

目 录

概述.....	1
第一章 总则.....	5
1.1 编制依据.....	5
1.1.1 法律法规.....	5
1.1.2 技术标准及规范.....	6
1.1.3 相关规划.....	7
1.1.4 相关文件.....	7
1.2 评价目的与原则.....	7
1.2.1 评价目的.....	7
1.2.2 评价原则.....	8
1.3 环境影响因素识别与评价因子筛选.....	8
1.3.1 环境影响要素识别.....	8
1.3.2 评价因子筛选.....	8
1.4 环境功能区划与评价标准.....	9
1.4.1 环境功能区划.....	9
1.4.2 环境质量标准.....	9
1.4.3 污染物排放标准.....	12
1.5 评价工作等级及评价范围.....	14
1.5.1 评价工作等级.....	14
1.5.2 评价范围.....	17
1.6 污染控制及环境保护目标.....	18
1.6.1 污染控制目标.....	18
1.6.2 主要环境保护对象.....	18
1.7 工作程序.....	21
第二章 建设项目工程分析.....	22
2.1 项目基本情况.....	22
2.2 储气库设计参数.....	25
2.2.1 气源.....	25
2.2.2 库容设计参数.....	25
2.2.3 运行周期.....	26
2.2.4 运行参数.....	26
2.2.5 采气期井流物组成及性质.....	27
2.3 工程建设内容.....	28
2.3.1 钻井工程.....	28
2.3.2 地面工程.....	36
2.3.4 线路工程.....	42
2.3.5 公用工程.....	46
2.4 依托区域现状.....	48
2.4.1 温西一气库现状.....	48
2.4.2 温八气库现状.....	49
2.4.3 丘东气库现状.....	52

2.4.4 依托工程.....	53
2.5 影响因素分析及污染源强核算.....	55
2.5.1 影响因素分析.....	55
2.5.2 施工期污染物产生及排放情况.....	57
2.5.3 运营期污染物产生及排放情况.....	62
2.5.4 闭井期.....	68
2.6 污染物总量控制.....	68
2.7 清洁生产.....	68
2.7.1 清洁原料及产品.....	69
2.7.2 清洁的工艺技术.....	69
2.7.3 清洁的材料、设备.....	70
2.7.4 自动控制水平.....	71
2.7.5 节能措施.....	71
第三章 环境现状调查与评价.....	72
3.1 自然概况.....	72
3.1.1 地理位置.....	72
3.1.2 地形地貌.....	72
3.1.3 区域地质.....	72
3.1.4 水文地质.....	73
3.1.5 气候与气象.....	74
3.2 环境质量现状调查与评价.....	75
3.2.1 环境空气.....	75
3.2.2 水环境.....	82
3.2.3 声环境.....	85
3.2.4 生态环境.....	86
第四章 环境影响预测与评价.....	98
4.1 环境空气影响预测及评价.....	98
4.1.1 施工期影响分析.....	98
4.1.2 运营期影响分析.....	99
4.2 水环境影响分析.....	100
4.2.1 施工期对地下水影响分析.....	100
4.2.2 运行期对地下水影响分析.....	102
4.2.3 工程建设对坎儿井影响分析.....	102
4.3 声环境影响分析.....	103
4.3.1 施工期噪声影响分析.....	103
4.3.2 运营期噪声影响分析.....	104
4.4 固体废物影响分析.....	104
4.4.1 施工期固体废物产生及处置情况.....	104
4.4.2 运营期固体废物处置情况.....	105
4.5 生态影响分析.....	105
4.5.1 施工期生态影响分析.....	105
4.5.2 运营期生态影响分析.....	108
4.6 环境风险分析.....	109
4.6.1 评价等级.....	109
4.6.2 环境风险影响途径.....	109

4.6.3 风险识别结果	109
4.6.4 风险防范措施	110
4.6.5 应急预案	113
第五章 环境保护措施及其可行性论证	116
5.1 废气治理措施及有效性分析	116
5.1.1 施工期	116
5.1.2 运行期	116
5.2 废水治理对策	117
5.2.1 施工期	117
5.2.2 运行期	117
5.3 地下水保护措施	119
5.4 噪声污染防治对策	119
5.4.1 施工期	119
5.4.2 营运期	120
5.5 固体废物处置对策	120
5.5.1 施工期	120
5.5.2 运行期	120
第六章 环境影响经济损益分析	121
6.1 社会效益分析	121
6.2 工程的经济效益分析	121
6.3 工程环境经损益分析	121
6.3.1 环保设施费用估算	121
6.3.2 环保设施经济收益估算	121
第七章 环境管理与监测计划	123
7.1 环境管理制度	123
7.1.1 油气田开发 HSE 管理体系	123
7.1.2 环境管理机构	125
7.1.3 环境管理主要任务	125
7.2 施工期环境监理	125
7.2.1 环境监理计划	126
7.2.2 环境监理的内容	126
7.2.3 环境监理工作要点	126
7.3 污染物排放清单及环境管理要求	127
7.3.1 污染物排放清单	127
7.3.2 钻井作业期间环境管理要求	128
7.3.3 生产运行期环境管理	129
7.4 环境监测	130
7.4.1 监测计划	130
第八章 环境影响评价结论	132
8.1 工程概况	132
8.2 环境质量现状评价结论	132
8.2.1 生态环境质量现状	132
8.2.2 环境空气质量现状	132

8.2.3 水环境质量现状.....	133
8.2.4 声环境质量现状.....	133
8.2.5 土壤环境质量.....	133
8.3 污染物排放情况.....	133
8.3.1 废气.....	133
8.3.2 废水.....	133
8.3.3 固废.....	133
8.4 主要环境影响结论.....	134
8.4.1 生态影响评价结论.....	134
8.4.2 环境空气影响结论.....	134
8.4.3 水环境影响评价结论.....	134
8.4.4 声环境影响评价结论.....	134
8.4.5 固体废物影响评价结论.....	135
8.4.6 环境风险分析评价结论.....	135
8.4.7 总量控制结论.....	135
8.5 综合结论.....	135

概述

一、建设项目的特点

近年来,随着我国经济的快速发展,对天然气的需求量也持续增长,为保障下游用户的稳定供气,长输管道必须配套建设储气调峰设施,以解决口益增大的调峰需求。地下储气库作为最经济、最有效的调峰保供手段,目前已成为世界范围内天然气最主要的储备方式。

根据国家发改委《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》(发改能源规【2018】637 号)的相关要求,供气企业应当建立天然气储备,到 2020 年至少形成不低于其年合同销售量 10%的储气能力。县级以上地方人民政府到 2020 年至少形成不低于保障本行政区域日均 3 天需求量的储气能力。城镇燃气企业要建立天然气储备,到 2020 年形成不低于其年用气量 5%的储气能力。

为落实国家加快上游供气企业储气能力建设要求,有效提升中国石油天然气股份有限公司储气调峰能力,满足甘肃、青海、宁夏等省区的调峰要求,中国石油吐哈油田分公司拟建设温吉桑储气库群项目。

温吉桑储气库群位于新疆吐鲁番地区鄯善县七克台镇,由温西一、温八及丘东三个气藏,主要建设内容包括:

(1)气藏工程。设计总库容 55.9 亿立方米,实际工作气量 20.5 亿立方米/年,垫底气量 35.4 亿立方米(其中基础垫底气量 9.73 亿立方米、补充垫底气量 25.67 亿立方米);设计注气能力 1139 万立方米/天,采气能力 1708 万立方米/天;设计注气周期 180 天,采气周期 120 天,平衡期 65 天。

(2)钻井工程。采用直井+水平井布井方案,共部署注采井 70 口,其中新钻井 47 口(包括直井 22 口、水平井 25 口)、利用老井直井 23 口;利用老井部署监测井 31 口(6 口兼采气井)。

(3)地面工程。采用两级布站方式,即集注站—集配站—井场,新建集注站 1 座、集配站 3 座、注采井场 67 座、监测井场 25 座、1 座清管计量站、6 台 200 万立方米/天电驱往复式压缩机组、1 套 600 万立方米/天和 2 套 650 万立方米/天露点控制装置以及集输管线、防腐、自控、通信、给排水、消防、供配电、暖通等相关配套工程;建设集注站—西二线 27 号阀室的双向输气管线,全长约 15.6 公里。管径 813 毫米,设计压力 12 兆帕。

二、环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、国务院令 682 号《建设项目环境保护管理条例》及生态环境部令 1 号《建设项目环境影响评价分类管理名录》的有关规定，温吉桑储气库项目需要开展环境影响评价，并编制环境影响报告书。受中国石油吐哈油田分公司的委托，新疆广清源环保技术有限公司承担了温吉桑储气库群项目的环境影响评价工作。

接受任务后，我单位组织评价人员进行了现场踏勘，对项目所在区域自然环境和区域环境质量现状等进行了详细调查，分析建设项目与国家、新疆维吾尔自治区有关环境保护法规、产业政策、相关规划的符合性。并对项目所在区域的环境质量进行现状监测；同时收集了区域生态环境相关资料，对本项目可能产生的环境影响进行预测评价。在进行前述工作的基础上，评价单位编制完成了《温吉桑储气库群环境影响报告书》。

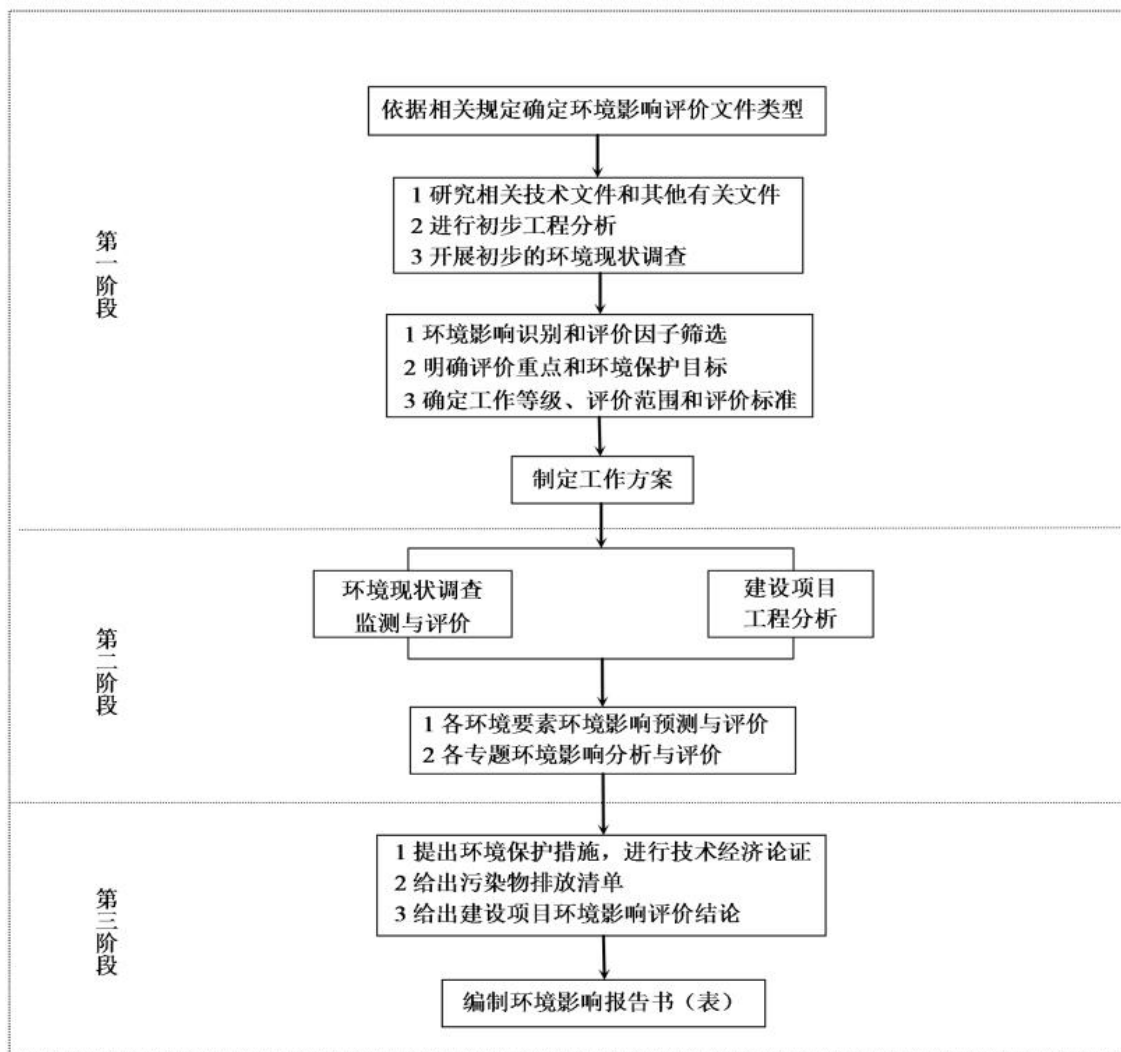


图 1 本次评价工作程序

三、分析判定相关情况

1 产业政策相符性分析

本项目为储气库项目。根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中相关规定，本项目属于第一类鼓励类第七条“石油、天然气”中的第 3 条“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”。因此，本项目建设符合当前国家产业政策。

