的洗井污水，集中输送到采油废水处理站进行处理，然后回注地层。该方法只适用于井点较集中、距污水处理站较近的注水井。

洗井水处理车流程 即利用井口出水压力将污水注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环洗井直至合格。此种方法处理分离出的污泥、污油等污染物集中到污物车内，易于再处理，还设有反冲洗流程。洗井车在大庆、吉林等油田均得到了较好的应用。

XW-40 修井液密闭循环处理装置 是为适应油田修井和保护环境的需要而研制的新型处理装置。该装置能够有效去除修井作业泥浆和洗井液中的泥砂和原油，使修井液重复使用，节约水资源，减轻环境污染。此装置也可用于其他含油、含砂的污水处理。

(4) 泥浆处理

对于泥浆中的可利用成分进行回收利用，不可利用部分要作固化、无害化处理。

(5) 废气污染防治

作业放喷时和作业施工前放压产生的气体要经流程管线进计量站；试油、试气施工中产生的气体能进站的要进站处理，不能进站的直接燃烧；酸化施工所需酸液的配制必须在配酸站进行，整个过程要密闭作业，防止酸挥发污染环境。

7.1.5 采油过程中的污染防治

(1) 采油污水的防治

目前，采油厂的采油污水通常进行联合调度，先尽量回注地层，实在不能回注时才进行外排。相应地，采油污水的处理工艺包括回注水处理工艺和外排水处理工艺。

回注水处理工艺包括重力沉降处理工艺、压力沉降处理工艺、沉降除油和气浮工艺、水力旋流工艺、深度处理工艺等。

采油污水的外排处理多采取“隔油 絮凝 气浮 生化处理 外排”的工艺流程。前期的隔油、絮凝、气浮等预处理措施目的是去除水中石油类、悬浮物等污染物，以保证后期生化处理的效果。生化处理措施是外排处理工艺流程的主

体，其处理效果的主要影响因素包括 pH 值、温度、养料、有毒物质浓度、BOD₅ 浓度等。目前，生化处理方法主要有活性污泥法、生物膜法、氧化塘法、厌氧消化法等几种。由于传统的物理-化学处理工艺不能有效地去除采油污水中的 COD、BOD 等溶解性污染物，已不能满足现代石油工业的发展与环境保护的需要，采用生化法处理等新处理工艺处理采油污水已成为一种必然趋势。

(2) 落地原油的防治

落实各项管理措施和配套技术，全面取消土油池，采取管道泵或套管进行污泥回灌等措施可减少落地原油的产生量。落地原油的处理方法包括以下几种。

回收利用 原油落到地面后，应立即使用拖拉机、推土机、挖掘机、自卸卡车、抽油泵和贮油罐等专门的机械设备，采取措施加以回收。可在事故现场和修井井场挖掘防渗集油坑、排油沟等将落地原油集中在一起，以防止其四处漫流，便于油泵将其抽汲到油罐中。泥煤、砂土、锯末和其他各种吸油材料等天然或人工合成吸附材料可作为落地原油的辅助收集手段使用，并可重复利用。

土壤空气抽取法 土壤空气抽取法的基本原理是：采用机械泵使空气通过遭污染土壤孔隙，此时土壤中的挥发性有机化合物（VOCs）转移到空气流中，含有 VOCs 的空气流按有机污染物的种类分类收集，然后进行气相处理。土壤空气抽取法能有效去除土壤中的落地油等挥发性有机化合物，可应用于污染现场或在地表处理池中进行。应用于砂砾土、砂土等大孔隙粗质土壤时比较有效，还可用于处理建筑物下面的土壤和具有一定深度的土壤（如 80m）。

生物处理法 利用微生物的新陈代谢将落地原油转换为无害无毒物质，即为生物处理法。筛选合适的微生物菌种、保持良好的土壤条件、控制适宜的温度和湿度、适当加入无机养分和氧气等措施可加强生物处理的效果。

落地原油的生物处理，既可在污染现场应用，也可在地表处理池中进行。现场生物处理需要管路和通风系统供应营养和氧气。

洗涤法 在含油土壤中加入洗涤溶液，搅拌后，刮去洗出的浮油，此即为洗涤法。洗涤溶液可直接循环使用而对处理效果影响不大，大大减少了用水量和废水排放量，降低了废水处理费用。洗涤下来的原油可回收使用。洗涤处理法能耗低，处理费用低。

固化法 在落地原油中加入固化剂，将其制成固体燃料或铺路材料，但原油并没有得到回收，污染源仍然潜在。

焚烧法 将落地原油进行焚烧，虽然可除去绝大多数有机污染物，但原油不能回收利用，并且会产生大气污染物，设备投资大，运行费用高。

溶剂萃取法 向污染土壤投加萃取溶剂将原油萃取出来的方法。此法对溶剂需求量大，回收溶剂时对设备要求往往较高，且萃取剂有可能造成新的土壤污染问题。

热脱附法 对落地原油污染现场进行加热，升高土壤温度，使有机物从土壤上脱附下来，此即为热脱附法。热脱附法能耗高，运行费用高，并且不能脱除油品中的重组分。

(3) 油泥砂的防治

油泥砂是采油过程中产生的废弃物，但其中原油含量很高，因而也是珍贵的二次资源。如果利用适当的工艺方法对油泥砂进行充分回收利用，将获得很大的环境和经济双重效益。目前，国内外都在积极研究先进的油泥砂处理工艺。加拿大油砂公司、原油合成公司、阿尔伯特油砂财团等目前普遍采用的是焦油（超重油）砂矿的采矿工艺，即采用加碱、注热水（或蒸气）、离心分离的方法将油、砂分离，效益良好。

目前，国内外重点采用的处理方法有以下几种。

离心分离法 离心分离法是一种物理方法，即在离心力的作用下，利用密度差实现两种或多种物流的分离。该方法工艺简单，管理方便，可连续处理，特别适用于泥砂粒径较大的油砂分离，能回收部分原油，可产生一定的双重效益。离心分离法处理效果和运行成本受油泥的性状等因素的影响。

目前该方法的主要工艺流程是：罐内油砂自动清出 加温 加药 离心分离，从而实现油、泥砂分离的目的。另一种工艺是：旋流分离 洗涤槽冲洗 重力分离 砂提升排出。离心分离法是主要的已经工业化的油泥砂处理工艺。

浓缩干化法 浓缩干化法是一种传统的处理方法，其工艺原理是：通过自然沉降去除污泥颗粒间隙中 70% 左右的水；后进行浓缩处理，浓缩后的污泥令其自然风干；最后填埋。

该工艺操作简单，基建投资和运转费用少。目前国内大多数油田的污泥处理采用该工艺。但这个方法也有很多缺点，如占地面积大、干化场地卫生条件差、工作环境不稳定且易受气候影响、不适用于颗粒细小、黏度大、沉降和过滤性能较差的污泥的处理等。

固化处理法 通过物理化学方法，将油泥砂固化或包容在惰性固化基材中，以便运输、利用或处置，此种方法即为固化处理法。固化方法是一种较为理想的有害物质无害化、减量化处置方法，特别适合于采油污泥及含有 NaCl、CaCl₂ 等盐类较高的含油污泥。国内油田目前可优先考虑采用固化方法处置含油污泥。

生物降解法 即利用微生物分解油泥砂中的石油类等有机污染物，使其无害化。该方法的处理效果受油泥砂的含油量、原油的特性、石油菌的生长和繁殖条件（如温度、湿度等）等多种因素的影响和制约。该法占地面积大、处理费用高、处理周期长，技术和管理难度大，目前难以推广应用。

焚烧法 将油泥砂进行脱水干化预处理，然后焚烧，简单实用，可回收

利用热能，具有一定的经济、环境双重价值。但该方法预处理难度大，还会排放烟尘等大气污染物，不够理想。

萃取法 即利用有机溶剂清洗油泥砂，萃取出原油，对液相进行油、溶剂分离或直接使其进入集输系统。虽然有机溶剂可循环使用，但溶剂需要量仍然很大，处理费用高，而且受萃取剂回收循环利用技术高、管理难度大等因素制约，使得该方法难以推广应用。

(4) 采油废气的防治

燃料燃烧废气的防治 规范和加强监测工作，定期检查、监测各类锅炉烟气和烟尘的排放情况；实行规范操作，杜绝能源浪费，提高各种燃料的燃烧效率，减少废气外排量；改造现有锅炉等燃烧设备，或选用新型燃烧器，提高燃烧效率，如选用真空炉、热媒炉、超导炉等，这些炉子可节约燃料油 $1/3 \sim 1/2$ ，且热效率高，环保效果好；选用天然气等清洁能源代替污染严重的煤等燃料。

工艺废气的防治 目前各油田主要采用密闭集输工艺、原油稳定工艺和天然气回收轻烃等工艺措施来防治工艺废气。对新开发的油田，要使用原油稳定装置，尽量减少轻烃外排；加强管理，确保现有原油稳定装置和密闭流程的正常运转；对于现有的部分开放式流程油罐，要使用抽气装置，用压缩机将油罐呼吸气压入集气管线，进行回收利用。

(5) 采油噪声的防治

对采油生产场所进行科学规划、合理布局；对泵站等噪声源设备安装消声器或安装吸音隔声设施；选用变频节能泵、变频节能柜等低噪声的变频设备，控制噪声源头。

7.1.6 集输过程中的污染防治

(1) 公路槽车和铁路罐车污染防治

槽车和罐车在石油输送过程中产生的废气通常有以下几种处理方式：冷冻、压缩-冷冻-吸附、压缩-冷冻-冷凝、活性炭吸附、点火燃烧等。

(2) 油轮污染防治

含烃废气处理 对于油轮含烃废气排放，应采取低温冷凝、吸附、回收利用等措施加以处理；同时应向油舱内输入贫氧气体，以消除爆炸隐患。

溢油防治 改善油轮的性能，提高油轮抵御恶劣天气等自然灾害的能力和其他变故的应对能力，避免或减少溢油事故的发生。一旦发生溢油事故，立即通知溢油应急单位实施溢油应急计划，及时对溢油施以控制，最大限度地减轻其对海洋环境的污染危害。

压舱水处理 采用细菌清洗油舱，不会产生大量废水，又不会像物理洗

舱那样存在爆炸风险，安全、彻底、清洁。

采用油舱油水分离系统，消除油污染。该系统由设置在单独油舱中的浮油收集系统构成，通过集油器收集所有浮在压舱或洗舱水面的油分。

根据《船舶污染物排放标准》的规定，距离最近陆地 12 海里范围内的海域，油轮压舱水、洗舱水浓度不得超过 15 mg/L；距最近陆地 12 海里范围之外的海域不得超过 100 mg/L。如果压舱水超过规定限值，必须处理达标后才能排放。可采用压舱水处理系统进行处理。

(3) 管道污染防治

管道泄漏事故可采取如下措施进行防治。

1) 可通过管道防腐、防渗、防漏及建设管道泄漏自动监测和报警系统来防止事故发生；

2) 在管道周围一定距离范围内设置管道安全区，禁止不利于管道安全的行为，如可在海底管道周围 50m 的范围设立安全区，禁止捕捞、抛锚及其他影响海底输油管道作业的活动，防止损害输油管道，造成溢油事故；

3) 定期对海底管道进行测绘，查看海底管道因海流冲刷是否悬空，以便及时采取有效措施防止发生事故；

4) 一旦发生陆上油品泄漏事故，应立即采取应急措施，控制油品扩散，进行回收处理，减轻污染。

(4) 石油贮存过程中的污染防治

储罐含烃废气的排放量与罐区气温、气压变化、日照、辐射状况，油品本身挥发性的大小，油罐的机械状况及进出油操作等因素有关。可采取以下措施控制储罐废气排放。

根据油品挥发性质及其他罐区条件选择合适的储罐 目前在石油工业中广泛使用的储罐主要有内浮顶罐、外浮顶罐、固定顶罐、可变空间罐和压力罐 5 种。将固定罐改为浮顶罐可以减少油品的挥发损失；根据储罐类型及罐区辐射条件，在储罐外表涂上适宜颜色的油漆以减少太阳的辐射效应，可以减少轻烃挥发，也是控制石油贮存过程中废气外排的有效方法之一。

严格罐区管理，规范储罐操作 对储罐进行定期检修维护，确保罐体无腐蚀、渗漏，阀门控制灵敏，罐顶密封良好。实行规范化操作，如气温低时向储罐内泵入储液，气温高时则泵出，尽量缩短储液泵入和泵出的时间，以减少罐内废气的产生。

加强废气回收利用 采用密闭的联合油气回收系统回收含烃废气，即通过管道将储罐与油气收集系统相连接，采用压缩、冷冻、吸收和吸附等方法，使轻烃液化后重新返回油品系统。或对固定顶罐呼吸阀排出的轻烃直接进行洗涤或冷凝，然后进行回收利用。

7.1.7 非污染生态影响的减缓措施

油田生产过程中，潜在的非污染生态影响比较严重，因此必须采取一定的措施进行有效的预防和缓解。这方面，最为积极有效的方法就是开展油田开发和生产规划的非污染生态影响评价。这里，仅就一些工程措施简单地论述油田生产过程中主要的非污染生态影响的减缓措施。

在工程施工过程中，应尽量减少占地，施工机械车辆应严格在设计便道作业和行驶。实行滚动式开发，将油田占用面积缩小至最低限度。

重视开挖堆土及回填技术，努力恢复原有土壤结构，在容易发生风蚀的地方，应着重防止风蚀作用，采取积极的固沙措施。

积极开展绿化工作，注意施工后的地表修复和绿化；管道回填后应注意地表的平整度，在工作空间内，种植草坪和树木可起到美化环境和保护土壤结构的双层作用。油田设施和作业占用的绿地面积应由人工绿化加以补偿。

采取先进的技术措施，如采取丛式井、打斜井等技术，集中管理，尽量减少生态影响；在候鸟迁徙期、珍惜鸟类产卵孵化期必须降低噪声，避免惊吓、驱赶野生动物的行为；提倡油田机械和设施实施“绿色工程”，以避免强烈色调刺激野生动物的栖息和繁殖等。

加强宣传教育，尤其是对工程施工人员的宣传教育。

实施一定的经济补偿政策与管理办法，如对受破坏和影响的自然保护区或其他生态环境敏感地区、动植物等的经济补偿。

对各种非正常事故的潜在生态环境影响制定和实施应急生态救援方案和防治措施。

7.2 全面实施清洁生产

7.2.1 石油企业实施清洁生产现状

所谓清洁生产，可以理解为不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染物，提高资源、能源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。实施清洁生产是我国污染控制重点从末端治理转向生产全过程控制的重要标志和举措，也是我国工业实现可持续发展的一项重要战略。清洁生产早已被国际工业界所共识和接受，我国开展清洁生产的企业也在逐年增多。

2002年6月29日，第九届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议审

议通过了《中华人民共和国清洁生产促进法》，把清洁生产纳入到法制化的轨道，规定了企业在清洁生产方面应该承担的责任，把实施清洁生产分为指导性、自愿性和强制性 3 个等级。其中规定，使用有毒有害原料或生产产品有毒有害、污染物排放浓度及总量不达标的企业均属于强制性开展清洁生产审计之类，同时对于积极开展清洁生产审计并取得成效的企业给予经济政策上的鼓励。

国家 1999 年下发了《关于实施清洁生产示范试点计划的通知》，将中国石化集团公司列为清洁生产试点单位之一，同时对试点单位提出了具体要求，要求试点单位在推行清洁生产示范活动中，逐步认识到实施清洁生产的重要性，使清洁生产成为企业的自觉行动。坚持将推行清洁生产与企业技术进步、节能降耗、资源综合利用、加强企业管理相结合，用系统工程的思想和方法，将污染预防贯穿整个生产过程。1996~2002 年，中国石化共有 53 套生产装置和 10 家生产单位，参加清洁生产示范工作，这些单位通过对生产工艺、技术、设备和操作管理的优化，共筛选出清洁生产方案 1086 个，实施 982 个，共投入资金 2.28 亿元，年增加效益 4.63 亿元。通过清洁生产，开发出 20 项具有普遍应用价值的清洁生产实用技术。参加审核的装置在经过清洁生产审核后，减少废水排放量 $490 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，减少生物化学需氧量 (COD) 11983 t/a ，减少废气排放量 $7.11 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，减少固体废弃物 22368 t/a ，分别比开展清洁生产审计前减少了 15.9%、17.4%、3.0%、28.6%。

近年来，国内石油企业都在积极开展清洁生产。中石油辽河油田分公司和塔里木油田分公司等是较早开展清洁生产工作的单位。隶属于中石油集团公司、以生产稠油为主的辽河油田，业已形成了一整套达到国际先进水平的勘探开发复式油气藏、集输和断块油田的地质理论及工艺技术，是全国最大的稠油和高凝油开采基地。至 1999 年底，辽河油田公司采油污水回注回用率达 100%，无污染作业率达 99.42%，无污染钻井率达 98.2%，全公司有 32 个二级单位进入清洁无害化矿区行列。辽河油田 2001 年开始启动清洁生产审计工作，下属沈阳采油厂率先在 2001 年底通过审计，此后又有 4 家二级单位通过了审计工作。塔里木油田经原国家经贸委批准，成为中国政府和加拿大政府清洁生产合作项目的试点单位，也取得了较好的清洁生产效果（任磊，2003）。但和国际大型石油企业相比，我国石油企业的清洁生产还有大量工作要做。例如 2002 年，选取采油耗新鲜水、采油综合能耗和采油废水回用率 3 项指标对辽河油田和新疆油田 8 家采油厂和公司进行调查，达到国际清洁生产先进水平的公司仅有 1 家，占调查公司总数的 12.5%。

7.2.2 石油企业实施清洁生产的技术和措施

清洁生产的实质是从污染源头入手，减少资源的浪费，促进资源的循环利

用，削减污染物的产生量，体现经济效益和环境效益的统一。稠油开采是我国石油企业实施清洁生产的重要对象。根据目前正在审议中的《清洁生产技术要求 石油天然气开采业-稠油开采》(HJ/T xx—2002)，我国稠油开采清洁生产水平可分为三级技术指标：一级为国际清洁生产先进水平，二级为国内清洁生产先进水平，三级为国内清洁生产基本水平。三个级别清洁生产水平的相应技术要求参见表 7-1。

表 7-1 稠油开采清洁生产技术要求内容

清洁生产指标		一 级	二 级	三 级
生产工艺与 装备要求	钻井液使用	可生物降解的钻井液	水基钻井液	油基钻井液
	井控装置	具备	具备	具备
	产生井场落地原油的措施	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施	具备落地原油回收措施
	原油集输	密闭,并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭
资源能源利用指标	采油耗新鲜水 / (t/t原油)	3.0	5.0	7.0
	采油综合能耗 / (kg 标煤/t 采出液)	20	60	130
污染物产生指标(末端处理前)	钻井废水 / (t/100m 进尺)	10	30	70
	钻井废弃泥浆 / (t/100m 进尺)	1.0	2.0	6.0
	落地原油 / (kg/t 原油)	1.0	2.0	5.0
废物回收利用指标	采油废水回用率 / %	95	70	40
	钻井泥浆循环率 / %	95	80	50
环境管理要求	生产管理	必须对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理,考核机制要健全	能源资源消耗实行定额管理,考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理
	环境管理制度	通过 ISO 14001 环境管理体系认证	建立并运行 HSE 管理体系	要有完善的环境管理制度,原始记录和统计数据要齐全

注：资料来源于国家环境保护总局，《清洁生产技术要求 石油天然气开采业-稠油开采》(HJ/T xx—2002) 征求意见稿。

我国石油企业应不懈努力，借鉴国外经验并结合自身实际情况，探索适合模式，积极提高清洁生产水平。对此，应重点开展以下工作。

(1) 确立油田开发生产行业清洁生产的指导思想和工作目标

要在领导高度重视和支持的基础上，提高全体职工的环境意识及其对清洁生产的认识水平。要确定正确的指导思想，并根据企业具体情况，量力而行，确定可操作性强的清洁生产目标。

(2) 根据清洁生产审计要求，扎实做好清洁生产各项工作

进行宣传动员和培训、建立审核队伍、制定审核计划等，做好清洁生产筹划和组织工作；做好清洁生产预审核工作，确定重点物料投入、生产过程、产品的产出和废物处理等生产事项的清洁生产标准；制定和筛选清洁生产方案并进行可行性分析；依据方案，实施清洁生产。

(3) 全面整合，加大科研力度

制定完善有力的清洁生产制度和运行机制，建立有力的、责任明确的组织机构；严格规范职工行为，加强环境保护管理，充分整合清洁生产和健康、安全和环境（HSE）管理体系；积极推广有利于清洁生产的新技术和工艺，加大环境保护科研力度。

(4) 建立科学的评价考核体系，把清洁生产与装置达标紧密结合

清洁生产的实质是贯彻污染预防原则，从项目立项、工艺路线选择到生产全过程中各个环节实行控制，涵盖了能耗、物耗、产量、质量、安全、环保等6项内容。随着石油生产装置达标工作和清洁生产的深入持久开展，两者关系越来越密切。达标工作能够丰富清洁生产的内容，清洁生产需要持续深入地开展，两者密不可分。对此，应该把清洁生产与装置达标结合起来，一并实施。

(5) 总结、推广和完善清洁生产实用技术

我国石油行业通过清洁生产示范工作，筛选出了一系列清洁生产实用技术，其中多项技术已列入原国家经贸委《清洁生产技术导向目录》。这些技术均经过了实际运行的考验，具有技术成熟，投资少，环境效益和经济效益明显的优点。这些成熟的清洁生产实用技术，应该纳入相应的规范之中，落实到工程设计中去，从设计源头做好清洁生产。同时，还应定期组织清洁生产技术交流会，编制清洁生产经验技术交流手册，将各个企业取得的成果在石油行业内部广泛推广，避免工作的重复，提高清洁生产工作效率。下面简要列举一些石油生产过程中的清洁生产技术。

物探过程中的清洁生产技术

- 1) 陆上物探过程中，应采用小剂量炸药和高灵敏度检波仪，以保护生态环境；
- 2) 水域物探要用汽枪源代替炸药震源，以保护水域生态。

钻井过程中的清洁生产技术

- 1) 使用易降解、低污染的泥浆体系，优化泥浆固体控制工艺，研究泥浆回收再利用和处理处置技术，减小废弃泥浆对环境的污染；

2) 采用侧钻井、定向井、水平井、小孔径井等新钻井技术，节约用地，减少能耗和污染物产生量；

3) 采取井控技术，防止井喷失控。

井下作业过程中的清洁生产技术

1) 采用高效封井器、自封器、泄油器、防喷盒等设备或装置和油管、井筒化学法热洗技术或集中清洗技术，防治落地原油污染；

2) 全面推广和实施“十大无污染作业法”。

开采和集输过程中的清洁生产技术

1) 实施综合稳油控水新技术，优化石油开采；

2) 优化机采、输油、注水、锅炉和电网五大系统，提高效率，降低能耗；

3) 利用酸化解堵等技术提高注水能力；

4) 研究注入二氧化碳驱油工艺技术，减少其排放量；采用油泥砂回收及无害化处理技术；完善采油污水处理、回用工艺；

5) 采用密闭集输生产工艺，推广轻烃回收工艺，降低能源损耗，减少污排；

6) 采用最新管线防腐和泄漏自动检测及回收技术。

7.3 大力加强健康、安全与环境综合管理

7.3.1 我国石油企业安全管理现状

安全是石油企业的生命，安全问题是石油生产的首要问题。随着我国市场经济体制的建立与完善及石油工业的发展壮大，鉴于石油生产过程中发生的众多事故教训，石油企业越来越意识到安全和管理的重要性。各石油企业都采取了相应措施来加强安全管理。目前，我国石油企业在安全管理上有如下几个特点。