2 规划符合性分析

本工程位于自然资源部批准的中国石油吐哈油田分公司勘探权区域内，项目建设可以有效提升中国石油天然气股份有限公司储气调峰能力，满足甘肃、青海、宁夏等省区的调峰要求。项目的建设符合新疆经济发展规划、环保规划及城镇总体规划。

3 “三线一单”符合性分析

本工程所在区内地面地势较平坦，地表为第四系戈壁、农田，根据环评单位现场踏勘及调查走访，项目区内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区，本项目规划建设用地不在吐鲁番市拟划生态红线范围内。

评价区域环境质量良好，环境空气、地表水、地下水、土壤、噪声均达到相应环境功能区要求。本项目实施后对区域内环境影响较小，项目实施后严格落实环境保护措施，可削减污染物排放量，改善环境质量。因此项目符合环境质量底线管理要求。

本项目运营过程中消耗一定量的天然气、土地资源等，项目资源消耗量相对区域资源利用总量较少，对区域资源的利用不会超出资源负荷能力，符合资源利用上限要求。

综上所述，建设项目符合《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环评[2016]150 号）要求。

五、关注的主要环境问题及环境影响

本项目运行期产生的大气污染物为热媒炉、采暖炉排放的烟气，井场无组织排放的非甲烷总烃、甲醇。天然气本身属于清洁能源，烟气中各污染物对区域环境空气影响很小；烃类无组织挥发所产生的大气污染，主要的防治措施就是实现油气密闭集输气井的井口应加强密封性，经常检查和更换井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出，对环境空气影响较小。

采气期废水主要为库区采出凝液和职工生活污水，凝液经凝液管道输至丘东处理厂处理进行处理；生产生活污水送温米联合站进行处理，经处理达标后回注，不直接

排入外环境。

噪声源主要为集注站内设备，通过采取选用低噪声设备、室内安装、基础减震等降噪措施后，对周围声环境影响较小。

本项目运行期产生的固体废物为过滤器分离出的杂质、压缩机组检修时产生的废润滑油、分离器分离出的含油杂质和职工生活垃圾。生活垃圾统一收集，定期运至火车站镇垃圾填埋场填埋；过滤器分离出的杂质、压缩机组检修时产生的废润滑油、分离器分离出的含油杂质密闭铁桶收集后送有资质单位处理。

六、环境影响的主要结论

温吉桑储气库群项目的建设符合国家产业政策，符合中国石油股份有限公司吐哈油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但可以有效提升中国石油天然气股份有限公司储气调峰能力，满足甘肃、青海、宁夏等省区的调峰要求。

项目采取了相应的污染防治措施，各污染物均可实现达标排放，对环境的影响较小。建设单位通过网上公示、报纸公示、张贴公告等方式进行了公示，期间未收到公众的对本项目建设相关的环保意见反馈。

工程在建设期和运行期严格执行国家和地方的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项污染防治和生态保护措施，制定切实可行的风险应急预案，避免风险事故的发生。从环保角度分析，本项目的建设可行。

第一章 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

国家和地方法律法规一览表见表 1.1-1。

表 1.1-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2015 年修订）	12 届人大第 16 次会议	2016-01-01
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2004 年修订）	10 届人大第 11 次会议	2004-08-28
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法	9 届人大第 23 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2011 年修订）	国务院令 591 号	2011-12-01
4	中华人民共和国河道管理条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	中华人民共和国水污染防治法实施细则	国务院令 284 号	2003-03-20
7	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-6-27
8	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2018 修订）	环境保护部令第 1 号	2018-04-28
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2016 版）	环境保护部令第 39 号	2016-08-01
5	《产业结构调整指导目录（2019 年本）》	国家发展和改革委员会 2019 第 29 号令	2013-05-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17

7	《关于将巴音郭楞蒙古自治州吐鲁番市哈密市纳入执行《环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)》差别化政策范围的复函》	环办环评函〔2020〕341号	2020-6-29
8	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发[2012]77号	2012-07-03
9	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发[2011]150号	2011-12-29
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发[2012]98号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发[2013]16号	2013-01-22
12	关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见	环发[2004]24号	2004-02-12
13	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)》的通知	环办[2013]103号	2014-01-01
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法	新疆维吾尔自治区人民政府令第50号	1995-03-01
5	新疆维吾尔自治区石油建设用地管理办法	新政函[1996]35号	
6	关于全疆水土流失重点预防保护区、重点治理区、重点治理区划分的公告	新疆维吾尔自治区人民政府	2000-10-31
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(第一批)》	新政办发[2007]175号	2007-08-01
8	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194号	2002-12
9	新疆生态功能区划	新政函[2005]96号	2005-07-14
10	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01
11	新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定(试行)	新环评价发〔2013〕488号	2013-10-23
12	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330号	2011-07-01
13	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389号	2011-07-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35号	2014-04-17
15	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21号	2016-01-29
16	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25号	2017-03-01
17	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)	新环发[2017]1号	2017-01-01
18	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124号	2017-06-22
19	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01

1.1.2 技术标准及规范

环评有关技术规定见表 1.1-2。

表 1.1-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2011	2011-09-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
10	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01

11	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	石油化工企业环境保护设计规范	SH3024-1995	1995-07-01
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
15	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30

1.1.3 相关规划

- (1)《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的第十三个五年规划纲要》；
- (2)《新疆维吾尔自治区能源发展“十三五”规划》；
- (3)《新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划》（新环发[2017]124 号）；
- (4)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

1.1.4 相关文件

- (1) 委托书
- (2)《关于温吉桑储气库群预可行性研究报告的批复》，石油计[2020]13 号，中国石油天然气股份有限公司；
- (3)《温吉桑储气库群预可行性研究》；
- (4) 监测报告。

1.2 评价目的与原则

1.2.1 评价目的

通过对温吉桑储气库群项目工程评价范围内的自然、生态环境质量现状进行调查、监测及分析评价，对项目开发建设带来的各种影响作定性或定量的预测分析，以期达到如下目标：

- (1) 完善本项目的决策，确保本项目在环境方面的合理性和可行性；
- (2) 确保任何环境后果在项目的前期准备阶段得到确认，使其在项目选址、选线、设计、施工和运营过程中予以考虑和重视；
- (3) 对注采站、注采井、输气管道工程在施工期和运行期对周围环境的影响进行分析和评价，针对拟建工程对环境的影响程度提出优化环境和切实可行的环保措施和环保对策，反馈于工程设计与施工，以减少由于工程建设而产生的环境负面影响，达到工程建设与环境保护协调发展的目的。
- (4) 从环境保护角度对本项目建设的环境可行性得出明确结论，为主管部门决策和建设单位进行环境管理提供依据。

1.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

1、依法评价

认真贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

2、科学评价

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响，充分收集和利用评价范围内有效的环境监测资料或背景值资料。

3、突出重点

根据本项目工程内容及特点，明确与环境要素间的作用效应关系，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.3 环境影响因素识别与评价因子筛选

1.3.1 环境影响要素识别

根据项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程建设对周围环境的影响因素有环境空气、地下水、声环境、土壤环境及生态环境等。

本工程施工内容主要为钻井作业、地面配套设施建设、管线敷设等。施工活动对生态环境影响较大，主要体现在临时占用土地及破坏土壤、地表植被等。运行期，正常工况条件下，污染物排放主要集中在井场无组织烃类（主要为非甲烷总烃）的挥发。与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。本工程环境影响因素识别及筛选见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响识别与因子筛选矩阵

序号	时段	主要影响因素	自然环境					
			环境空气	地表水	地下水	土壤	噪声	生态
1	施工期	场地平整	-		-	-	-	--
		钻井作业		-	--	--	-	
		管道敷设	-	-				--
		井场、集输站等地面工程	-	-				--
2	运营期	注采	-	-			-	
		火炬放空	-				-	

注：“-”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小

1.3.2 评价因子筛选

根据上述环境影响识别因子筛选，确定本工程环境影响评价因子如表1.3-2所示。

表 1.3-2 评价因子筛选表

环境要素	现状调查与评价因子	影响预测与评价因子
大气环境	NO ₂ 、SO ₂ 、TSP、PM ₁₀ 、NH ₃ 、PM _{2.5} 、NH ₃ 、非甲烷总烃、甲醇	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、非甲烷总烃、甲醇
地表水环境	pH、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、石油类	COD
地下水环境	pH、石油类、氨氮、耗氧量和挥发酚	石油类
土壤环境	pH、含盐量、石油烃、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	
声环境	等效连续 A 声级 (Leq(A))	等效连续 A 声级 Leq(A)
固体废物		废弃钻井泥浆、岩屑、污泥、油泥、建筑垃圾和生活垃圾

1.4 环境功能区划与评价标准

1.4.1 环境功能区划

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属于吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。

(2) 环境空气功能区划

按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

(3) 声环境功能区划

按《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，油田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

(4) 水环境功能区

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为III类。

1.4.2 环境质量标准

(1) 环境空气

环境空气质量评价中SO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、TSP、CO、NO₂、O₃等执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及2018年修改单二级标准，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的限值要求。详见表1.4-1。

表 1.4-1 环境空气质量标准限值

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75		
4	PM ₁₀	70	150		
5	CO(mg/m ³)		4	10	
6	O ₃		160	200	
7	非甲烷总烃 (mg/m ³)			2.0	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	甲醇		1000	3000	《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

项目周围范围内无地表水体。区域地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准执行。标准限值见表1.4-2。

表 1.4-2 地下水质量分类指标 单位：mg/L (pH 除外)

序号	项目	Ⅲ 类	序号	项目	Ⅲ 类
1	pH 值（无量纲）	6.5~8.5	14	亚硝酸盐	≤1.0
2	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	15	氨氮	≤0.5
3	溶解性总固体	≤1000	16	氟化物	≤1.0
4	硫酸盐	≤250	17	氰化物	≤0.05
5	氯化物	≤250	18	硒	≤0.01
6	铁	≤0.3	19	砷	≤0.01
7	锰	≤0.1	20	汞	≤0.001
8	铜	≤1.0	21	镉	≤0.005
9	锌	≤1.0	22	六价铬	≤0.05
10	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002	23	铅	≤0.01
11	阴离子表面活性剂	≤0.3	24	镍	≤0.02
12	细菌总数（个/L）	≤100	25	耗氧量	≤3.0
13	硝酸盐	≤20	26	石油类	≤0.05