(1) 安全目标

在“企业负责、行业管理、国家监察和群众监督”的职业安全卫生管理体制的约束下和吸取国内外石油生产过程中血的教训的基础上，安全目标在各石油企业得到了广泛的重视，并且已经成为我国石油企业管理目标的重要内容。但是在石油生产任务比较紧迫的情况下，仍有部分领导人员只重视产量目标而忽视安全目标，增大了安全风险。这是一种危险和错误的倾向，需要及时纠正。

(2) 组织结构

安全组织结构是安全的保障。目前，部分石油企业建立了专门的质量和安全管理职能部门，如质量安全和环保部（科）；部分企业划分出专门的安全与环保部；所有企业都建立了安全生产委员会，全面指导和控制企业的安全工作。

虽然企业都建立了安全管理机构，但在实际运作过程中，多数企业的安全管

理机构在职能上存在两种问题：一是职能划分不清，该管的不管，不该管的乱管，和其他部门之间缺乏协调；二是安全问题涉及石油企业活动的全过程以及所有的职能部门和岗位，在很多情况下，安全管理干扰了其他部门和岗位执行其主要职责，反而导致许多安全隐患不能及时识别和排除（谢雄标，2004）。

（3）管理手段和方法

各石油企业结合自身的生产条件和特点，都采取了一定的安全管理手段和方法，包括：（a）严格的岗位责任制，层层分解企业安全目标，落实到不同的部门和岗位，实施全面安全管理；（b）以检查制度和奖惩制度为主要形式，在企业内部形成安全保障的激励和约束机制；（c）对企业的供应和协作方实施严格把关，对采购的生产资料进行严格安全检验，对乙方单位的队伍进行严格的资质评估，采用招标的形式选择供应和协作方，消除外部性安全隐患；（d）发动群众积极参与，开展群众性的安全管理小组活动，不断提高石油生产的安全性；（e）重视宣传教育，加强员工培训，增强员工的安全意识和安全管理素质（谢雄标，2004）。

（4）ISO 14000 环境管理体系、职业安全卫生（OHS）管理体系和健康安全环境（HSE）管理体系等受到普遍重视

ISO 14000 环境管理体系、职业安全卫生（OHS）管理体系和健康安全环境（HSE）管理体系等是在总结当代安全管理、环境管理领域有影响的理论和成功的实践经验基础上形成的优秀管理模式，是全世界普遍接受的安全管理、环境管理的理论和方法。尽管目前国内仅有部分石油企业通过了 ISO 14000 或 OHS 认证，少数通过了 HSE 体系认证，但越来越多的石油企业正在加紧建立这些先进的管理体系。

综上所述，我国石油企业在安全管理上积累了一定的经验，但管理水平仍参差不齐，仍存在许多问题，迫切需要建立完善和先进的安全管理模式。同时，在油田生产中安全管理与环境管理结合得还不够紧密，不能发挥系统的综合效应。对此，应大力加强石油企业的健康、安全与环境综合管理，以此来改进和提高油田生产中的环境安全管理水平和效果。

7.3.2 建立 HSE 管理体系，加强环境安全管理

7.3.2.1 HSE 管理体系概述

受到质量管理成功标准化的启发，一些发达国家率先开展了健康、安全和环境管理的标准化工作。例如，日本 NEC、三菱重工等企业率先建立了健康、安全与环境（HSE）的管理标准；英荷皇家壳牌公司（Shell）于 1987 年发布了环境管理指南（EMG），1989 年发布了职业健康管理导则（OHMG），是最早推行

健康、安全与环境管理标准的石油公司之一。

20 世纪 80~90 年代发生了一系列恶性石油生产事故，如 1988 年英国北海油田的帕玻尔·阿尔法平台火灾爆炸事故、1989 年埃克森石油公司瓦尔兹油轮触礁溢油事故等，引起了人们对石油生产安全问题的广泛关注，也推动了石油企业安全管理工作的的发展。很快，壳牌公司就制定了安全管理体系和安全状况报告，并于 1991 年颁布了 HSE 方针指南。至今，美国石油工程师协会（SPE）已经分别在荷兰（海牙）、印度尼西亚（雅加达）、美国召开了 3 次石油天然气勘探开发中的 HSE 管理讨论会，即国际石油工业勘探开发 E&P 论坛，促进了石油工业 HSE 管理的标准化进程。

国际标准化组织（ISO）负责石油天然气工业材料、设备和海上结构标准的技术委员会于 1996 年 1 月发布了 ISO/CD 14690《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（标准草案），但由于种种原因，此标准尚未经 ISO 正式批准公布。该标准草案已经得到了世界上各大石油企业的认同，受到积极推广，并成为所有石油企业共同的行为准则。目前，Shell、ICI、BP、Mobil 等跨国石油公司都开发、建立了丰富而完整的 HSE 管理体系。

本质上说，HSE 管理体系就是一种预先进行风险分析，确定活动可能产生的危害和后果，进而采取有效措施防止风险事故发生，减少人员伤亡、财产损失和环境污染或破坏的有效管理方法。

目前，国际 HSE 管理体系主要由 8 个关键要素组成：（a）领导与承诺；（b）方针与战略；（c）组织、责任、方法、标准与文件；（d）危害与影响管理；（e）计划与程序；（f）实施、监督、纠正；（g）审核、纠正、提高；（h）管理评审、纠正、提高。可见，HSE 管理体系的建立和运作遵循着 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）循环模式，4 个阶段依次进行、周而复始，使管理逐步得到改善。

7.3.2.2 全面推行 HSE 管理体系，完善环境安全管理

HSE 管理体系是一种先进的体系化、规范化、科学化、制度化的管理方法，是突出预防为主、领导承诺、全员参与、持续改进的标准管理体系，是一种在市场经济条件下的企业规范运作。较之其他管理体系，HSE 体系将健康、安全与环境这 3 个在实际工作中密不可分的因素当作一个整体来管理，提高了管理效率，这是一个突出的优点。

建立 HSE 管理体系是国际石油、石化行业安全管理的现代模式，也是当前进入国际市场竞争的通行证。不实行 HSE 管理的企业往往在业务合作中受到限制，例如油田企业或施工企业在对外承包或反承包工程的投标书中必须有 HSE 管理内容。

目前，中国石油化工集团公司（SINOPEC，简称中石化集团）、中国石油天然气集团公司（CNPC，简称中石油集团）和中国海洋石油总公司（CNOOC，简称中海油集团）三大国有石油石化集团都已经开展了推行 HSE 管理体系的工作。例如，中石油集团公司质量安全与环保部于 2000 年 1 月 29 日发布了《中国石油天然气集团公司健康、安全与环境管理体系管理手册》，其 HSE 管理体系由 7 个要素组成：(a) 领导与承诺；(b) 方针与战略；(c) 组织机构、资源与文件；(d) 风险评价和风险管理；(e) 规划；(f) 实施和监测；(g) 审核和评审。该体系体现了 ISO 9000 质量管理体系、ISO 14000 环境管理体系及中华人民共和国职业安全卫生管理体系所涉及的主要要素，是集团公司管理体系的核心组成部分。

尽管如此，我国石油企业推行 HSE 管理体系中仍然存在一些问题。对此应该采取以下对策和措施加以改进，以此来不断完善油田生产中的环境安全管理工作。

(1) 观念转换

HSE 管理体系与我国石油企业传统意义上的职业健康、职业安全和环境保护（H + S + E）的管理模式不同，应注意加以区别。传统管理模式中，健康、安全和环境是 3 个独立的要素，而 HSE 管理体系将三者融为一体，具有内容的严密性和结构的完整性，是一个系统，而并非三种管理的拼凑。推行 HSE 管理体系要纠正这种观念混淆，防止落入俗套、得不到应有的重视。

例如 HSE 管理体系中，为确保安全，职工在厂区范围内的所有操作都应有章可循，几乎所有活动都有规定，如果不遵守，必须受到惩罚，决不宽容；但在传统 H + S + E 的管理模式下，这一点却不受重视。

(2) 具体问题具体分析

各石油企业及其各部门应在 HSE 管理体系的科学框架下，具体问题具体分析，根据自身特点建立自己的执行标准和实施细则，不可生搬和拘泥。石油企业在建立 HSE 管理体系文件过程中，应以提高企业安全管理水平为目标，结合实际、立足长远，继承和创新并重。

相关职能部门要正确编写 HSE 管理实施计划，保证部门内每位员工均按实施计划认真履行自己的 HSE 义务；领导首先要带头示范，全体员工要积极参与；要落实考核制度，做好考核工作；要增强员工的风险意识，加强风险管理；加强 HSE 管理技能培训和行为训练。同时要注意在引进国际 HSE 管理体系的同时，注入新内容，赋予新内涵，使其更灵活、更先进。

(3) 众多标准体系之间的协调

为了增强自身竞争力，实现企业可持续发展，我国各石油企业都积极在企业内部推行各种相关的国际标准管理体系。企业同时建立和运行几套国际标准管理

体系，冲突和重复不可避免。对此要特别注意几个标准体系之间的协调，例如可将 ISO 9000 体系、ISO 14000 体系、OHS 体系、HSE 体系有机结合起来，以 HSE 管理体系为主，建立 QHSE 质量、安全管理体系，可以消除冲突、实现协调。在不断完善企业安全管理的同时，提高企业质量、健康、安全、环境管理的整体绩效。

附录 1 相关名词和术语集释

(1) 石油开发与开采

油田开发 油田开发是指在认识和掌握油田地质及其变化规律的基础上，在油藏上合理地分布油井和投产顺序，以及通过调整采油井的工作制度和其他技术措施，把地下石油资源采到地面的全过程。

采油速度 油田（油藏）年采出量与其地质储量的比例，以百分比表示。

采油强度 采油强度是单位油层厚度的日采油量，就是每米油层每日采出多少吨油。

采油指数 油井日产油量除以井底压力差，所得的商叫采油指数。采油指数等于单位生产压差的油井日产油量，它是表示油井产能大小的重要参数。

采收率 可采储量占地质储量的百分率。

油田开发程序 油田开发程序是指油田从详探到全面投入开发的工作顺序：(a) 在见油的构造带上布置探井，迅速控制含油面积；(b) 在已控制含油面积内，打资料井，了解油层的特征；(c) 分区分层试油，求得油层产能参数；(d) 开辟生产试验区，进一步掌握油层特性及其变化规律；(e) 根据岩心、测井和试油、试采等各项资料进行综合研究，作出油层分层对比图、构造图和断层分布图，确定油藏类型；(f) 油田开发设计；(g) 根据最可靠、最稳定的油层钻一套基础井网，钻完后不投产，根据井的全部资料，对全部油层的油砂体进行对比研究，然后修改和调整原方案；(h) 在生产井和注水井投产后，收集实际的产量和压力资料进行研究，修改原来的设计指标，定出具体的各开发时期的配产、配注方案。由于每个油田的情况不同，开发程序不完全相同。

油藏驱动类型 油藏驱动类型是指油层开采时驱油主要动力。驱油的动力不同，驱动方式也就不同。油藏的驱动方式可以分为：水压驱动、气压驱动、溶解气驱动和重力驱动 4 类。

可采储量 可采储量是指在现有经济和技术条件下，从油气藏中能采出的那一部分油气量。可采储量随着油气价格上涨及应用先进开采工艺技术而增加。

渗透率 有压力差时岩石允许液体及气体通过的性质称为岩石的渗透性，渗透率是岩石渗透性的数量表示。它表征了油气通过地层岩石流向井底的能力，单位是平方米（或平方微米）。

绝对渗透率 绝对或物理渗透率是指当只有任何一相（气体或单一液体）

在岩石孔隙中流动而与岩石没有物理化学作用时所求得的渗透率。通常以气体渗透率为代表，又简称渗透率。

1 相（有效）渗透率与相对渗透率 多相流体共存和流动于地层中时，其中某一相流体在岩石中的通过能力的大小，就称为该相流体的相渗透率或有效渗透率。某一相流体的相对渗透率是指该相流体的有效渗透率与绝对渗透率的比值。

2 地层压力及原始地层压力 油、气层本身及其中的油、气、水都承受一定的压力，称为地层压力。地层压力可分 3 种：原始地层压力，目前地层压力和油、气层静压力。油田未投入开发之前，整个油层处于均衡受压状态，没有流动发生。在油田开发初期，第一口或第一批油井完井，放喷之后，关井测压。此时所测得的压力就是原始地层压力。

3 地层压力系数 地层的压力系数等于从地面算起，地层深度每增加 10m 时压力的增量。

4 低压异常及高压异常 一般来说，油层埋藏愈深压力越大，大多数油藏的压力系数在 0.7~1.2 之间，小于 0.7 者为低压异常，大于 1.2 者为高压异常。

5 油井酸化处理 酸化的目的是使酸液大体沿油井径向渗入地层，从而在酸液作用下扩大孔隙空间，溶解空间内的颗粒堵塞物，消除井筒附近使地层渗透率降低的不良影响，达到增产效果。

6 压裂酸化 在足以压开地层形成裂缝或张开地层原有裂缝的压力下对地层挤酸的酸处理工艺称为压裂酸化。压裂酸化主要用于堵塞范围较深或者低渗透区的油气井。

7 压裂 所谓压裂就是利用水力作用，使油层形成裂缝的一种方法，又称油层水力压裂。常用的压裂液有水基压裂液、油基压裂液、乳状压裂液、泡沫压裂液及酸基压裂液 5 种基本类型。

8 高能气体压裂 用固体火箭推进剂或液体的火药，在井下油层部位引火爆燃（而不是爆炸），产生大量的高压高温气体，在几个毫秒到几十毫秒之内将油层压开多条辐射状，长达 2~5m 的裂缝，爆燃冲击波消失后裂缝并不能完全闭合，从而解除油层部分堵塞，提高井底附近地层渗透能力，这种工艺技术就是高能气体压裂。

9 采油树 采油树是自喷井的井口装置。它主要用于悬挂下入井中的油管柱，密封油套管的环形空间，控制和调节油井生产，保证作业，施工，录取油、套压资料，测试及清蜡等日常生产管理。

10 递减率、自然递减率和综合递减率 油、气田开发一定时间后，产量将按照一定的规律递减，递减率就是指单位时间内产量递减的百分数。自然递减率是指不包括各种增产措施增加的产量之后，下阶段采油量与上阶段采油量之比。

综合递减率是指包括各种增产措施增加的产量在内的递减率。

1 油田日产水平 油田实际日产量的平均值称为日产水平。由于油井间隔一定时间需要短期检修或进行增产措施的施工等，每日不是所有的油井都在采油，所以日产水平要低于日产能力。

2 油井测气 测气是油井管理中极重要的工作之一，只有掌握了准确的气量和气油比，才能正确地分析和判断油井地下变化情况，掌握油田、油井的注采等关系，更好地管好油井。目前现场上常用的测气分放空测气和密闭测气两大类。测气方法常用的有3种：（a）垫圈流量计放空测气法（压差计测气）；（b）差动流量计（浮子式压差计）密闭测压法；（c）波纹管自动测气法。

3 分层配产 分层配产就是根据油田开发要求，在井内下封隔器把油层分成几个开采层段。对各个不同层段下配产器，装不同直径的井下油嘴，控制不同的生产压差，以求得不同的产量。

4 机械采油 当油层的能量不足以维护自喷时，则必须人为地从地面补充能量，才能把原油举升出井口。如果补充能量的方式是用机械能量把油采出地面，就称为机械采油。

5 泵效 抽油机井实际产液量与泵理论排量的比值叫作泵效。计算公式：

$$= Q_{液} / Q_{理} \times 100\%$$

式中， η 为深井泵效； $Q_{液}$ 为油井的实际产量，t/d； $Q_{理}$ 为泵的理论排量，t/d。泵效的高低反映了泵性能的好坏及抽油参数的选择是否合适。影响泵效的因素有地质因素，设备因素，工作方式的影响3个方面。

6 气举采油 当地层供给的能量不足以把原油从井底举升到地面时，油井就停止自喷。为了使油井继续出油，需要人为地把气体（天然气）压入井底，使原油喷出地面，这种采油方法称为气举采油。

7 油田注水 利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。油田投入开发后，随着开采时间的增长，油层本身能量将不断地被消耗，致使油层压力不断地下降，地下原油大量脱气，黏度增加，油井产量大大减少，甚至会停喷停产，造成地下残留大量死油采不出来。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

8 油田注水方式 注水方式即是注采系统，其指注水井在油藏所处的部位和注水井与生产井之间的排列关系，可根据油田特点选择以下注水方式：（a）边缘注水，其分为缘外注水、缘上注水和边内注水3种；（b）切割注水；（c）面积注水，可分五点法注水、七点法注水、歪七点法注水、四点法注水及九点法注水等。

9 分层配注 在注水井内下封隔器把油层分隔开几个注水层段。下配水器，安装不同直径的水嘴的注水工艺叫分层配注。

⑥ 井下作业 在油田开发过程中，根据油田调整、改造、完善、挖潜的需要，按照工艺设计要求，利用一套地面和井下设备、工具，对油、水井采取各种井下技术措施，达到提高注采量，改善油层渗流条件及油、水井技术状况，提高采油速度和最终采收率的目的。这一系列井下施工工艺技术统称为井下作业。

③ 油层伤害类型 油层伤害是指油层渗透能力因某种原因造成了人们不期望的下降。油层伤害有机械颗粒伤害，黏土膨胀伤害，油水乳化伤害，石蜡、胶质沥青、树脂沉积伤害，化学结垢沉淀伤害，油水界面张力（毛管力）变化伤害，岩石润湿性变化伤害，生物细菌堵塞伤害等。

③ 试井 试井是通过改变油、气、水井的工作制度，同时进行产量、压力、温度等参数的测试，来分析油、气层的特性，研究油、气藏不同的发展变化规律的一种方法。它是掌握油、气藏动态的重要手段，是制定合理的开采制度和开发方案的重要依据。

③ 稳定试井 稳定试井是逐步地改变油井的工作制度（对自喷井是改变油嘴直径；对气举井是改变注气量；对抽油井是改变冲程和冲数），然后测量出每一工作制度下的井底压力，油、气、水产量，含砂量和油气比。所谓稳定指的是产量基本上不随时间变化。

④ 不稳定试井 不稳定试井是改变油井工作制度使井底压力发生变化，并且根据这些压力变化资料分析研究油井控制范围内的地层参数和储量、油井的完善程度、推算目前的地层压力和判断油藏的边界情况等。由于井底压力变化是一不稳定过程，所以称作不稳定试井。

③ 生产动态测井 生产动态测井的主要任务是确定油气井的生产剖面，注水、注气井的注入剖面；确定水淹层情况，寻找漏掉的油气层；确定井本身的工程技术状况；确定产油气层的孔隙度、渗透率和含油饱和度的变化等。

⑥ 碳氧比测井 碳氧比测井是一种新型的脉冲中子测井方法。因为油中主要含碳，水中主要含氧，通过碳氧比测井可以求出地层中碳氧相对含量比例，可以在已经下了套管的井中发现遗漏的油气层，在已采油的油井中确定油层的剩余饱和度等。

③ 油田化学 在油田上使用化学剂或化学方法来改善工作状况，解决生产过程中发生的问题，简称为油田化学。

⑧ 采油生产中清蜡作业 开采含蜡石油时，蜡在地层情况下都溶解在原油中。当原油沿井筒上升时，因温度、压力降低和气体膨胀的冷却作用，在一定深度上蜡便开始从原油中析出，并集结在油管壁上，使油管截面积变小，甚至堵塞，如不及时进行清蜡作业，就会使油井减产。

⑨ 地层出砂原因及对油层的危害 原因包括：（a）未胶结地层、地层流体的运动，使油井出砂；（b）油气井产水，水溶解地层中的胶结物降低固结强度，

使油气井出砂；(c) 地层压力下降，使胶结物和岩石破碎产生出砂；(d) 滥用酸化等措施，使胶结物破坏；(e) 生产时抽吸过大或过快造成出砂。油气层出砂的危害：(a) 降低产量；(b) 造成停产；(c) 油气井损坏；(d) 磨蚀设备。

① 定向井 定向井就是使井身沿着预先设计的井斜和方位钻达目的层的钻井方法。其剖面主要有3类：(a) 两段型，垂直段+造斜段；(b) 三段型，垂直段+造斜段+稳斜段；(c) 五段型，上部垂直段+造斜段+稳斜段+降斜段+下部垂直段。

② 井下动力钻具造斜原理 由钻头、井下动力钻具、造斜工具、钻铤、钻杆组成的钻柱入井前处于自由弯曲状态。入井后，钻柱的弯曲受到井壁的限制，而使钻头对井壁产生斜向力；此外，钻头轴线与井眼轴线不重合，从而产生对井壁的横向破碎和对井底的不对称破碎，在井下动力钻具带动钻头旋转过程中，造斜工具不转动，这就保证井眼朝一定方向偏斜一定角度而达到造斜的目的。

③ 丛式井 丛式井是指在一个井场或平台上，钻出若干口甚至上百口井，各井的井口相距不到数米，各井井底则伸向不同方位。

④ 开采稠油主要方法 主要有掺活性水降黏、掺油降黏、热水循环降黏、电热降黏、火烧油层、热水驱、蒸汽吞吐及蒸汽驱等。

⑤ 油藏工程 油藏工程是一门以油层物理、油气层渗流力学为基础，从事油田开发设计和工程分析方法的综合性石油技术科学。

⑥ 微生物采油法 微生物采油法通常指向油藏注入合适的菌种及营养物，使菌株在油藏中繁殖，代谢石油，产生气体或活性物质，可降低油水界面张力，以提高石油采收率。

⑦ 什么是三次采油及其方法 通常把利用油层能量开采石油称为一次采油；向油层注入水、气，给油层补充能量开采石油称为二次采油；而用化学的物质来改善油、气、水及岩石相互之间的性能，开采出更多的石油，称为三次采油。又称提高采收率（EOR）方法。

⑧ 热力采油法 热力采油系指向油藏注入热流体或使油层就地发生燃烧形成移动热流，主要靠利用热能降低原油黏度，以增加原油流动能力的方法。是开采地下黏度大的原油的有效方法。

⑨ 蒸汽吞吐 蒸汽吞吐又叫周期性注蒸汽、蒸汽浸泡、蒸汽激产等。所谓蒸汽吞吐就是先向油井注入一定量的蒸汽，关井一段时间，待蒸汽的热能向油层扩散后，再开井生产的一种开采重油的增产方法。

⑩ 火烧油层 用电的、化学的等方法使油层温度达到原油燃点，并向油层注入空气或氧气使油层原油持续燃烧，这就是火烧油层。用这种方法开采高黏度稠油或沥青砂。其优点是可将重质原油开采出来，并通过燃烧部分地裂解重质油分，采出轻质油分。

6 最新采油工艺技术 最新的采油工艺有丛井式采油工艺；水平井采油工艺；高能气体压裂采油工艺；液体火药压裂采油工艺；泡沫压裂采油工艺；CO₂压裂采油工艺；微生物采油工艺；微生物提高采收率采油工艺；聚合物驱提高采收率采油工艺；CO₂驱提高采收率采油工艺；碱加聚合物提高采收率采油工艺；声波及超声波采油工艺；电磁加热油层采油工艺；磁能清蜡、除垢、降黏、增注采油工艺；振动采油工艺；核能采油工艺等。