(3) 声环境

厂址附近声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，即：昼间 60 dB(A)，夜间 50 dB(A)。

(4) 土壤环境

集配站等站场用地为建设用地，执行现行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地标准。各站场农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中表 1 “其他”土地类型标准。周边区域执行具体数值分别见表 1.4-3 和表 1.4-4。

表 1.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值和管控值（基本项目，mg/kg）

序号	污染物项目	筛选值		管控值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铅	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烷	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烷	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯乙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
42	蒽	490	1293	4900	12900

43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃		4500		

表 1.4-4 农用地土壤污染风险筛选值和管制值 单位: mg/kg

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

(5) 生态环境

水土流失评价执行《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标。

1.4.3 污染物排放标准

(1) 废气

施工期柴油发电机执行 GB20891-2014《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国III、IV阶段）》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第III阶段），见表 1.4-5。

表 1.4-5 非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值（III阶段）

额定净功率 (kw)	CO (g/kmh)	HC (g/kmh)	NOx (g/kmh)	HC+NOx (g/kmh)	PM (g/kmh)
130≤Pmax≤560	3.5			4.0	0.2

加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉要求；无组织排放非甲烷总烃、甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 排放限值。详见表 1.4-6。

表 1.4-6 大气污染物排放标准 单位: mg/Nm³

序号	污染物	项目	数值 (mg/m ³)	标准来源
1	颗粒物	燃气锅炉	20	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 中表 2 标准
2	二氧化硫		50	
3	氮氧化物		200	
4	非甲烷总烃	无组织排放监控浓度	4.0	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297—1996)
5	甲醇		12	

(2) 废水

运行期产生的废水进入温米联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注，不直接排入外环境，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 1.4-7。

表 1.4-7 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$> 0.01 - \leq 0.05$	$> 0.05 - \leq 0.5$	$> 0.5 - \leq 1.5$	> 1.5
控制 指标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
	含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
	平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076				
	SRB, 个/MI	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	IB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

(3) 噪声

施工期要满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），详见表 1.4-8。

表 1.4-8 建筑施工场界噪声限值 单位：等效声级 $\text{Leq}[\text{dB(A)}]$

昼间	夜间
70	55

运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。详见表 1.4-9。

表 1.4-9 工业企业厂界环境噪声排放标准限值

区域位置	类别	噪声级 dB (A)		标准限值来源
		昼间	夜间	
厂界外	2	60	50	GB12348-2008

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场所污染控制标准》（GB18599-2001）；危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》进行监督和管理。其中油气田含油污泥及钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）。

1.5 评价工作等级及评价范围

1.5.1 评价工作等级

(1)环境空气

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的相关规定，选择推荐模式中的估算模式（AERSCREEN）对本项目大气环境评价工作进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = (C_i / C_{oi}) \times 100\%$$

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i —采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

C_{oi} 一般选用 GB 3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

评价工作等级按表 1.5-1 的分级判据进行划分。最大地面浓度占标率 P_i 按公式计算，如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者($P_{\max}$)，和其对应的 $D_{10\%}$ 。

评价工作等级的判定依据见表1.5-1。

表 1.5-1 大气评价工作等级

评价工作等级	评价工作等级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 80\%$ 且 $D_{10\%} \geq 5\text{km}$
二级评价	其他
三级评价	$P_{\max} < 10\%$ 或者 $D_{10\%}$ 小于污染源距厂界最近距离

估算模式计算各污染物参数见表1.5-2。

表 1.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数	-
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		45.2

最低环境温度/℃		-26.7
土地利用类型		戈壁
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	-
	岸线方向/°	-

本项目为天然气储运工程，运行期储气库注采井场的注采设备及管线全封闭，主要污染源为集配站无组织非甲烷总烃、甲醇注入系统无组织挥发的甲醇；集注站采暖炉和加热炉。

本项目主要污染物源强见表 1.5-3 和表 1.5-4，估算结果见表 1.5-5。

表 1.5-3 主要废气污染源参数一览表(点源)

污染源名称			排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速 m/s	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放速率(kg/h)
集注站	加热炉	PM ₁₀	15	0.4	4.36	100	2880	0.016
		SO ₂						0.027
		NO _x						0.124
	采暖炉	PM ₁₀	15	0.4	4.31	100	2880	0.017
		SO ₂						0.029
		NO _x						0.134

表 1.5-4 主要废气污染源参数一览表(无组织面源)

污染源名称	矩形面源			污染物	排放速率(kg/h)
	长度/m	宽度/m	有效高度/m		
单个井场 (共 70 个井场)	35	35	1	非甲烷总烃	0.006
甲醇注入系统 (每个集配站一个)	6.4	1.6	1.5	甲醇	0.008

表 1.5-5 主要污染源估算模型计算结果表

污染源名称	评价因子	评价标准 (μg/m ³)	C _{max}	P _{max}	D _{10%}
			(μg/m ³)	(%)	(m)
集注站加热炉	SO ₂	500	0.223	0.04	-
	NO ₂	250	0.989	0.40	-
	PM ₁₀	450	0.128	0.03	-
集注站采暖炉	SO ₂	500	0.237	0.05	-
	NO ₂	250	1.062	0.42	-
	PM ₁₀	450	0.138	0.03	-

单个井场	非甲烷总烃	2000	57.000	2.85	-
单个甲醇注系统	甲醇	3000	160.000	5.33	-

由上表可知，各项污染物占标率最大值为5.33%。按照《环境影响评价导则 大气环境》（HJ2.2-2018），确定本项目大气评价工作等级为二级。

(2)地表水

本项目生产污水和生活污水送温米联合站进行处理后各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注油藏，不外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）的规定，本项目为间接排放，地表水评价等级为三级 B。

(3)地下水

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A，地下储气库属于IV类项目，不需要开展地下水环境影响评价。但是由于项目涉及到注采井的建设，在事故情况下可能会对地下水造成污染，因此，本评价对钻井施工对地下水的影响进行简要的分析评价，并提出相应的地下水环境保护对策。

(4)声环境

根据本项目所处地理位置及周围环境，本工程所在地为 2 类声环境功能区，根据声环境影响预测结果，项目建设前后，评价范围内声环境噪声值增加量小于 5dB(A) 以上。周围 200m 范围内无环境敏感保护目标。依据 HJ2.4—2009《环境影响评价技术导则声环境》规定，声环境评价等级定为二级。

(5)土壤环境

本项目为地下气库项目，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本项目属于“交通运输、管道运输业和仓储业”，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于IV类项目，不需要开展土壤环境影响评价。但由于本工程位于吐哈油田范围内，对项目涉及地表的区域进行土壤现状监测，说明区域历史油田开采过程中对土壤的影响，并针对本项目提出相应土壤保护措施。

(6)生态环境

评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地包括集注站、3 个集配站、井场等，合计面积 5.577hm²，占地面积<20km²；集输管线 15.6km，注采管线 11.1km，单井管线 53.65km，线性工程长度<100km，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）

和《环境影响评价技术导则—陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）的有关要求，具体见表 1.5-6，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 1.5-6 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地(水域)范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特种生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

(7)环境风险

本项目运行后，主要从事天然气注入和采出活动，地下 2720m-3556m 的油气存储地质构造本身并不构成危险源，主要的危险源为甲醇储罐。项目涉及的主要物料为天然气、甲醇。按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 B.1 中“突发环境事件风险物质及临界量”，天然气属易燃气体，临界量为 10t；甲醇属易燃液体，临界量为 10t。本项目井场内无天然气的储存设施，3 个集配站各设 1 个 25m^3 甲醇储罐，集注站设 1 个 15m^3 甲醇储罐，总储存量为 71.2t。天然气集输管线 14.3km，注采管线长度 11.1km，管线内最大天然气在线量为 8700m^3 ，约 6.09t。本项目环境风险潜势计算结果见表 1.5-7。

表 1.5-7 环境风险潜势及评价等级

风险源位置	Q	M	P	环境敏感性	风险潜势	评价等级
温西一集配站	2	5 (M4)	P3	E3	II	三级
温八集配站	2	5 (M4)	P3	E3	II	三级
丘东集配站	2	5 (M4)	P3	E3	II	三级
集注站	1.12	5 (M4)	P3	E3	II	三级
集输管线	0.609				I	简单分析

由表可知，本项目集配站、集注站风险评价等级为三级，集输管线风险评价等级为简单分析。

1.5.2 评价范围

本次评价的评价范围详见表 1.5-8。

表 1.5-8 环境影响评价范围一览表

环境要素	评价等级	评价范围
大气环境	二级	以各集配站甲醇注入系统为中心，边长为 5km 的矩形区域
声环境	二级	各站场场界及其输气管道 200m 的范围
地表水	三级 B	
地下水	不评价	
生态环境	三级	井场范围并外扩 500m 区域及集输管线两侧各 200m 的范围

土壤	不评价	厂界外 50m 范围内
环境风险	三级	各场站周围 3km、输气管道两侧 100m 的范围。

本项目各环境要素评价范围见图 1.5-1。

1.6 污染控制及环境保护目标

1.6.1 污染控制目标

(1) 废气

施工期柴油发电机污染物满足 GB20891-2014《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国III、IV阶段）》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第III阶段）要求。

集配站加热炉、集注站加热炉和采暖炉主要污染物排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉要求；无组织排放非甲烷总烃、甲醇满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 排放限值要求。

(2) 废水

本项目生产污水、生活污水依托温米联合站污水处理，确保各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求。

控制钻井过程中的事故套外反水现象，加强地下水防护措施，强化对废弃泥浆的处置和处置力度，保护评价区的地下水水质不受污染。

(3) 噪声

采用必要的噪声治理措施，控制各场站噪声最大限度符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

1.6.2 主要环境保护对象

项目评价范围及周边区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、地质公园、森林公园、文物古迹、军事设施等特别敏感保护目标。主要保护目标包括项目周围的环境敏感点和坎儿井。

据现场调查，项目周围的各个环境敏感点(保护目标)分布及具体位置见表1.6-1及项目建设区敏感点分布图1.6-1。

表 1.6-1 环境敏感点及环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	环境特征说明	与敏感点最近的工程及距离（km）	敏感点环境质量保护要求
1	大气	火车站镇	800 人	温西一库 3	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)
		库木坎儿孜村	150 人左右	温西一库区边界 1.7	

		吐干坎儿孜村	1000 人左右	温西一库区 1.36	二级标准
		其相坎儿孜村	800 人左右	温西一库区 1.5	
		赵家坎儿孜村	150 人左右	温西一库区 1.73	
		东店坎儿孜村	300 人左右	温西一库区 0.7	
		汗吉尔坎儿孜村	200 人左右	温西一库区 1.57	
		也扎坎儿孜村	500 人左右	温西一库区 1.8	
		黄家坎村	500 人左右	温八库区边界 1.55	
		泡拍克坎儿孜村	200 人左右	温八库区边界 1.4	
		马依斯木坎儿孜村	100 人左右	温西一库区 1.8	
		亚喀坎儿孜村	700 人左右	温八库区边界 2.3	
		七克台镇	1000 人	温西一库区 1	
3	声环境	-	-	井场、站场、管线 200m 范围内无敏感点	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
2	地下水	坎儿井	坎儿井	温米区块	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
4	生态	井区周边	自然植被		防止植被破坏和土壤污染
5	环境风险	火车站镇	800 人	温西一库 3	防止受到本工程环境风险事故的影响
		七克台镇	1000 人	温西一库区边界 1.7	
		库木坎儿孜村	150 人左右	温西一库区 1.36	
		吐干坎儿孜村	1000 人左右	温西一库区 1.5	
		其相坎儿孜村	800 人左右	温西一库区 1.73	
		赵家坎儿孜村	150 人左右	温西一库区 0.7	
		东店坎儿孜村	300 人左右	温西一库区 1.57	
		汗吉尔坎儿孜村	200 人左右	温西一库区 1.8	
		也扎坎儿孜村	500 人左右	温八库区边界 1.55	
		黄家坎村	500 人左右	温八库区边界 1.4	
		泡拍克坎儿孜村	200 人左右	温西一库区 1.8	
		马依斯木坎儿孜村	100 人左右	温八库区边界 2.3	
		亚喀坎儿孜村	700 人左右	温西一库区 1	
		坎儿井	坎儿井	温米区块	确保坎儿井不受污染