5 原油脱水 从井中采出的原油一般都含有一定数量的水，而原油含水多了会给储运造成浪费，增加设备，多耗能；原油中的水多数含有盐类，加速了设备、容器和管线的腐蚀；在石油炼制过程中，水和原油一起被加热时，水会急速汽化膨胀，压力上升，影响炼厂正常操作和产品质量，甚至会发生爆炸。因此，外输原油前需进行脱水，使含水量要求不超过 0.5%。

2 破乳剂 破乳剂是一种表面活性物质，它能使乳化状的液体结构破坏，以达到乳化液中各相分离开来的目的。原油破乳是指利用破乳剂的化学作用将乳化状的油水混合物中油和水分离开来，使之达到原油脱水的目的，以保证原油外输含水标准。

3 原油脱气 通过油气分离器和原油稳定装置把原油中的气态轻烃组分脱离出去的工艺过程叫原油脱气。

4 油气集输 把分散的油井所生产的石油、伴生天然气和其他产品集中起来，经过必要的处理、初加工，合格的油和天然气分别外输到炼油厂和天然气用户的工艺全过程称为油气集输。主要包括油气分离、油气计量、原油脱水、天然气净化、原油稳定、轻烃回收等工艺。

5 油田生产中的“三脱”和“三回收” “三脱”是指油气收集和输送过程中的原油脱水、原油脱天然气和天然气脱轻质油；“三回收”是指污水回收、天然气回收和轻质油回收。

6 合格原油主要标准 国家规定在净化后的原油中含水不能超过 0.5%，含盐不大于 50mg/L，每吨原油含气不超过 1m³。

3 油气分离器 油气分离器是把油井生产出的原油和伴生天然气分离开来的一种装置。有时候分离器也作为油气水以及泥沙等多相的分离、缓冲、计量之用。从外形分大体有立式、卧式、球形 3 种形式。

8 油气计量 油气计量是指对石油和天然气流量的测定。主要分为油井产量计量和外输流量计量两种。油井产量计量是指对单井所生产的油量和生产气量的测定，它是进行油井管理、掌握油层动态的关键资料数据。外输计量是对石油和天然气输送流量的测定，它是输出方和接收方进行油气交接经营管理的基本依据。

9 油气计量站 它主要由集油阀组（俗称总机关）和单井油气计量分离器

等组成，在这里把数口油井生产的油气产品集中在一起，轮流对各单井的产油气量分别进行计量。

⑥ 计量接转站 有的油气计量站因油压较低，增加了缓冲罐和输油泵等外输设备，这种油气小站叫计量接转站，既进行油气计量，还承担原油接转任务。

⑦ 转油站 转油站是把数座计量（接转）站来油集中在一起，进行油气分离、油气计量、加热沉降和油气转输等作业的中型油站，又叫集油站。有的转油站还包括原油脱水作业，这种站叫脱水转油站。

⑧ 联合站 它是油气集中处理联合作业站的简称。主要包括油气集中处理（原油脱水、天然气净化、原油稳定、轻烃回收等）、油田注水、污水处理、供变电和辅助生产设施等部分。

⑨ 水套加热炉 水套加热炉主要由水套、火筒、火嘴、沸腾管和走油盘管五部分组成，用在油井井场给油井产出的油气加温降黏。采用走油盘管浸没在水套中的间接加热方法是为了防止原油结焦。

⑩ 原油损耗 原油从油井产出时是油气混合状态。在其集输、分离、计量、脱水、贮存等过程中，由于污水排放和伴生天然气的携带，油罐在进出油和温度变化时的大小呼吸蒸发，以及工艺设备的跑、冒、滴、漏等，造成原油的损失称原油损耗。

⑪ 油气密闭集输 在油气集输过程中，原油所经过的整个系统（从井口经管线到油罐等）都是密闭的，即不与大气接触。这种集输工艺称为油气密闭集输。

（2）石油勘探

油气田 在地质意义上，油气田是一定（连续）的产油面积内各油气藏的总称。

生油岩 石油成因主要有无机成因和有机成因学说。多数学者认为石油主要是有机成因的。按照有机成因学说，大量的微体生物遗骸与泥砂或碳酸质沉淀物埋藏在地下，经过长时期的物理化学作用，形成富含有机质的岩石，其中的生物遗骸转化为石油。这种岩石称为生油岩。

储集层 是指能够贮存和渗滤油气的岩层，它必须具有贮存空间（孔隙性）和贮存空间一定的连通性（渗透性）。储集层中可以阻止油气向前继续运移，并在其中贮存聚集起来的一种场所，称为圈闭或储油气圈闭。

油气藏 圈闭内储集了相当多的油气。

油气聚集带 油气聚集带是油气聚集条件相似的、位置邻近的一系列油气藏或油气田的总和。

含油气盆地 在地质历史上某一时期的沉降区，接受同一时期的沉积物，有统一边界，其中可形成并储集油气的地质单元。

生油门限 生油岩在地质历史中随着埋藏在地下的深度加大，受到的压力和温度增加，其中的有机质逐步转变成油或气。当生油岩的埋藏到达大量生成石油的深度（也是与深度相应温度）时，叫进入生油门限。

油气地质储量及其分级 油气地质储量就是油气在地下油藏或油田中的蕴藏量，油以重量（吨）为计量单位，气以体积（立方米）为计量单位。地质储量按控制程度及精确性由低到高分为预测储量、控制储量和探明储量三级。

油（气）田规模按储量划分 按最终可采储量值可分成 4 种：特大油（气）田是指石油最终可采储量大于 $7 \times 10^8 \text{ t}$ （50 亿桶）的油田；大型油（气）田是指石油最终可采储量 $(0.7 \sim 7) \times 10^8 \text{ t}$ （5 亿 ~ 50 亿桶）的油（气）田；中型油（气）田是指石油最终可采储量 $(710 \sim 7100) \times 10^4 \text{ t}$ （0.5 亿 ~ 5 亿桶）的油（气）田；小型油（气）田是指石油最终可采储量小于 $710 \times 10^4 \text{ t}$ （5000 万桶）的油（气）田。

按圈闭类型划分油气藏 有构造油气藏、地层油气藏和岩性油气藏三大类。后两类比较难于发现，勘探难度大，称为隐蔽圈闭油气藏。

1 岩石分类 岩石分沉积岩、火成岩及变质岩三大类。多数油、气贮存于沉积岩中，火成岩及变质岩中也可以贮存油、气。常见的沉积岩有砂岩、砾岩、泥岩、页岩、石灰岩及白云岩等。

2 地层及其单位 岩石（特别是沉积岩）常常是由老到新呈现为层状排列的，因而把这些排列在一起的岩石统称为地层。地层的单位有大有小，因其成因和时代及工作需要可把排列在一起的岩石划分为不同的地层单位和系统。

3 地层时代划分 地层形成的年代有老有新，通常把地层的时代由老至新划分为太古代、元古代、古生代、中生代、新生代等，与“代”相对应的地层单位则称为“界”，如太古界……新生界等。“代”可以细分为“纪”，如中生代分为三叠纪、侏罗纪、白垩纪，新生代分为第三纪、第四纪等，与“纪”相对应的地层单位称为“系”，如侏罗系、第三系等。“纪”和“系”还可以再详细划分，如油、气勘探开发工作中常用到的“ $\times \times \times$ 组”和“ $\times \times \times$ 层”，就是更小的地层单位。

4 三维地震勘探 由于地震勘探的测线只提供了二维的信息，要了解一定面积内的地下情况需要把各条测线的地震剖面进行对比，找出相关的信息推断测线之间的地下情况，才能形成整体概念，这就可能产生相当大的人为误差。三维地震是在一定的面积上采用地下地震信息的方法，它可从三维空间（立体的）了解地下地质构造情况。这种方法可以提供剖面的、平面的、立体的地下地质构造图像，大大地提高了地震勘探的精确度，对地下地质构造复杂多变的地区特别有效。

5 高凝油 通常把凝固点在 40 以上，含蜡量高的原油叫高凝油。

6 稠油 稠油是沥青质和胶质含量较高、黏度较大的原油。通常把地面相对密度大于 0.943、地下黏度大于 50 厘泊 (cP , $1\text{cP} = 10^{-3} \text{Pa} \cdot \text{s}$) 的原油叫稠油。因为稠油的密度大,也叫作重油。

7 天然气 地下采出的可燃气体称作天然气。它是石蜡族低分子饱和烃气体和少量非烃气体的混合物,主要成分是甲烷。天然气按成因一般分为三类:与石油共生的叫油型气(石油伴生气);与煤共生的叫煤成气(煤型气);有机质被细菌分解发酵生成的叫沼气。

8 干气和湿气 油田的伴生天然气,经过脱水、净化和轻烃回收工艺,提取出液化气和轻质油以后,主要成分是甲烷的处理天然气叫干气。一般来说,天然气中甲烷含量在 90% 以上的叫干气。甲烷含量低于 90%,而乙烷、丙烷等烷烃的含量在 10% 以上的叫湿气。

9 天然气与液化石油气 天然气是指蕴藏在地层内的可燃性气体,主要是低分子烷烃的混合物,可分为干气天然气和湿天然气两种。液化石油气是指在炼油厂生产,特别是催化裂化、热裂化、焦化时所产生的气体,经压缩、分离而得到的混合烃,主要成分是丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等。

0 沉积相 指在一定的沉积环境下形成的岩石组合。在沉积环境中起决定作用的是自然地理条件的不同,一般把沉积相分为陆相、海相和海陆过渡相。

1 石油勘探 就是为了寻找和查明油气资源,而利用各种勘探手段了解地下的地质状况,认识生油、储油、油气运移、聚集、保存等条件,综合评价含油气远景,确定油气聚集的有利地区,找到储油气的圈闭,并探明油气田面积,搞清油气层情况和产出能力的过程。

2 地震勘探 地震勘探是地球物理勘探中一种最重要的方法。它的原理是由人工制造强烈的震动(一般是在地下不深处的爆炸)所引起的弹性波在岩石中传播时,当遇着岩层的分界面,便产生反射波或折射波,在它返回地面时用高度灵敏的仪器记录下来,根据波的传播路线和时间,确定发生反射波或折射波的岩层界面的埋藏深度和形状,认识地下地质构造,以寻找油气圈闭。

3 多次覆盖 多次覆盖是指采用一定的观测系统获得对地下每个反射点多次重复观测的采集地震波讯号的方法。它可以消除一些局部的干扰,有利于求得较准确的讯号。

4 地震剖面 地震勘探方法是在地面上布置一条条的测线,沿各条测线进行地震施工采集地震信息,然后经过电子计算机处理就得出一张张地震剖面图。经过地质解释的地震剖面图就像从地面向下切了一刀,在二维空间(长度和深度方向)上显示了地下的地质构造情况。

5 地震勘探的数据处理 把记录采集到地震信息的磁带上的大量数据输入到专用的电子计算机中,按照不同的要求用一系列功能不同的程序进行处理运

算，把数据进行归类编排，突出有效的，除去无效和错误的，最后把经过各种处理的数据以波形、线形的形式绘制在胶片上或静电纸上，形成一张张地震剖面。这个过程就称作数据处理。

⑧ 地震勘探中所说的速度 地震勘探所说的速度即是地震波的传播速度。常用的是平均速度，它是地震波垂直穿过某一岩层界面以上各地层的总厚度与各层传播时间总和之比，可以用来把地震记录的时间转换为深度（距离）。此外，还有层速度、均方根速度、叠加速度等。

⑨ 水平叠加剖面 在用多次覆盖方法采集的地震资料处理过程中，把共同反射点的许多道的记录经校正以后叠加起来，以提高讯噪比（高讯号与噪声的比例），压制干扰，用这种方法处理所得到的地震剖面叫水平叠加剖面。