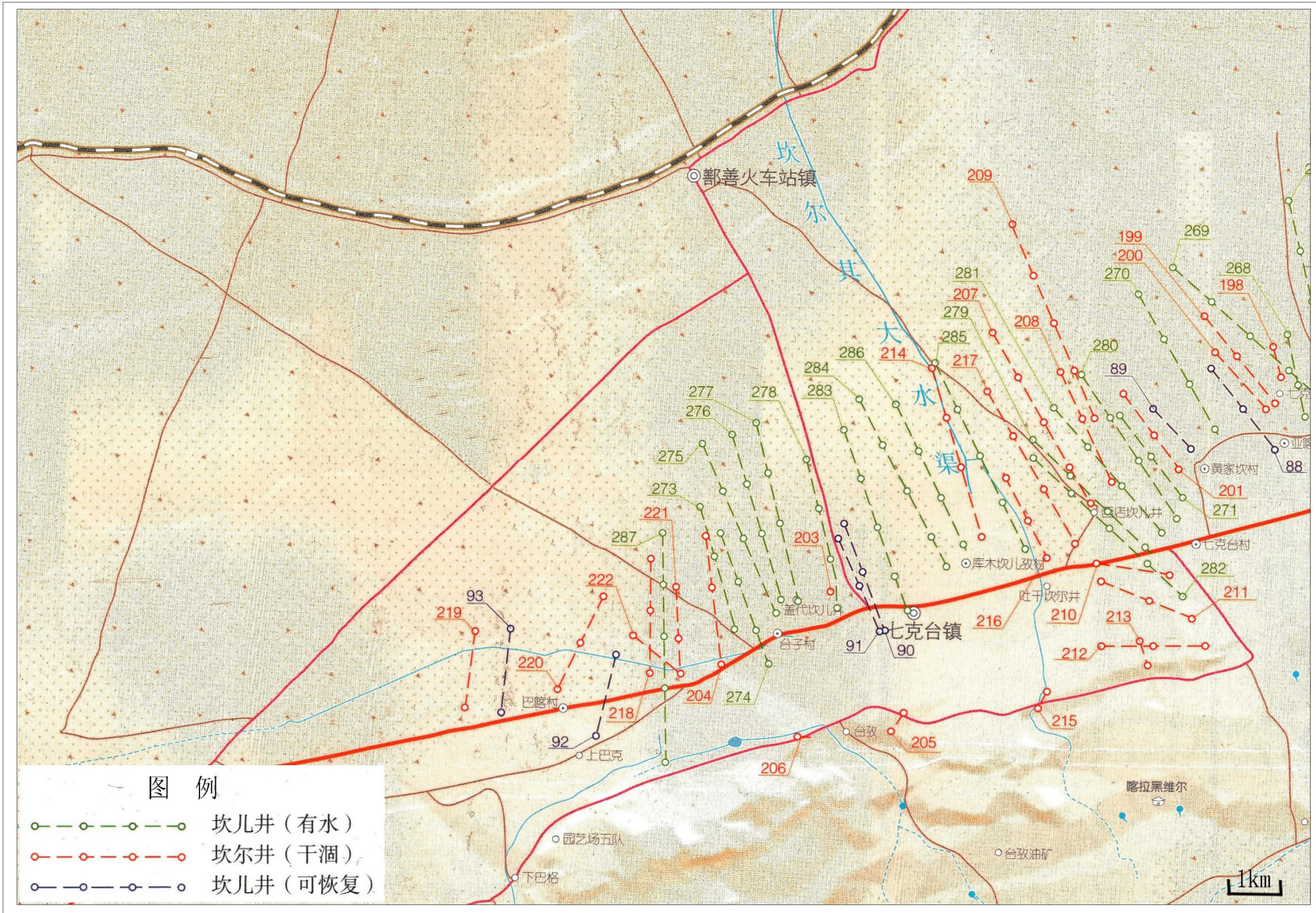


图 1.6-1 区域坎儿井分布图

1.7 工作程序

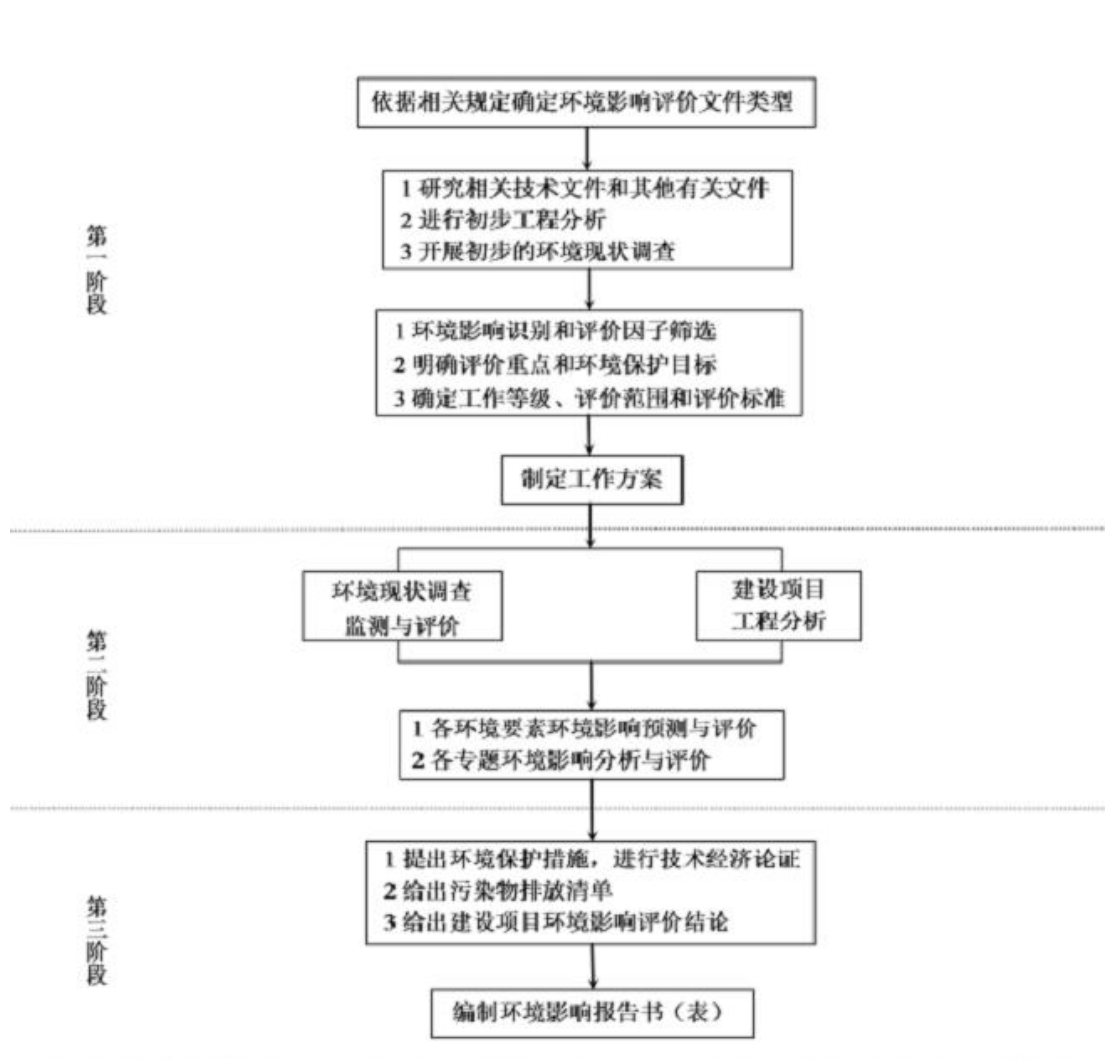


图 1.7-1 评价技术路线图

第二章 建设项目工程分析

2.1 项目基本情况

- (1)项目名称：温吉桑储气库群项目
- (2)建设名称：中国石油吐哈油田分公司
- (3)建设地点：新疆吐鲁番地区鄯善县七克台镇，项目地理位置见图 2.1-1。
- (4)建设性质：新建
- (5)建设内容及规模：由温西一、温八及丘东三个气藏建设：

①气藏工程

设计总库容 $55.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，实际工作气量 $20.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，垫底气量 $35.4 \times 10^8 \text{m}^3$ （其中基础垫底气量 $9.73 \times 10^8 \text{m}^3$ 、补充垫底气量 $25.67 \times 10^8 \text{m}^3$ ）；设计注气能力 $1139 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采气能力 $1708 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；设计注气周期 180d，采气周期 120d，平衡期 65d。

②钻井工程

采用直井+水平井布井方案，共部署注采井 70 口，其中新钻井 47 口（包括直井 22 口、水平井 25 口）、利用老井直井 23 口；利用老井部署监测井 31 口（6 口兼采气井）。

③地面工程

采用两级布站方式，即集注站—集配站—井场，新建集注站 1 座、集配站 3 座、注采井场 67 座、监测井场 25 座、1 座清管计量站、6 台 $200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 电驱往复式压缩机组、1 套 $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 和 2 套 $650 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置以及集输管线、防腐、自控、通信、给排水、消防、供配电、暖通等相关配套工程；建设集注站—西二线 27 号阀室的双向输气管线，全长约 15.6km。管径 813mm，设计压力 12MPa。

- (6) 项目投资：项目总投资 720815 万元。

- (7) 劳动定员：本项目劳动定员 53 人。

项目组成见表 2.1-1，主要工程量见表 2.1-2，主要经济指标见表 2.1-3。

表 2.1-1 项目组成一览表

工程分类	工程名称	工程内容		备注
主体工程	注采井	温西一库	注采井 17 口，其中新钻井 13 口（包括直井 6 口、水平井 7 口）、利用老井直井 4 口；利用老井部署监测井 9 口	
		温八库	注采井 18 口，其中新钻井 11 口（包括直井 6 口、水平井 5 口）、利用老井直井 7 口；利用老井部署监测井 9 口（3 口兼采气井）	
		丘东库	注采井 35 口，其中新钻井 23 口（包括直井 10 口、水平井 13 口）、利用老井直井 12 口；利用老井部署监测井 13 口（3 口兼采气井）	
		合计	注采井 70 口，其中新钻井 47 口（包括直井 22 口、水平井 25 口）、利用老井直井 23 口；利用老井部署监测井 31 口（6 口兼采气井）	
	集配站	分别在各库中心位置设置集配站，每座占地 4.54 亩，集配站设置甲醇注入装置等		
	集注站	温吉桑储气库群中央设置集注站，集注站占地面积 67.04 亩（含放空区）。注气规模：1200×10 ⁴ m ³ /d，采气规模可达 1950×10 ⁴ m ³ /d。集注站设置注气压缩机、乙二醇再生装置、甲醇注入系统、放空火炬等		
	计量清管站	在 27#阀室西南侧计量清管站，占地 3.0 亩。主要设置清管设施		
	集输管线	建设集注站—清管站—西二线 27#阀室的双向输气管线，全长约 15.6km。管径 813mm，设计压力 12MPa		
辅助工程	注采合一管线	集注站和各集配站设置注采合一管线，总长度 11.1km		施工结束后即进行生态恢复
	单井管线	集配站和井场之间通过单井管线相连，总长度 53.65km		
公用工程	供电工程	集注站内新建 110/10kV 变电站 1 座；集配站、井场及计量清管站利用已建 10kV 架空线路		/
	给水	各井场、集配站不设给水系统；集注站依托温米联合供水系统，新建 2.4km 供水管线		
	排水	生产污水、生活污水依托温米联合站；		
	供热工程	注采井场无值守人员，不需要生活供热；集注站设置 1 台 700kW 燃气锅炉		/
依托工程	温米联合站	温米联合站污水处理装置原设计规模为 3000m ³ /d，扩建规模为 3400m ³ /d，目前处理量为 2700m ³ /d		可依托
	丘东处理厂	设计天然气处理规模为 120×10 ⁴ m ³ /d，日产干气 105.9×10 ⁴ m ³ /d，液化石油气 155.9t/d，处理装置于 2005 年 8 月建成投运。丘东处理厂凝析油处理系统可以满足本工程凝析油处置要求		可依托
	输油管道	自丘东集气站至丘东处理厂的已建管道为 DN100，设计压力 2.5MPa		可依托
环保工程	泥浆随钻处理	井场废钻井泥浆经过筛分后，固液分离，液相循环利用，不能回用部分与固相一同运往温米油田南山固废场。		/