⑩ 叠加偏移剖面 在地震资料处理中，在水平叠加的基础上，实现反射层的空间自动归位，用这种方法处理得到的地震剖面，就是叠加偏移剖面。

⑪ 垂直地震剖面 地震源放置于地面，接收的检波器置于深井中，地面激发震动后由不同深度的检波器接收地震波讯号，这种方法获得的地震波讯号是单程的，而不是反射或折射回来的，对分析和认识地下地质构造情况更为准确。

⑫ 地震资料解释 地震资料解释是把经过处理的地震信息变成地质成果的过程，包括运用波动理论和地质知识，综合地质、钻井、测井等各项资料，做出构造解释、地层解释，岩性和烃类检测解释及综合解释，绘出有关的成果图件，对测区做出含油气评价，提出钻井位置等。

⑬ 地震地层学 地震地层学是把地层学和沉积学特别是岩性、岩相的研究成果，运用到地震解释工作中，把地震资料中蕴藏的地层和沉积特征的信息充分利用起来，做出系统解释的方法。

⑭ 地震层序 地震层序是沉积层序在地震剖面图上的反映。在地震剖面图上找出两个相邻的反映地层不整合接触的界面，则两个界面之间的地层叫作一个地震层序。

⑮ 层序地层学 层序地层学是在地震地层学基础上进一步发展的新学科，是综合地质、地震资料，详细划分并确立地下地层的层序，从而研究其构造活动、沉积环境的变化、岩相分布等。

⑯ 地震相 地震相是指沉积物（岩层）在地震剖面图上所反映的主要特征的总和。地震相标志分为内部反射结构、反射连续性、反射振幅、反射频率、外部几何形态及其伴生关系。

⑰ 合成地震记录 合成地震记录是用声波测井或垂直地震剖面资料经过人工合成转换成的地震记录（地震道）。它是地震模型技术中应用非常广泛的一种，也是层位标定、油藏描述等工作的基础，是把地质模型转化为地震信息的中间媒介。

6 油气检测技术 油气检测技术是一种综合利用烃类存在的多种地震特性参数（速度、频率、振幅、相位等）来确定油气富集带的方法。

3 储集层预测技术 储集层预测技术是综合应用地震、地质、钻井、测井等各项资料对地下储集层的分布、厚度及岩性和物理性质变化进行追踪和预测的一项先进技术。

8 地震横波勘探 地震波（弹性波）的传播有纵波与横波两种，纵波质点位移的方向与波的传播方向平行，横波的质点位移方向与波的传播方向垂直。现在通用的地震勘探方法采集的是纵波的讯号，采集横波讯号的称做地震横波勘探。横波在判断岩性、裂缝和含油气性方面有其固有的优点。此种勘探方法在我国正处于研究和实验阶段。

9 重力勘探 各种岩石和矿物的密度（质量）是不同，根据万有引力定律，其引力也不相同。据此研究出重力测量仪器，测量地面上各个部位的地球引力（即重力），排除区域性引力（重力场）的影响，就可得出局部的重力差值，发现异常区，这一方法称作重力勘探。

0 磁力勘探 各种岩石和矿物的磁性是不同的，测定地面上各部位的磁力强弱以研究地下岩石矿物的分布和地质构造，称作磁力勘探。

4 电法勘探 电法勘探的实质是利用岩石和矿物（包括其中的流体）的电阻率不同，在地面测量地下不同深度地层介质电性差异，用以研究各层地质构造的方法，对高电阻率岩层如石灰岩等效果明显。

2 地球化学勘探 根据大多数油气藏的上方都存在着烃类扩散的“蚀变晕”的特点，用化学的方法寻找这类异常区，从而发现油气田，就是油气地球化学勘探。油气地球化学勘探方法的种类比较多，常用的是土壤烃气体测量、土壤硫酸盐法、稳定碳同位素法、汞和碘测量法等，还有地下水化学法及井下地球化学勘探法。

3 地球物理测井 地球物理测井简称测井，是在钻孔中使用测量电、声、热、放射性等物理性质的仪器，以辨别地下岩石和流体性质的方法，是勘探和开发油气田的重要手段。

4 测井系列 不同的测井仪器有不同的性能和作用，在某种地质条件和钻孔条件下，根据一定的地质或工程目的，采用多种有针对性的测井仪器组合起来进行测井，称为达到这种目的的测井系列。

3 电阻率测井 是在钻孔中采用布置在不同部位的供电电极和测量电极来测定岩石（包括其中的流体）电阻率的方法。通常所用的三电阻率测井系列是深侧向、浅侧向和微侧向电阻率测井。

6 声速测井 声速测井是利用不同的岩石和流体对声波传播速度不同的特性进行的一种测井方法。通过在井中放置发射探头和接收探头，记录声波从发射

探头经地层传播到接收探头的时间差值，所以声速测井也叫时差测井。用时差测井曲线可以求出储集层的孔隙度，相应地辨别岩性，特别是易于识别含气的储集层。

7 放射性测井 放射性测井即是在钻孔中测量放射性的方法，一般有两类：中子测井与自然伽马测井。中子测井是用中子源向地层中发射连续的快中子流，这些中子与地层中的原子核碰撞而损失一部分能量，用深测器（计数器）测定这些能量用以计算地层的孔隙度并辨别其中流体性质。自然伽马测井是测量地层和流体中不稳定元素的自然放射性发出的伽马射线，用以判断岩石性质，特别是泥质和黏土岩。

8 井温测井 井温测井又称热测井，它可以进行地温梯度的测量；可以在产液井中寻找产液的井段，在注入井中寻找注入的井段；对热力采油井，可以通过邻井的井温测量检查注蒸汽的效果；可以评价压裂酸化施工的效果等。

9 地层倾角测井 地层倾角测井是在钻孔中测量地层倾斜方向和倾斜角度的方法。根据测得的数据，可以研究地质构造与沉积环境，从而追踪地下油气的分布情况。

10 井径测井 井径测井仪是用来测量钻孔直径的。在未下套管的井中可以测量井径不规则程度，提供下套管固井所需要的水泥用量参数；还可根据钻孔的不规则形态，分析判断地下岩层裂缝的发育程度和裂缝的方向。在套管受损坏的井中，可以测量套管损坏的位置和变形情况。

11 自然伽马射能谱测井 自然伽马能谱测井是测量地层中放射性元素铀、钍和钾 40 的伽马射线强度谱，从而确定它们在地层中的含量，用于分析岩石及流体性质。

12 声波变密度测井 补偿声波测量的是接收到的声波波列的首波达到时间，用于测定地层的声波传播速度，源距较短，其资料用来计算地层孔隙度和确定气层。全波列声波测井记录的是接收到的声波全部波列，可测定岩层的弹性模量，其源距较长，用于求解岩层强度、检查压裂效果及固井质量等，在求解地层孔隙度及判断气层方面比补偿声波更为准确。

13 三孔隙度测井 指补偿中子、补偿密度及补偿声波测井。

14 测井解释的“四性” “四性”是指地层的岩性、储集性（孔隙度、渗透率）、含油性和物理性。

15 测井相 测井相又名电相，是从测井资料中提取与岩相有关的地质信息，并将测井曲线划分若干个不同特点的小单元，经与岩心资料详细对比，明确各单元所反映的岩相，即是测井相。

16 油藏描述 油藏描述是一种新技术，它把地震、测井、地质等多方面资料综合起来，运用计算机手段进行处理，定性、定量描述三维空间的油气藏，包

括构造、储层、储集空间、流体性质及分布、渗流物理特征、压力和温度、驱动能量和驱动类型、油气藏类型等，是对油气藏本身正确的认识。

7 井壁取心 井壁取心是使用测井电缆将取心器下入井中，用炸药将取心器打入井壁，取下小块岩石以了解岩石及其中流体性质的方法。

8 油气探井 为勘察地下含油气情况所钻的井称油气探井。探井一般有参数井、预探井、评价井和资料井 4 大类。

9 地质录井 地质录井是配合钻井勘探油气的一种重要手段，是随着钻井过程利用多种资料和参数观察、检测、判断和分析地下岩石性质和含油气情况的方法。主要包括岩屑录井、岩心录井、钻时录井、荧光录井、钻井液录井及气测录井等。

10 可燃冰 可燃冰是天然气水合物，其主要成分是 $\text{CH}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ 。它的形成与海底石油、天然气密切相关，是埋于海底地层的大量有机质分解形成石油和天然气时，其中的许多天然气被包进水分子中，在海底的低温与压力下形成一种类似冰的透明结晶。 1m^3 可燃冰释放的能量大约相当于 164m^3 的天然气。

(3) 钻井

钻头 钻头主要分为刮刀钻头、牙轮钻头、金刚石钻头、硬质合金钻头、特种钻头等。衡量钻头的主要指标是钻头进尺和机械钻速。

钻机八大件 钻机八大件是指井架、天车、游动滑车、大钩、水龙头、绞车、转盘、泥浆泵。

钻柱组成及其作用 钻柱通常的组成部分有钻头、钻铤、钻杆、稳定器、专用接头及方钻杆。钻柱的基本作用是：(a) 起下钻头；(b) 施加钻压；(c) 传递动力；(d) 输送钻井液；(e) 进行特殊作业，如挤水泥、处理井下事故等。

钻井液的性能及作用 钻井液的性能主要有：(a) 密度；(b) 黏度；(c) 屈服值；(d) 静切力；(e) 失水量；(f) 泥饼厚度；(g) 含砂量；(h) 酸碱度；(i) 固相、油水含量。钻井液是钻井的血液，其主要作用是：(a) 携带、悬浮岩屑；(b) 冷却、润滑钻头和钻具；(c) 清洗、冲刷井底，利于钻井；(d) 利用钻井液液柱压力，防止井喷；(e) 保护井壁，防止井壁垮塌；(f) 为井下动力钻具传递动力。

常用的钻井液净化设备 常用的钻井液净化设备：(a) 振动筛，作用是清除大于筛孔尺寸的砂粒；(b) 旋流分离器，作用是清除小于振动筛筛孔尺寸的颗粒；(c) 螺杆式离心分离机，作用是回收重晶石，分离黏土颗粒；(d) 筛筒式离心分离机，作用是回收重晶石。

钻开油气层过程中，钻井液对油气层的损害 主要有以下几种损害：(a) 固相颗粒及泥饼堵塞油气通道；(b) 滤失液使地层中黏土膨胀而堵塞地层孔隙；(c) 钻井液滤液中离子与地层离子作用产生沉淀堵塞通道；(d) 产生水锁效

应，增加油气流动阻力。

预测和监测地层压力的方法 (a) 钻井前，采用地震法；(b) 钻井中，采用机械钻速法、d、dc 指数法、页岩密度法；(c) 完井后，采用密度测井、声波时差测井、试油测试等方法。

喷射钻井 喷射钻井是利用钻井液通过喷射式钻头喷嘴时，所产生的高速射流的水力作用，提高机械钻速的一种钻井方法。

影响机械钻速的因素 (a) 钻压、转速和钻井液排量；(b) 钻井液性质；(c) 钻头水力功率的大小；(d) 岩石可钻性与钻头类型。

钻井取心工具组成 (a) 取心钻头，用于钻取岩心；(b) 外岩心筒，承受钻压、传递扭矩；(c) 内岩心筒，贮存、保护岩心；(d) 岩心爪，割断、承托、取出岩心；(e) 还有悬挂轴承、分水流头、回压凡尔、扶正器等。

1 取岩心 取岩心是在钻井过程中使用特殊的取心工具把地下岩石成块地取到地面上来，这种成块的岩石叫作岩心，通过它可以测定岩石的各种性质，直观地研究地下构造和岩石沉积环境，了解其中的流体性质等。

2 平衡压力钻井 在钻井过程中，始终保护井眼压力等于地层压力的一种钻井方法叫平衡压力钻井。

3 井喷 是地层中流体喷出地面或流入井内其他地层的现象。引起井喷的原因有：(a) 地层压力掌握不准；(b) 泥浆密度偏低；(c) 井内泥浆液柱高度降低；(d) 起钻抽吸；(e) 其他措施不当等。

4 软关井 就是在发现溢流关井时，先打开节流阀，后关防喷器，再试关紧节流阀的一种关井方法。因为这样可以保证关井井口套压值不超过允许的井口套压值，保证井控安全，一旦井内压力过大，可节流放喷。

5 钻井过程中溢流显示 (a) 钻井液贮存罐液面升高；(b) 钻井液出口流速加快；(c) 钻速加快或放空；(d) 钻井液循环压力下降；(e) 井下油、气、水显示；(f) 钻井液在出口性能发生变化。

6 溢流关井程序 (a) 停泵；(b) 上提方钻杆；(c) 适当打开节流阀；(d) 关防喷器；(e) 试关紧节流阀；(f) 发出信号，迅速报告队长、技术员；(g) 准确记录立柱和套管压力及泥浆增量。

7 钻井中井下复杂情况 钻进中由钻井液的类型与性能选择不当、井身质量较差等原因，造成井下遇阻、遇卡以及钻进时严重蹩跳、井漏、井喷等，不能维持正常钻井和其他作业的正常进行的现象。

8 钻井事故 是指由于检查不周、违章操作、处理井下复杂情况的措施不当或疏忽大意，而造成的钻具折断、顿钻、卡钻及井喷失火等恶果。

9 井漏 井漏主要由下列现象发现：(a) 泵入井内钻井液量 > 返出量，严重时进无出；(b) 钻井液罐液面下降，钻井液量减少；(c) 泵压明显下降，漏

失越严重泵压下降越明显。

0 卡钻及造成原因 卡钻就是在钻井过程中因地质因素、钻井液性能不好、技术措施不当等原因，使钻具在井内长时间不能自由活动，这种现象叫卡钻。主要有黏附卡钻、沉砂卡钻、砂桥卡钻、井塌卡钻、缩径卡钻、泥包卡钻、落物卡钻及钻具脱落下顿卡钻等。

1 处理卡钻事故的方法 (a) 泡油解卡；(b) 使用震击器震击解卡；(c) 倒扣套铣；(d) 爆炸松扣；(e) 爆炸钻具侧钻新眼等。

2 固井 固井就是向井内下入一定尺寸的套管串，并在其周围注入水泥浆，把套管固定的井壁上，避免井壁坍塌。其目的是：封隔疏松、易塌、易漏等复杂地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏；安装井口，控制油气流，以利钻进或生产油气。

3 井身结构 包括：(a) 一口井的套管层次；(b) 各层套管的直径和下入深度；(c) 各层套管相应的钻头直径和钻进深度；(d) 各层套管外的水泥上返高度等。

4 套管柱下部结构 (a) 引鞋，引导套管入井，避免套管插入或刮挤井壁；(b) 套管鞋，引导在其内部起钻的钻具进入套管；(c) 旋流短节，使水泥浆旋流上返，利于替泥浆，提高注水泥质量；(d) 套管回压凡尔，防止水泥浆回流，下套管时阻止泥浆进入套管；(e) 承托环，承托胶塞、控制水泥塞高度；(f) 套管扶正器，使套管在钻井中居中，提高固井质量。

5 注水泥施工工序 下套管至预定深度 装水泥头、循环泥浆、接地面管线 打隔离液 注水泥 顶胶塞 替泥浆 碰压 注水泥结束、候凝。

6 完井井口装置 (a) 套管头，密封两层套管环空，悬挂第二部分套管柱和承受一部分重量；(b) 油管头，承座锥管挂，连接油层套管和采油树、放喷闸门、管线；(c) 采油树，控制油气流，安全而有计划地进行生产，进行完井测试、注液、压井、油井清蜡等作业。

7 尾管固井法 尾管固井是在上部已下有套管的井内，只对下部新钻出的裸眼井段下套管注水泥进行封固的固井方法。尾管有 3 种固定方法：尾管座于井底法；水泥环悬挂法；尾管悬挂器悬挂法。

8 试油 在钻井发现油、气层后，还需要使油、气层中的油、气流从井底流到地面，并经过测试而取得油、气层产量、压力等动态资料，以及油、气、水性质等工作，称作试油（气）。

9 射孔 钻井完成时，需下套管注水泥将井壁固定住，然后下入射孔器，将套管、水泥环直至油（气）层射开，为油、气流入井筒内打开通道，称作射孔。

10 井底污染 井底污染又称井底损害，是指油井在钻井或修井过程中，由

于钻井液漏失或水基钻井液的滤液漏入地层中，使井筒附近地层渗透率降低的现象。

3 诱喷 射孔之前，为了防止井喷事故，油、气井内一般灌满压井液。射孔后，为了将地层中液体导出地面，就必须降低压井液的液柱，减少对地层中流体的压力。这一过程是试油工作中的一道工序，称为诱喷。诱喷方法有替喷法、抽吸法、提捞法、气举法等。

2 钻杆地层测试 钻杆地层测试是使用钻杆或油管把带封隔器的地层测试器下入井中进行试油的一种先进技术。它既可以在已下入套管的井中进行测试，也可在未下入套管的裸眼井中进行测试；既可在钻井完成后进行测试，又可在钻井中途进行测试。

3 电缆地层测试 在钻井过程中发现油气显示后，用电缆下入地层测试器可以取得地层中流体的样品和测量地层压力，称作电缆地层测试。这种测试方法比较简单，可以多次地、重复地进行。

4 油管传输射孔 油管传输射孔是由油管将射孔器带入井下，射孔后可以直接使地层的流体经油管导致地面，不必在射孔时向井内灌入大量压井液，避免井底污染的一种先进技术。

5 岩石孔隙度 岩石的孔隙度是指岩石中未被固体物质充填的空间体积 V_p 与岩石总体积 V_b 的比值。用希腊字母 ϕ 表示，其表达式为：
$$\phi = V_{\text{孔隙}} / V_{\text{岩石}} \times 100\% = V_p / V_b \times 100\%。$$

6 地层原油体积系数 地层原油体积系数 ω ，又称原油地下体积系数，或简称原油体积系数。它是原油在地下的体积（即地层油体积）与其在地面脱气后的体积之比。原油的地下体积系数 ω 总是大于 1。

3 流体饱和度 某种流体的饱和度是指储层岩石孔隙中某种流体所占的体积百分数。它表示了孔隙空间为某种流体所占据的程度。岩石中由几相流体充满其孔隙，则这几相流体饱和度之和就为 1（100%）。

附录 2 常用石油单位换算

(1) 长度单位换算

1 千米(km) = 0.621 英里 (mile)	1 米(m) = 3.281 英尺(ft) = 1.094 码(yd)
1 厘米(cm) = 0.394 英寸(inch)	1 英里 (mile) = 1.609 千米(km)
1 英寸(inch) = 2.54 厘米(cm)	
1 海里(n mile) = 1.852 千米(km)	1 码(yd) = 3 英尺(ft)
1 英里(mile) = 5280 英尺(ft)	
1 海里(n mile) = 1.1516 英里(mile)	
1 英尺(ft) = 12 英寸(in)	

(2) 面积单位换算

1 平方公里(km ²) = 100 公顷(hm ²) = 247.1 英亩(acre) = 0.386 平方英里(mile ²)	
1 平方米(m ²) = 10.764 平方英尺(ft ²)	
1 公顷(hm ²) = 10000 平方米(m ²) = 2.471 英亩(acre)	
1 平方英寸(in ²) = 6.452 平方厘米(cm ²)	
1 英亩(acre) = 0.4047 公顷(hm ²) = 4.047 × 10 ⁻³ 平方公里(km ²) = 4047 平方米(m ²)	
1 平方英尺(ft ²) = 0.093 平方米(m ²)	
1 平方码(yd ²) = 0.8361 平方米(m ²)	
1 平方米(m ²) = 10.764 平方英尺(ft ²)	
1 平方英里(mile ²) = 2.590 平方公里(km ²)	

(3) 体积单位换算

1 美吉耳(gi) = 0.118 升(L)	1 美品脱(pt) = 0.473 升(L)
1 美夸脱(qt) = 0.946 升(L)	1 美加仑(gal) = 3.785 升(L)
1 桶(bbl) = 0.159 立方米(m ³) = 42 美加仑(gal)	
1 英亩·英尺 = 1234 立方米(m ³)	
1 立方英寸(in ³) = 16.3871 立方厘米(cm ³)	
10 亿立方英尺(bcf) = 2831.7 万立方米(m ³)	
1 万亿立方英尺(tcf) = 283.17 亿立方米(m ³)	
1 百万立方英尺(MMcf) = 2.8317 万立方米(m ³)	
1 千立方英尺(mcf) = 28.317 立方米(m ³)	1 英加仑(gal) = 4.546 升(L)
1 立方英尺(ft ³) = 0.0283 立方米(m ³) = 28.317 升(L)	
1 立方米(m ³) = 1000 升(L) = 35.315 立方英尺(ft ³) = 6.29 桶(bbl)	

(4) 质量单位换算

1 长吨(long ton) = 1.016 吨(t)	1 千克(kg) = 2.205 磅(lb)
1 磅(lb) = 0.454 千克(kg)	1 盎司(oz) = 28.350 克(g)
1 短吨(sh. ton) = 0.907 吨(t) = 2000 磅(lb)	
1 吨(t) = 1000 千克(kg) = 2205 磅(lb) = 1.102 短吨(sh. ton) = 0.984 长吨(long ton)	

(5) 密度单位换算

1 磅/ (lb/ ft ³) = 16.02 千克/ 米 ³ (kg/ m ³)
API 度 = 141.5 / 15.5 时的相对密度 - 131.5
1 磅/ 英加仑(lb/ gal) = 99.776 千克/ 米 ³ (kg/ m ³)
1 波美密度(B) = 140 / 15.5 时的相对密度 - 130
1 磅/ 立方英寸(lb/ in ³) = 27679.9 千克/ 立方米(kg/ m ³)
1 磅/ 美加仑(lb/ gal) = 119.826 千克/ 立方米(kg/ m ³)
1 磅/ (石油)桶(lb/ bbl) = 2.853 千克/ 立方米(kg/ m ³)
1 千克/ 米 ³ (kg/ m ³) = 0.001 克/ 立方厘米(g/ cm ³) = 0.0624 磅/ 立方英尺(lb/ ft ³)

(6) 运动黏度单位换算

1 斯(St) = 10 ⁻⁴ 平方米/ 秒(m ² / s) = 1 平方厘米/ 秒(cm ² / s)
1 平方英尺/ 秒(ft ² / s) = 9.29030 × 10 ⁻² 平方米/ 秒(m ² / s)
1 厘斯(cSt) = 10 ⁻⁶ 平方米/ 秒(m ² / s) = 1 平方毫米/ 秒(mm ² / s)

(7) 动力黏度单位换算

动力黏度 1 泊(P) = 0.1 帕·秒(Pa·s)	1 厘泊(cP) = 10 ⁻³ 帕·秒(Pa·s)
1 磅力秒/ 平方英尺(lbf·s/ ft ²) = 47.8803 帕·秒(Pa·s)	
1 千克力秒/ 平方米(kgf·s/ m ²) = 9.80665 帕·秒(Pa·s)	

(8) 力单位换算

1 牛顿(N) = 0.225 磅力(lbf) = 0.102 千克力(kgf)	
1 千克力(kgf) = 9.81 牛(N)	
1 磅力(lbf) = 4.45 牛顿(N)	1 达因(dyn) = 10 ⁻⁵ 牛顿(N)

(9) 温度单位换算

K = 5/9 (°F + 459.67)	K = °C + 273.15
n = (5/9 · n + 32) °F	n °F = [(n - 32) × 5/9]
1 °F = 5/9 (温度差)	