表 2.1-2 温吉桑储气库群主要工程量一览表

序号	工程内容	设计规模 单井（共 70 座）	单位	数量	备注
1	井口装置		套	70	
温西一集配站					
1	甲醇缓蚀剂注入装置		套	1	
2	集配气阀组		套	17	
温八集配站					
1	甲醇缓蚀剂注入装置		套	1	
2	集配气阀组		套	18	
丘东集配站					
1	甲醇缓蚀剂注入装置		套	1	
2	集配气阀组		套	35	
集注站主体工程					
1	注气压缩机	200×10 ⁴ m ³ /d	台	6	
2	烃水露点控制装置	650×10 ⁴ m ³ /d	套	2	
3	烃水露点控制装置	600×10 ⁴ m ³ /d	套	1	
4	双向计量设施		套	1	
集注站配套工程					
1	乙二醇再生装置	350kg/h	套	1	
2	甲醇注入系统	5m ³ /d	套	1	集注站
3	放空火炬系统	1200×10 ⁴ m ³ /d	套	1	集注站
4	仪表风系统	12m ³ /min	套	1	集注站
计量清管站					
1	清管设施	12MPa N1000/800	套	1	
2	双向计量设施		套	1	
集输管网					
1	D813×16	L450M SAMH	km	15.6	双向输送管线
2	D406.4×25	L450Q SMLS	km	2.8	注采合一管线
3	D355.6×17.5	L450Q SMLS	km	5.8	注采合一管线
4	D323.9×16	L450Q SMLS	km	2.5	注采合一管线
5	dn110×10	PE100 SDR11	km	2.4	供水管线
6	dn90×8.2	PE100 SDR11	km	2.4	污水管线
7	D89×6	20 SMLS	km	1	油管线
8	D25×5.6	L245N SMLS	km	53.65	注醇管线
9	D114×7.1	L360N SMLS	km	53.65	单井管线

表 2.1-3 主要技术指标表

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	温吉桑储气库群储转气量	10 ⁸ m ³ /a	20.5	设计有效工作气量
二	消耗指标			
1	水	m ³ /a	6699	
2	电	10 ⁴ kw.h/a	19268	
3	燃气	10 ⁴ m ³ /a	19.0	正常注采期
4	乙二醇	t/a	8	正常采气期
5	甲醇	t/a	45	开井初期消耗
三	定员	人	53	
1	站长	人	1	

2	副站长	人	1	
3	设备、工艺工程师	人	1	
4	仪表、通信工程师	人	1	
5	电气工程师	人	1	
6	集气岗	人	16	
7	变配电	人	8	
8	加热岗	人	10	
9	安全保卫	人	6	
10	巡检工程师	人	8	
四	占地面积			
1	集注站	亩	67.04	共 1 座
2	集配站	亩	4.54/座	共 3 座
3	计量清管站	亩	3.0	共 1 座
4	井场	亩	1.8/座	共 67 座
五	地面工程总投资	亿元	13.54	

2.2 储气库设计参数

2.2.1 气源

本工程注入气源来自西气东输系统，注气及采气期 27#阀室运行压力为 10.5~11.5MPa，温度为 10~30℃。

西二线管道的主力气源为中亚天然气管道来气。中亚管道管输天然气由以下三部分构成：已签订购销协议的土库曼斯坦气（ $170 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$ ）、阿姆河右岸以及哈萨克斯坦天然气。注入气组分见表 2.2-1。

表 2.2-1 温吉桑储气库群注入气组分表（mol%）

分析内容	氮	甲烷	乙烷	二氧化碳	丙烷	硫化氢 (mg/m^3)
含量	1.6855	94.1284	2.7293	0.7827	0.4412	0.7939
分析内容	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	全硫 (mg/m^3)
含量	0.0791	0.0556	0.0209	0.022	0.055	14.51

2.2.2 库容设计参数

温吉桑储气库群为温西一、丘东、温八三个气藏的储气库群。设计总库容 $55.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，实际工作气量 $20.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，垫底气量 $35.4 \times 10^8 \text{m}^3$ （其中基础垫底气量 $9.73 \times 10^8 \text{m}^3$ 、补充垫底气量 $25.67 \times 10^8 \text{m}^3$ ）；设计注气能力 $1139 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采气能力 $1708 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；设计注气周期 180d，采气周期 120d，平衡期 65d。

三个储气库库容设计参数见表 2.2-2。

表 2.2-2 储气库库容设计参数

项目	库容 (10 ⁸ m ³)				注气规模 (10 ⁴ m ³ /d)	采气规模 (10 ⁴ m ³ /d)	运行压力 Mpa
	有效库容	工作气量	垫气量	补充垫气量			
温西一库	15.1	6.2	8.9	7.9	344	517	16.5~28.0
温八库	12.7	5	7.7	5.6	278	417	17.0~28.0
丘东库	28.1	9.3	18.8	12.17	517	775	19.0~31.0
合计	55.9	20.5	35.4	25.67	1139	1709	

2.2.3 运行周期

- (1)注气期：04 月 16 日—10 月 15 日，共 180 天
- (2)采气期：11 月 16 日—03 月 15 日，共 120 天
- (3)平衡期：03 月 16 日—04 月 14 日；10 月 16 日~11 月 15 日，共 65 天。

2.2.4 运行参数

温吉桑储气库群注气期、采气期运行参数见下表。

表 2.2-3 温吉桑储气库群注气期运行参数

项目		温西一储气库		温八储气库		丘东储气库		合计
年工作气量, 10 ⁸ m ³		6.2		5.0		9.3		20.5
井型		直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井	
采气井, 口		6	7	6	5	10	13	47
单井日注气量, 10 ⁴ m ³		30	50	30	50	30	50	
注气期	总日均注气量, 10 ⁴ m ³	344		278		517		1139
	注气天数, 天	180		180		180		
	初期井口压力, MPa	10.5		10.5		13.0		
	末期井口压力, MPa	28.0		28.0		31.0		

表 2.2-4 温吉桑储气库群采气期运行参数

项目		温西一储气库		温八储气库		丘东储气库		合计
年工作气量, 10 ⁸ m ³		6.2		5.0		9.3		20.5
井型		直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井	
注采井, 口		10	7	13	5	22	13	70
采气期	单井日产气量, 10 ⁴ m ³	20	50	20	50	20	50	
	总日均采气量/最大, 10 ⁴ m ³	517/568		417/458		775/890		1708/1879
	采气天数, d	120		120		120		
	最高井口压力, MPa	26.1		26.1		28.0		
	最低井口压力, MPa	10.5		10.5		10.5		
	井口温度, °C	30~50		30~50		30~50		
	单井日产油, t	0.2		0.2		0.2		

	单井日产水, m ³	1.2	1.2	1.2	
--	-----------------------	-----	-----	-----	--

表 2.2-5 温西一库采气期各阶段运行参数

阶段	采气初期		采气中期		采气中后期		采气末期	
井型	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井
采气井数, (口)	10	7	10	7	10	7	10	7
单井日产气量 (万方/天)	20	50	20	50	20	50	20	50
日产气量 (万方/天)	362		543		568		362	
采气天数(d)	15		45		45		15	
初期井口压力(MPa)	26.1		17.7		15.6		11.8	
末期井口压力(MPa)	17.7		15.6		11.8		10.5	
井口温度 (°C)	30		40		50		40	
单井日产油 (t)	0.2		0.2		0.2		0.2	
单井日产水 (m ³)	1.2		1.2		1.2		1.2	

表 2.2-6 温八库采气期各阶段运行参数

阶段	采气初期		采气中期		采气中后期		采气末期	
井型	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井
采气井数, (口)	13	5	13	5	13	5	13	5
单井日产气量 (万方/天)	20	50	20	50	20	50	20	50
日产气量 (万方/天)	286		429		449		286	
采气天数(d)	15		45		45		15	
初期井口压力(MPa)	26.1		17.7		15.6		11.8	
末期井口压力(MPa)	17.7		15.6		11.8		10.5	
井口温度 (°C)	30		40		50		40	
单井日产油 (t)	0.2		0.2		0.2		0.2	
单井日产水 (m ³)	1.2		1.2		1.2		1.2	

表 2.2-7 丘东库采气期各阶段运行参数

阶段	采气初期		采气中期		采气中后期		采气末期	
井型	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井
采气井数, (口)	22	13	22	13	22	13	22	13
单井日产气量 (万方/天)	20	50	20	50	20	50	20	50
日产气量 (万方/天)	539		691		843		539	
采气天数(d)	15		45		45		15	
初期井口压力(MPa)	28.0		17.7		15.6		11.8	
末期井口压力(MPa)	17.7		15.6		11.8		10.5	
井口温度 (°C)	30		40		50		40	
单井日产油 (t)	0.2		0.2		0.2		0.2	
单井日产水 (m ³)	1.2		1.2		1.2		1.2	

2.2.5 采气期井流物组成及性质

随着干气注入量的不断增加,地层混合流体的性质显著变干,同时随着注采气周期数的增多,更多的凝析气被注入的干气所替换,地层混合流体性质越来越干,轻组

分逐渐增加，越来越接近干气组分（表 2.2-8）。

表 2.2-8 采出气组分（mol%）

注采周期	一	二	三	四	五	六	七	八	九	十
CO ₂	0.53	0.54	0.54	0.55	0.55	0.56	0.56	0.57	0.57	0.58
N ₂	3.01	2.95	2.89	2.83	2.77	2.70	2.64	2.58	2.52	2.46
C ₁	80.4	82.12	83.85	85.57	87.29	89.02	90.74	92.46	94.19	95.91
C ₂	8.33	7.50	6.66	5.83	4.99	4.16	3.32	2.49	1.65	0.82
C ₃	4.73	4.21	3.69	3.17	2.65	2.14	1.62	1.10	0.58	0.06
iC ₄	1.32	1.17	1.03	0.88	0.74	0.59	0.45	0.30	0.16	0.01
nC ₄	1.06	0.94	0.83	0.71	0.60	0.48	0.37	0.25	0.14	0.02
iC ₅	0.36	0.32	0.28	0.25	0.21	0.17	0.13	0.10	0.06	0.02
nC ₅	0.22	0.20	0.18	0.15	0.13	0.11	0.09	0.06	0.04	0.02
C ₆	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
C ₇	0	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05
C ₈	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01