(10) 压力单位换算

压力 1 巴(bar) = 105 帕(Pa)	1 达因/ 平方厘米(dyn/cm ²) = 0.1 帕(Pa)
1 托(Torr) = 133.322 帕(Pa)	1 毫米汞柱(mmHg) = 133.322 帕(Pa)
1 毫米水柱(mmH ₂ O) = 9.80665 帕(Pa)	1 工程大气压 = 98.0665 千帕(kPa)
1 千帕(kPa) = 0.145 磅力/ 平方英寸(psi) = 0.0102 千克力/ 平方厘米(kgf/cm ²) = 0.0098 大气压(atm)	
1 磅力/ 平方英寸(psi) = 6.895 千帕(kPa) = 0.0703 千克力/ 平方厘米(kgf/cm ²) = 0.0689 巴(bar) = 0.068 大气压(atm)	
1 物理大气压(atm) = 101.325 千帕(kPa) = 14.696 磅/ 平方英寸(psi) = 1.0333 巴(bar)	

(11) 传热系数单位换算

1 千卡/ (平方米·时)[kcal/(m ² ·h)] = 1.16279 瓦/ 平方米(W/m ²)
1 千卡/ (平方米·时·) [kcal/(m ² ·h·)] = 1.16279 瓦/ (平方米·开尔文)[W/(m ² ·K)]
1 英热单位/ (平方英尺·时·) [Btu/(ft ² ·h·)] = 5.67826 瓦/ (平方米·开尔文)[W/(m ² ·K)]
1 平方米·时· / 千卡(m ² ·h· / kcal) = 0.86000 平方米·开尔文/ 瓦(m ² ·K/W)

(12) 比热容单位换算

1 千卡/ (千克·) [kcal/(kg·)] = 1 英热单位/ (磅· F) [Btu/(lb·)] = 4186.8 焦耳/ (千克·开尔文) [J/(kg·K)]
--

(13) 功率单位换算

1 英热单位/ 时(Btu/h) = 0.293071 瓦(W)	
1 千克力·米/ 秒(kgf·m/s) = 9.80665 瓦(W)	
1 卡/ 秒(cal/s) = 4.1868 瓦(W)	1 米制马力(hp) = 735.499 瓦(W)

(14) 渗透率换算

1 达西 = 1000 毫达西	1 平方厘米(cm ²) = 9.81 × 10 ⁷ 达西
-----------------	--

(15) 热功单位换算

1 卡(cal) = 4.1868 焦耳(J)	1 大卡 = 4186.75 焦耳(J)
1 千克力米(kgf·m) = 9.80665 焦耳(J)	
1 英热单位(Btu) = 1055.06 焦耳(J)	
1 千瓦小时(kW·h) = 3.6 × 10 ⁶ 焦耳(J)	
1 英尺磅力(ft·lbf) = 1.35582 焦耳(J)	
1 米制马力小时(hp·h) = 2.64779 × 10 ⁶ 焦耳(J)	
1 英马力小时(UKHp·h) = 2.68452 × 10 ⁶ 焦耳	
1 焦耳 = 0.10204 千克·米 = 2.778 × 10 ⁻⁷ 千瓦·小时 = 3.777 × 10 ⁻⁷ 公制马力小时 = 3.723 × 10 ⁻⁷ 英制马力小时 = 2.389 × 10 ⁻⁴ 千卡 = 9.48 × 10 ⁻⁴ 英热单位	

(16) 速度单位换算

1 英里/时 (mile/h) = 0.44704 米/秒 (m/s)

1 英尺/秒 (ft/s) = 0.3048 米/秒 (m/s)

(17) 地温梯度换算

1 / 100 英尺 = 1.8 / 100 米 (/ m)

1 / 公里 = 2.9 / 英里 (/ mile) = 0.055 / 100 英尺 (/ ft)
--

(18) 热值单位换算

1 桶原油 = 5.8×10^6 英热单位 (Btu)

1 吨煤 = 2.406×10^7 英热单位 (Btu)

1 立方米湿气 = 3.909×10^4 英热单位 (Btu)
--

1 千瓦小时水电 = 1.0235×10^4 英热 (Btu)
--

1 立方米干气 = 3.577×10^4 英热单位 (Btu)
--

注：以上为 1990 年美国平均热值。

(19) 气油比单位换算

1 立方英尺/桶 (cuf/bbl) = 0.2067 立方米/吨 (m^3/t)

(20) 热当量单位换算

1 桶原油 = 5800 立方英尺天然气 (按平均热值计算)

1 立方米天然气 = 1.3300 千克标准煤

1 千克原油 = 1.4286 千克标准煤

参 考 文 献

- 1 Ayotamuno. M. J. et al. Environmental Management and Health 13, No. 2 (2002)
- 2 Carson et al. Contingent Valuation and Lost Passive Use: Damages from the Exxon Valdez Oil Spill. Environmental and Resource Economics 25, No. 3 (2003)
- 3 陈长兴, 张士权等. 我国油气田环境污染源分析. 环境科学, 1995, 16 (1): 78~82
- 4 程晶, 单宝坤等. ISO 9000 质量体系与 HSE 管理体系的发展及其兼容性探讨. 石油工业技术监督, 2000, 16 (4): 9~11
- 5 陈家军, 王红旗等. 大庆油田开发中石油类污染物对地下水环境影响模拟分析. 应用生态学报, 2001, 12 (1): 115
- 6 常贵宁, 刘吉东等. 工业泄漏与治理. 北京: 中国石化出版社, 2003
- 7 陈文毅. 浅析石油天然气勘探开发环境保护. 地质勘探安全, 1999, 2: 43~44
- 8 Demirekler. E. et al. Modeling Water Quality Impacts of Petroleum Contaminated Soils in a Reservoir Catchment. Water, Air & Soil Pollution 120, No. 1/2 (2000)
- 9 董国永, 赵朝成. 健康、安全与环境管理体系. 北京: 石油工业出版社, 2000
- 10 樊恒, 孙承保, 杨永钦. 油田井喷火灾及扑救措施. 河南消防, 1999, 9: 30
- 11 开方明, 马夏康等. 油罐区泄漏及火灾危险危害评价. 安全与环境学报, 2004, 3: 5
- 12 胡二邦. 环境风险评价实用技术和方法. 北京: 中国环境科学出版社, 2000
- 13 黄山红, 陆晓华, 邓皓. 油气生产对环境的影响及防治对策. 油气田环境保护, 2000, 10 (3): 22~24
- 14 李惠敏, 王振欧. 试论废气无组织排放源强的确定及控制. 氯碱工业, 1997, 3: 30~33
- 15 李津, 陈彦玲. 我国石油石化行业的 HSE 管理体系. 石油化工高等学校学报, 2002, 15 (2): 82~86
- 16 刘培桐主编. 环境学概论. 北京: 高等教育出版社, 1995
- 17 刘仕华, 刘志林, 胡国松. 中国石油供需与石油安全. 石油化工技术经济, 2003, 19 (1): 1~5
- 18 陆书玉, 徐峰, 石剑荣. 工程项目的环境风险评价表征研究. 上海环境科学. 1998, 17 (11): 1~3, 10
- 19 刘天齐主编. 石油化工环境保护手册. 北京: 烃加工出版社, 1990
- 20 陆雍森编著. 环境评价. 上海: 同济大学出版社, 1999
- 21 国家环境保护总局监督管理司. 化工、石化及医药行业建设项目环境影响评价. 北京: 中国环境科学出版社, 2003
- 22 国家环境保护总局监督管理司. 中国环境影响评价培训教材. 北京: 化学工业出版社, 2000
- 23 国家环保局. 环境影响评价技术导则——总纲. HJ/T 2.1—93
- 24 国家环保局. 环境影响评价技术导则——大气环境. HJ/T 2.2—93
- 25 国家环保局. 环境影响评价技术导则——地面水环境. HJ/T 2.3—93
- 26 国家环保局. 环境影响评价技术导则——声环境. HJ/T 2.4—95
- 27 国家环保局. 环境影响评价技术导则——非污染生态影响. HJ/T 2.2—93
- 28 国家环保局. 环境影响评价技术导则——石油化工建设项目. HJ/T 89—2003

- 29 谷清, 汤大刚. 面源模式反扩散参数研究. 环境科学研究, 2001, 14 (5): 54 ~ 55
- 30 郭文成, 钟敏华, 梁粤瑜. 环境风险评价与环境风险管理. 云南环境科学, 2001, 20: 99 ~ 100
- 31 穆从如. 石油开发对黄土高原地区生态环境的影响研究. 地理研究, 1994, 13 (4): 23
- 32 穆从如, 杨林生. 石油长输管道工程对生态环境的影响. 环境科学, 1995, 16 (2): 83
- 33 马凤良. 中国石油安全问题的研究. 石油化工技术经济, 2004, 20 (2): 1 ~ 7
- 34 任磊. 国外石油天然气开采行业清洁生产技术发展动态. 油气田环境保护, 2003, 13 (4): 31
- 35 任平. 影响大气污染物散布的气象条件. 资源开发与市场, 2003, 19 (2): 72 ~ 75
- 36 钱云平. 地下水系统中污染物的行为特征. 地下水, 1997, 19 (1): 31 ~ 33
- 37 Skiba et al. Direct and Adjoint Oil Spill Estimates. Environmental Monitoring and Assessment 59, no. 1 (1999)
- 38 慎镛健, 冯志国等. 大庆油田废钻井液对土壤环境的影响. 油气田环境保护, 1997, 7 (3): 18
- 39 Techniques for Assessing Industrial Hazards/ A Manual N. W. Washington DC. 20433. IFC. 1992, 95 ~ 98
- 40 奚成刚, 陈家军, 许兆义. 油田开发过程中事故环境风险评价. 中国安全科学学报, 2002, 12 (3): 36 ~ 37
- 41 肖翠萍. 大气稳定度对污染物扩散的影响. 有色金属加工, 1996, 5: 43 ~ 51
- 42 谢传欣, 叶从胜, 黄飞. 国内外井喷事故回顾. 安全、健康和环境, 2004, 4 (2): 9 ~ 10
- 43 谢雄标. 对我国石油企业质量、安全管理模式的思考. 石油工业技术监督, 2004, 1: 23 ~ 25
- 44 杨寿山. 积极保护高产油气藏科学防治井喷对策. 江汉石油职工大学学报, 2002, 15 (1): 33 ~ 36
- 45 于晓丽. 落地原油对土壤污染及治理技术. 农业环境与发展, 2000, 3: 28 ~ 29
- 46 杨志峰, 刘静铃等编著. 环境科学概论. 北京: 高等教育出版社, 2004
- 47 王丹昶. 石油勘探开发过程中推行清洁生产初探. 石油化工环境保护, 2003, 26 (4): 8
- 48 王太平等. 钻井噪音对环境的影响. 天然气工业, 2003, 23 (1): 63 ~ 64
- 49 吴宗之, 高进东. 重大危险源辨识与控制. 北京: 冶金工业出版社, 2001
- 50 张宝莉, 徐玉新主编. 环境管理与规划. 北京: 中国环境科学出版社, 2004
- 51 周凤起, 周大地主编. 中国中长期能源战略. 北京: 中国计划出版社. 1999
- 52 朱建华等. 油气管道事故危险危害分析. 劳动保护科学技术, 1998
- 53 周开吉, 王波. 井喷失控喷流运动学特征参数确定方法. 天然气工业, 2004, 24 (3): 78
- 54 张士权等. 油气田噪声对环境的影响. 油气田环境保护, 1995, 5 (2): 42 ~ 44
- 55 赵晓宁, 曾向东等. 国外石油勘探开发工业的环境保护. 石油化工环境保护, 2001, 2: 54 ~ 58
- 56 张兴儒主编. 油气田环境保护. 北京: 石油工业出版社, 1995
- 57 左玉辉编著. 环境学. 北京: 高等教育出版社, 2002
- 58 周以琦, 夏春萍, 朱珍迎. 石油勘探环境风险评价. 油气田环境保护, 2000, 10 (4): 11 ~ 13