注：采出气中水饱和。

温吉桑储气库群随着注采周期的延续，采气期井流物的组分逐渐接近注入气的组分，油、水产量逐渐降低。温吉桑储气库群凝析油物性参数见表 2.2-9。

表 2.2-9 凝析油物性参数表

项目	密度（g/cm ³ ）（20℃）	粘度（mPas）（30℃）	含蜡（%）	凝固点（℃）
参数	0.7363	1.087	2.34	-14

温吉桑储气库群各库采出水物性见表 2.2-10。

表 2.2-10 采出水物性参数表

项目	温西一库	温八库	丘东库
水型	CaCl ₂	CaCl ₂	CaCl ₂
总矿化度（mg/L）	19028	15639	74762

2.3 工程建设内容

2.3.1 钻井工程

温吉桑储气库采用直井+水平井布井方案，共部署注采井 70 口，其中新钻井 47 口（包括直井 22 口、水平井 25 口）、利用老井直井 23 口；利用老井部署监测井 31 口（6 口兼采气井）。三个储气库井场设置见表 2.3-1。

表 2.3-1 温吉桑储气库群地面工程井场设施一览表

序号	储气库	生产井井数（口）				监测井井数（口）
		小计	直井		水平井	
			新井	老井利用		
1	温西一库	17	6	4	7	9
2	温八库	18	6	7	5	9，其中三口兼顾采气井

3	丘东库	35	10	12	13	13, 其中三口兼顾采气井
合计		70	22	23	25	31

2.3.1.1 井位布设

(1) 温西一库

采用水平井+直井方案，总井数 17 口，其中水平井 7 口，直井 10 口（其中利用老井 4 口，新钻井 6 口），井距 300-400m，水平井水平段为 300-550m，水平井配产 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，直井平均为 $23 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

温西一库井位布设见表 2.3-2 和图 2.3-1。

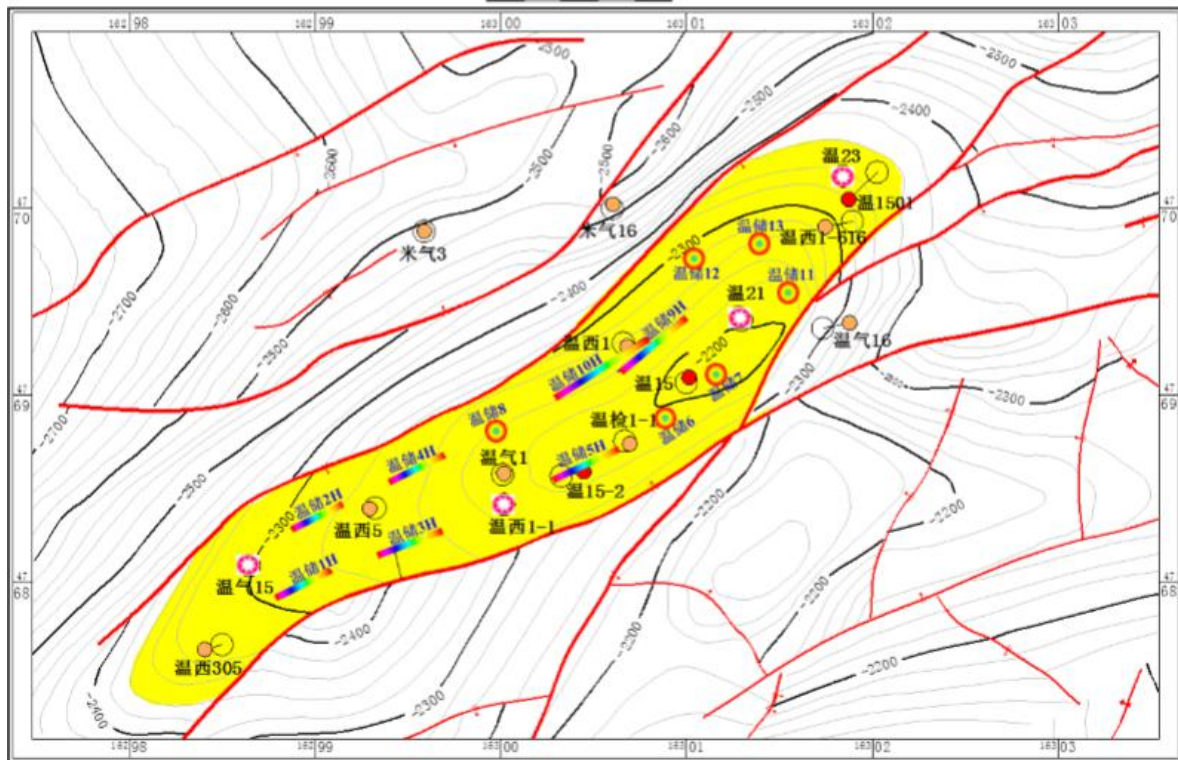


图 2.3-1 温西一库井位布设图

表 2.3-2 温西一库井位布设表

井号	水平段长度 (m)	目的层	配产	备注
温储 1H	300	X12	50	
温储 2H	300	X12	50	
温储 3H	300	X11	50	
温储 4H	300	X11	50	
温储 5H	350	X11	50	
温储 9H	450	X12	50	
温储 10H	550	X11	50	
温储 6		X1-X2	30	取芯

温储 7		X1-X2	30	
温储 8		X1	30	
温储 11		X1	25	
温储 12		X1	25	
温储 13		X1	20	
温西 1-1		X1-X2	20	老井
温 21		X1-X2	20	老井
温气 15		X1	15	老井
温 23		X1	15	老井

(2) 温八库

采用水平井+直井方案，总井数 18 口，其中水平井 5 口，直井 13 口（其中利用老井 7 口，新钻井 6 口），井距 300-400m，水平井水平段为 300-550m，水平井配产 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，直井平均为 $23 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(3) 丘东库

采用水平井+直井方案，总井数 35 口，其中水平井 13 口，直井 22 口（其中利用老井 12 口，新钻井 10 口），井距 300-400m，水平井水平段为 300-550m，水平井配产 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，直井平均为 $23 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

2.3.1.2 井身结构

(1) 直井井身结构

均为三开，温西一与温八气库采用 7" 生产套管射孔完井，丘东气库采用 5½" 生产套管射孔完井：

温西一气库和温八气库井身结构： $\Phi 508\text{mm} \times 500\text{m} + \Phi 273.1\text{mm} \times 2760\text{m} + \Phi 177.8\text{mm} \times 2910\text{m}$ ，直井井身结构方案见图 2.3-4。

丘东气库直井井身结构：： $\Phi 339.7\text{mm} \times 601\text{m} + \Phi 244.5\text{mm} \times 3350\text{m} + \Phi 139.7\text{mm} \times 3505\text{m}$ ，直井井身结构方案见图 2.3-5。

(2) 水平井井身结构

均为三开，全部采用 7" +5½" 组合生产套管射孔完井。

温西一气库水平井井深 3550，井身结构：

$508\text{mm} \times 500\text{m} + \Phi 273.1\text{mm} \times 2820\text{m} + \Phi 177.8\text{mm} \times 2849\text{m} + \Phi 139.7\text{mm} \times (2849-3550) \text{m}$

温八气库水平井井深 3118，井身结构：

$508\text{mm} \times 500\text{m} + \Phi 273.1\text{mm} \times 2706\text{m} + \Phi 177.8\text{mm} \times 2718\text{m} + \Phi 139.7\text{mm} \times (2718-3118) \text{m}$

丘东气库水平井井深 4705，井身结构：

508mm×601m+Φ273.1mm×3692m+Φ177.8mm×3700m+Φ139.7mm×（3700-4700）m

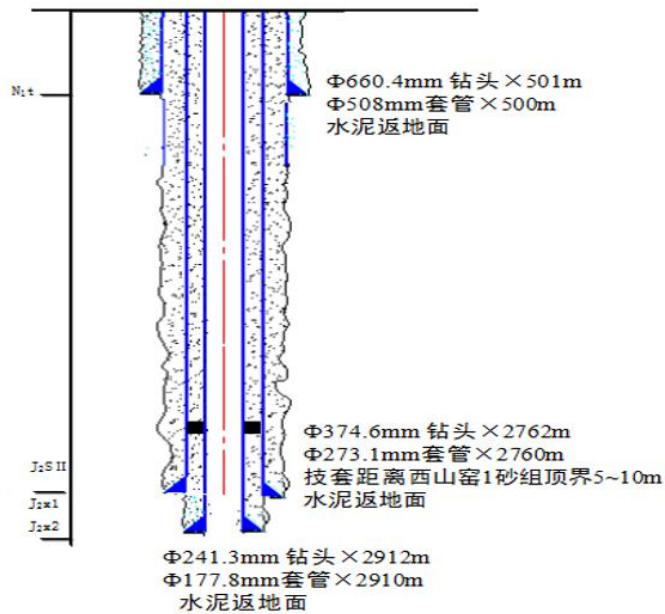


图 2.3-4 温西一气库、温八气库直井井身结构方案图

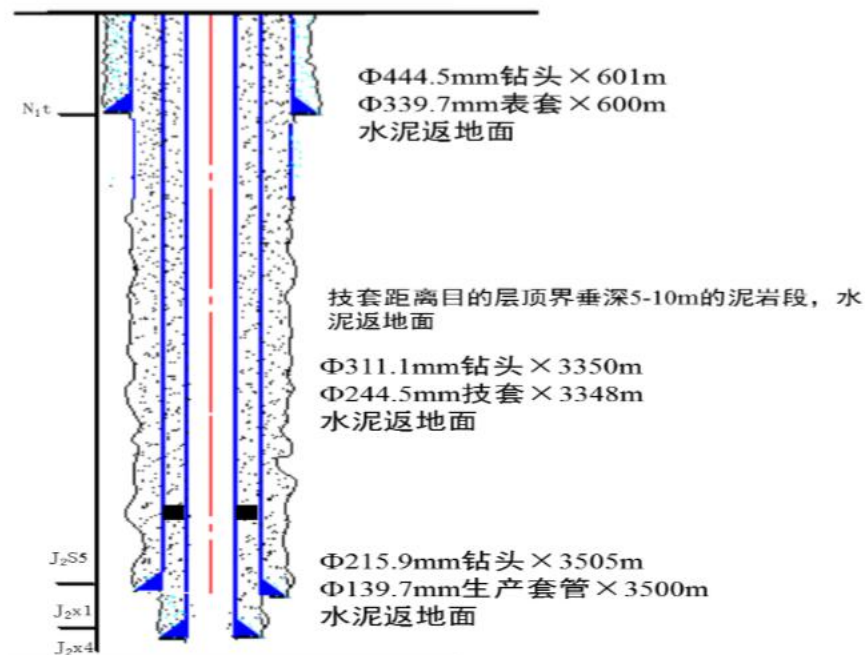


图 2.3-5 丘东气库直井井身结构方案图

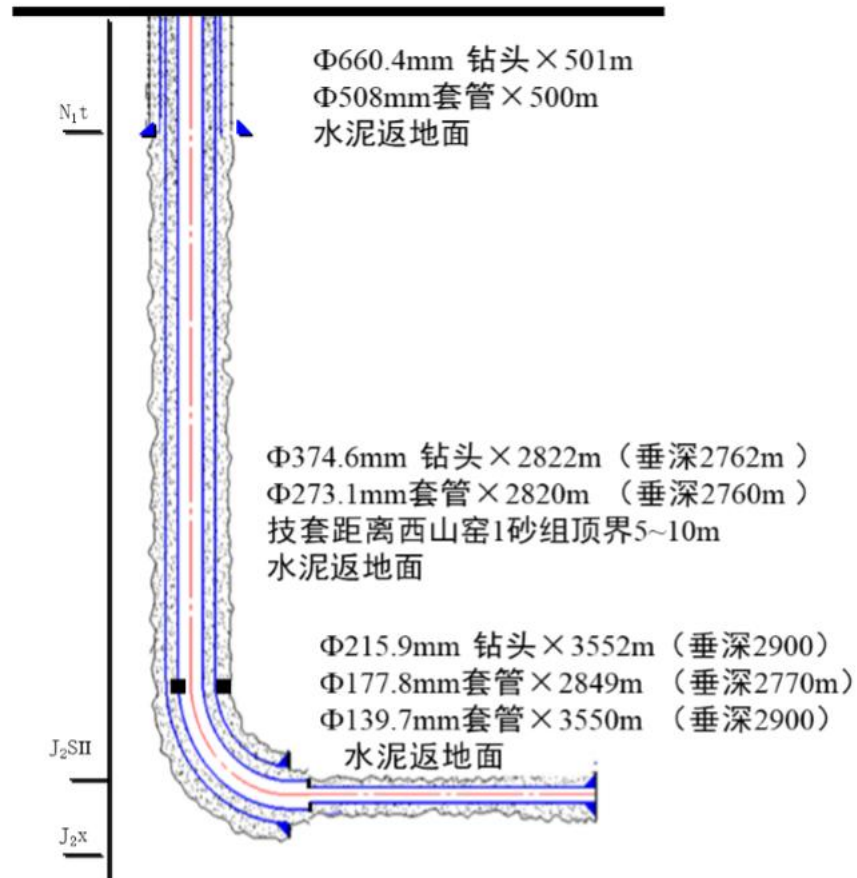


图 2.3-6 温西一气库水平井井身结构方案图

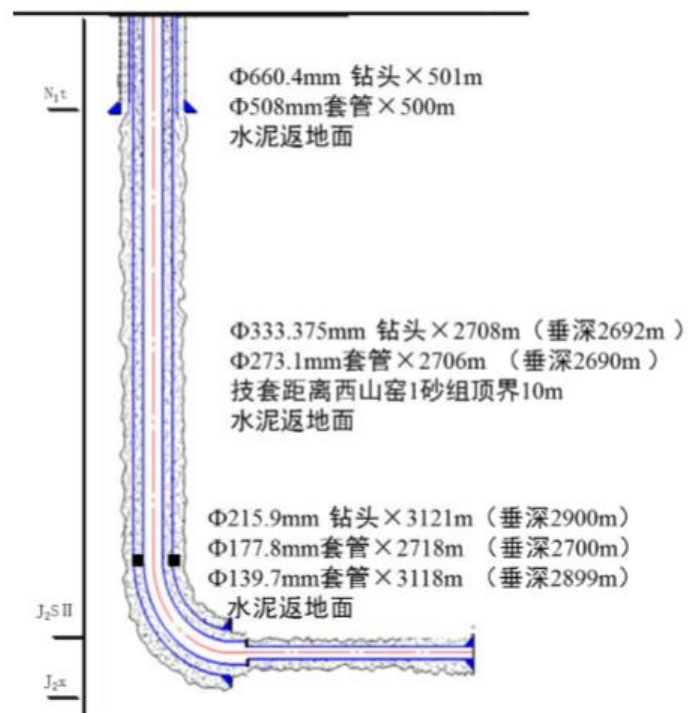


图 2.3-7 温八气库水平井井身结构方案图

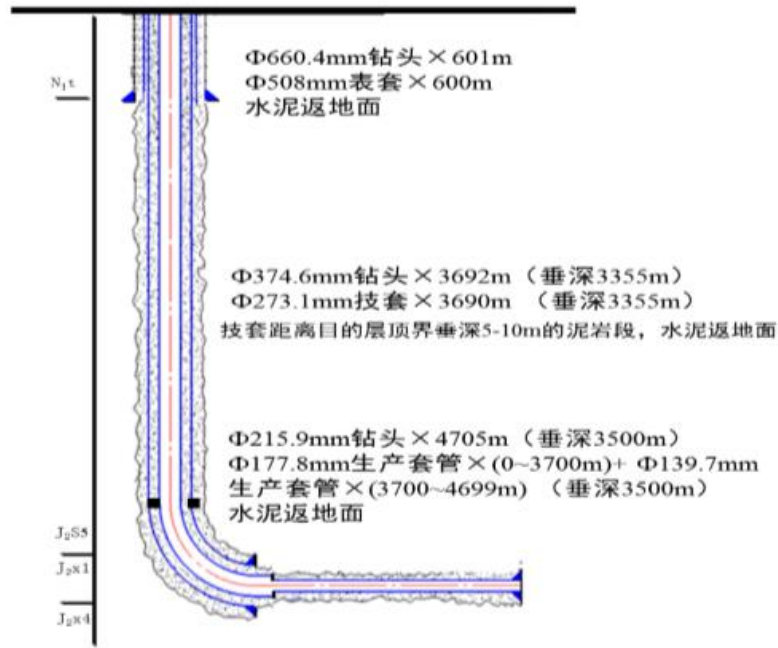


图 2.3-8 丘东气库水平井井身结构方案图

2.3.1.3 钻井液

(1) 直井（定向井）钻井液（以推荐井身结构为例）

①一开钻井液

一开主要是钻第四系、上第三系地层，使用膨润土钻井液。钻井液主要组成成份有膨润土、高分子聚合物，防止坍塌及有效清洗井眼，使表层套管下入顺利。

②二开钻井液

二开井段钻进上第三系中新统、下第三系、白垩系、侏罗系的上统和中统的七克台组及三间房组地层，主要钻遇砂岩、砂砾岩和泥岩地层，使用聚合物钻井液体系。根据需要补充其它相关处理剂，调整钻井液性能达到设计要求，保证钻井施工安全。

③三开钻井液

三开井段钻遇储层段，对比油基钻井液体系、泡沫钻井液体系和聚胺强抑制钻井液体系的优缺点，推荐采用聚胺强抑制钻井液。该体系有较好的抑制性，即能防漏，又具有一定的防塌能力，以及屏蔽暂堵性能，便于解堵，保护储层。储层钻进过程中严格控制 API 滤失量小于 5ml，根据需要补充其它相关处理剂，调整钻井液性能达到设计要求，保证钻井施工安全。

(2) 水平井钻井液（以推荐井身结构为例）

①一开钻井液

一开主要是钻第四系、上第三系地层，使用膨润土钻井液。钻井液主要组成成份有膨润土、高分子聚合物，防止坍塌及有效清洗井眼，使表层套管下入顺利。

②二开钻井液

二开井段钻进上第三系中新统、下第三系、白垩系、侏罗系的上统和中统的七克台组及三间房组地层，主要钻遇砂岩、砂砾岩和泥岩地层，使用聚合物钻井液体系。根据需要补充其它相关处理剂，调整钻井液性能达到设计要求，保证钻井施工安全。

③三开钻井液

三开井段钻遇储层段，对比油基钻井液体系、泡沫钻井液体系和聚胺强抑制钻井液体系的优缺点，推荐采用聚胺强抑制钻井液。该体系有较好的抑制性，即能防漏，又具有一定的防塌能力，以及屏蔽暂堵性能，便于解堵，保护储层。储层钻进过程中严格控制 API 滤失量小于 5ml，根据需要补充其它相关处理剂，调整钻井液性能达到设计要求，保证钻井施工安全。

(3)钻井液选取

一开均采用膨润土钻井液体系，二开主要采用聚合物钻井液体系，三开均采用聚胺强抑制钻井液体系。丘东气库水平井二开井段较长，且垂深超过 3300 米，为有效防止井壁垮塌，同时提高抗温性能，因此采用聚磺钻井液体系。三开密度有所增加，为 1.10-1.15g/cm³。

2.3.1.4 固井

三个开次水泥均返至地面，技术套管和生产套管均采用气密封扣型，直井和水平井均采用套管射孔完井。

按照丘东气库直井的井身结构要求，并对套管柱进行强度校核，二开技套采用 N80 级气密封套管即可满足抗外挤、抗内压、抗拉安全系数标准要求。

2.3.1.5 管柱及井口

注采管柱：综合考虑适用性、经济性、工艺配套性，均采用气密封螺纹 L80 管柱，仅丘东气库直井采用 2½"，其余注采井均采用 3½" 管柱。

井口装置：压力等级 35MPa，采气树采用双翼双阀对称结构，配套安全阀和安全控制系统。

2.3.1.6 钻井周期

温西一气库直井钻井周期 50d, 水平井钻井周期 88d; 温八气库直井钻井周期 50d, 水平井钻井周期 75d; 丘东气库直井钻井周期 60d, 水平井钻井周期 88d。

2.3.1.7 老井处理工程

温吉桑储气库群涉及的建库区老井为 76 口, 根据预可研初步分析结果, 老井再利用 48 口, 封堵井 28 口。

(1) 封堵井

对于封堵井采取如下要求: ①注普通水泥塞封堵储层以下井筒; ②下专用桥塞高压挤注 J2x 所有射开层位; ③下专用桥塞高压挤 J2S 及其他射开层位; ④注连续水泥塞至射开层位 300m 以上, 加压候凝; ⑤替入套管保护液至井口; ⑥井内预留 800-1000m 应急压井管柱。

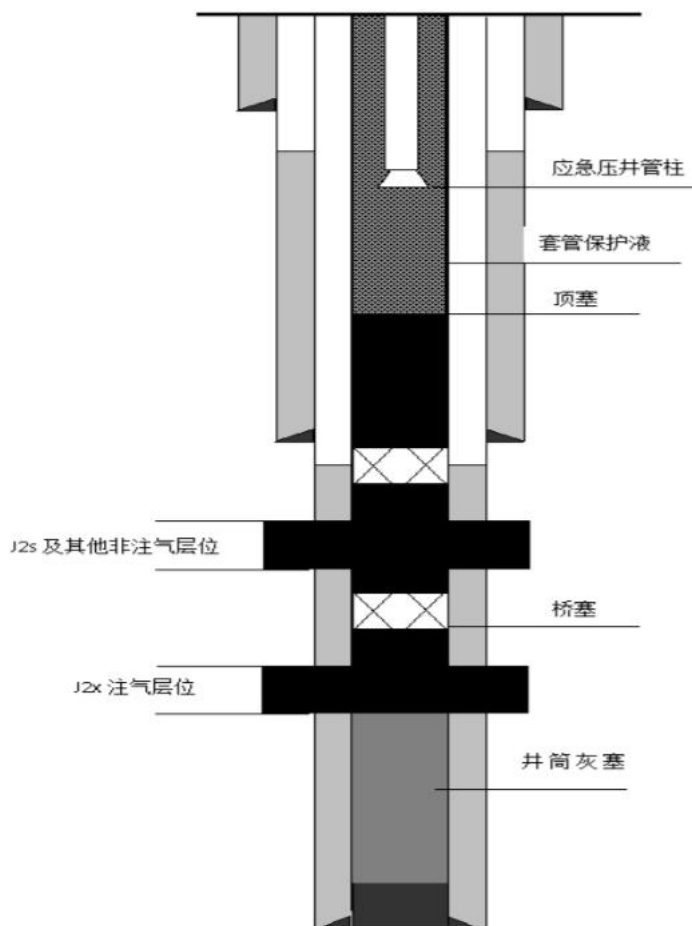


图 2.3-9 封堵井完井示意图

(2) 监测井

① 提出井内生产管柱;

- ②处理井筒，通井、刮削；
- ③复测井眼轨迹及井口坐标；
- ④全井固井质量复测，重点检测盖层段固井质量；
- ⑤全井套管质量检测；
- ⑥对该井固井质量、套管剩余强度等做综合评价；
- ⑦经评价满足总公司要求则重新利用老井，如果评价结果不满足要求，则将其进行封堵；
- ⑧高压挤堵非监测目的层位；
- ⑨如监测层位未射开，则射开监测层位；
- ⑩根据地质监测数据要求，下入监测井完井管柱，安装井口采气树。

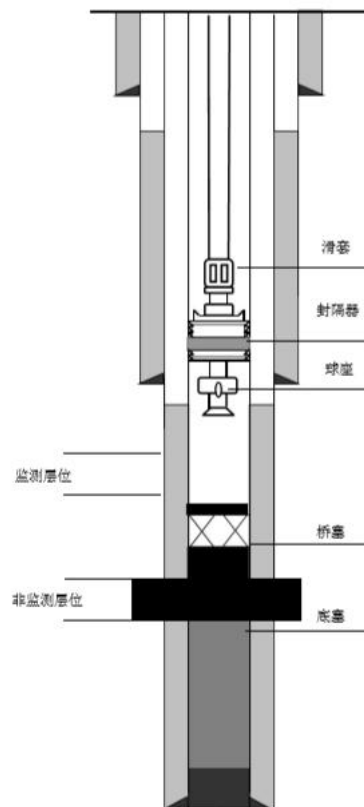


图 2.3-10 监测井完井井身结构示意图

2.3.2 地面工程

2.3.2.1 主要工程内容

1) 井口装置

温西一库：建设 1 座温西一集配站（含 1 口单井）、16 座单井及 9 座监测井井场。

温八库：建设 1 座温八集配站（含 1 口单井）、17 座单井及 9 座监测井井场（其中 3 座监测井兼顾采气井）。

丘东库：建设 1 座丘东集配站（含 1 口单井）、34 座单井及 13 座监测井井场（其中 3 座监测井兼顾采气井）。

2) 集注站

(1) 采气装置：建设 1 套 $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 和 2 套 $650 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置及其配套单元；

(2) 注气装置：建设 6 台 $200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 注气压缩机组。

3) 计量清管站

站内设置计量及清管设施。

2.3.2.2 总体布局

采用集中布站原则。集注站位于温吉桑储气库群中央，详见图 2.3-11，距离西二线 27#阀室约 15.6km。集注站占地面积 67.04 亩（含放空区）；集配站位于各库中心位置，占地面积 4.54 亩。计量清管站站址在 27#阀室西南侧，占地 3.0 亩。



图 2.3-11 地面工程相对位置

2.3.2.3 平面布置及主要构筑物

(1) 集注站

集注站整个场区按功能主要分为 7 个区域：主要为办公区、辅助生产区、110kv 变电站区、增压区、采气装置区、收球分离区、放空区。

放空区在集注站外西北方超过 90m 的位置。放空区内布置有放空分液罐、收液

罐及放空火炬。

集注站整体东西向分为两列。

集注站西北侧为 110kV 变电站 1 座，主要房间为主厂房、主变压器等。

集注站西侧中部为收球分离区。集注站西南为办公区设置一座办公楼。办公区独立成区，单独隔开。

集注站东北侧为增压装置区，压缩机房内设注气压缩机组 6 台。

集注站东侧中部为采气装置区，设备分两排布置，多层设置。

集注站东南侧为生产辅助用房，分成两组房间，北侧辅助用房主要为维修间、配电室、UPS 间、机柜间等，南侧辅助用房空压机房、工具间、消防泵房、分控间等。集注站站外设置有门卫、安全教育室。

集注站为三级站，平面布置执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），集注站设 2 条进站路，站内建有完善的环形消防道路。

(2) 集配站

本项目有 3 座集配站，分别为温西一集配站、温八集配站及丘东集配站。3 座集配站平面相同，按功能主要分为 3 个区域：辅助生产区、阀组区、井口。集配站北侧设置阀组区，包括注采计量阀组、计量分离器、甲醇储罐等；集配站西南位置为辅助生产区，包括仪表间和配电间；东侧为井口。集配站设置一座 4m 宽大门，和一座逃生小。

(3) 计量清管站

计量清管站按功能主要分为 3 个区域：辅助生产区、工艺装置区、放空区。计量清管站北侧是辅助生产区，包括仪表间和配电间；南侧为工艺装置区，区域尺寸为 25m×15m，站外西北侧设置放空区。

(4) 井场

井场按功能主要分为 2 个区域：辅助生产区、井口。井场西北靠门位置设置辅助生产区，包括仪表间和配电间；东南侧为井口。井场设置一座 4m 宽大门，和一座逃生小门。

各站场主要构筑物见表 2.3-4。

表 2.3-4 主要构筑物一览表

序号	建筑名称	建筑面积 (m ²)	层数/高度	火灾危险性分类	建筑耐火等级	结构形式
集注站						
1	110kv 变电站	1200	二层/10m	丙类	一级	框架结构
2	辅助用房	497	一层/4.5m	丁类	二级	框架结构
3	消防泵房	600	一层/6m	戊类	二级	框架结构
4	综合办公楼	1282	二层/3.9m	民用建筑	二级	框架结构
5	压缩机房	1394	一层/11.5m	甲类	二级	钢结构, 吸隔声体 3888m ² , 隔声屏障 900m ²
6	守卫室	55	二层/3.0m	民用建筑	二级	砌体结构
7	消防阀组间	90	一层/6m	戊类	二级	框架结构
8	供热站	66	一层/6m	戊类	二级	框架结构
集配站						
9	配电仪表间	43	一层/3.6m	丁类	二级	框架结构
计量清管站						
10	配电仪表间 (1 座)	67	一层/3.6m	丁类	二级	框架结构
单井井场						
11	配电仪表间 (67 座)	67	一层/3.6m	丁类	二级	框架结构

2.3.2.4 注采规模

集注站注气规模 $1200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 采气规模 $1950 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

2.3.2.5 工艺路线

温吉桑储气库群属于调峰型储气库, 用气淡季 (注气期: 4 月 16 日~10 月 15 日, 共 180 天), 天然气由 27# 阀室经天然气双向输送管道输送至集注站, 天然气在集注站内经过滤分离、增压后输送至各井场。

用气旺季（采气期：11月16日～3月15日，共120天），采气井来气通过单井管线及采气管线进入集注站内，经生产分离器进行气液分离后，分出的油相调压后输送至丘东处理厂，水相调压后输送至温米联合站进行处理。分出的气相经乙二醇注入器注入乙二醇后进绕管式换热器与低温分离器分出的天然气换冷至 -2°C ；经J-T阀节流，天然气温度降至 -5°C 进低温分离器；低温分离器分出的气相经绕管式换热器换热，换热后的天然气进双向输送管道返回西二线27#阀室和进鄯乌首站。采气过程中产生的污水输送至温米联合站处理；产生的低压气作为集注站内的燃料气；产生的凝液输送至丘东处理厂处理。

(1) 井口工艺

温吉桑储气库群采用加热节流工艺。

(2) 注气系统

温吉桑储气库群注气采用6台电驱往复压缩机，通过一条天然气双向输送管线与西二线27#阀室连通，从西二线下载气作为注气气源。

(3) 天然气烃水露点控制工艺

采气期，经单井管线、注采管线进入集注站的天然气内含有水和轻烃，为满足天然气外输的露点要求，需通过天然气露点控制装置对注采井所采天然气进行脱水、脱烃处理。集注站建设1套 $600\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 和2套 $650\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 烃水露点控制装置，装置采用注乙二醇防冻+J-T阀节流制冷工艺。

温吉桑储气库群采气初期、中期井口压力较高，有足够的压力能可以利用，以满足外输节点压力和烃水露点要求。采气中后期、末期，需通过J-T阀节流膨胀制冷+采气增压工艺。脱水工艺推荐采用注乙二醇工艺。

(4) 采气增压工艺

当烃水露点控制后的天然气压力低于出站所需压力时，利用注气压缩机对外输气进行增压后外输。

2.3.2.6 集注站辅助配套系统

(1) 防空系统

集注站放空设计规模取 $1200\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。在站内设置高、低压放空系统，共用1具放空火炬。

采气期瞬时最大放空量为 $1183\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，注气期最大放空量为 $1071\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ 。

1) 采气期放空

①采气初期、采气中期

根据流程的设置，采气期的 BDV 泄放主要分为以下几个区域：生产分离器、低温分离器、放空量按照设备体积的一半（即半液位）进行计算，换热器按照设备体积的一半来进行计算，此工况按照进站压力为 15MPa 进行计算，根据计算，采气期发生 L-1 级关断的情况下，各单元放空叠加的平均放空量为 $441 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，瞬时最大的总放空量为： $1103 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

②采气中后期、末期

采气装置的 BDV 泄放区域与采气前期工况一致，此工况按照进站压力为 15MPa 进行计算，根据计算，采气期发生 L-1 级关断的情况下，各单元放空叠加瞬时最大的总放空量为： $1103 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。增压系统按照初始放空压力为 12.0 MPa 进行计算，根据计算，增压系统发生 L-1 级关断的情况下，平均放空量为 $32 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，瞬时最大的总放空量为 $80 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。因此，系统瞬时最大的总放空量为 $1183 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

2) 注气期放空

注气期，站内的放空点主要包括过滤分离器放空、注气压缩机的放空，以及采气装置的平压。6 台压缩机瞬时放空量为 $390 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；过滤分离器单元瞬时放空量为 $232 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；三套采气装置平压瞬时泄放量为 $903 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

按照分区泄放的原则，结合集注站平面布置，主要放空区可以分为五个区域：①压缩机 I 区（3 台）；②压缩机 II 区（3 台）；③过滤分离区；④采气装置 I 区（1 套采气装置）；⑤其他高压装置区。

在 L-1 级关断的情况下，如果五个分区同时泄放则泄放量过大，考虑到放空过程中，随着压力的变化，泄放量逐渐降低，故将泄放设置为 3 个步骤进行阶段性放空：首先压缩机 I 区及一套生产装置区泄放；10s 后压缩机 II 区和过滤分离区泄放；20s 后，全站其他高压区域放空。注气期最大放空量为 $1071 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

(2)燃料气系统

集注站采气期燃料气引自处理后的外输天然气和乙二醇再生产生的低压气，注气期燃料气引自压缩机入口的管道气。

(3)甲醇注入系统

结合以往储气库投产经验，井口可能出现冻堵。为防止投产及开井初期管线的冻堵及管线的腐蚀，在集配站各设置 1 套甲醇/缓蚀剂注入装置。在集注站内设置一套固定甲醇注入设施，乙二醇再生装置出现故障时采用注甲醇防冻工艺。

(4)乙二醇再生系统

本工程集注站正常工况采用注乙二醇防冻工艺，配套乙二醇再生系统一套。

根据《天然气脱水设计规范》计算可知乙二醇贫液的用量 341kg/h，因此本工程设置一套 350kg/h（富液）的乙二醇再生系统。

低温分离器分离出的富乙二醇节流至 0.3MPa 后，依次与乙二醇再生塔塔顶水蒸气和塔底乙二醇贫液换热至 70℃闪蒸后进再生塔。再生塔塔底操作温度 120℃，采用导热油供热。再生塔塔底乙二醇贫液（80%，wt%）经塔底换热罐冷却至 67℃后再经贫乙二醇冷却器冷却至 40℃，由乙二醇贫液提升泵，经甘醇雾化器雾化后，注入到绕管式换热器前的气相中循环使用。当采气量小时，乙二醇再生系统间歇运行，即乙二醇富液在富液闪蒸罐中储存一段时间后开启再生塔，富液闪蒸罐中富液不足以开启再生塔时停止运行再生塔，此时将贫液储罐中的贫液补充到循环系统控制水合物形成温度。

2.3.4 线路工程

2.3.4.1 线路走向

温吉桑储气库群地处新疆维吾尔自治区吐鲁番鄯善县七克台镇北侧，在温吉桑库区中央建设集注站一座，采用一条双向输送管道从西二线 27#阀室接气，长度约 15.6km，管径 DN800；集注站-鄯乌首站段利用已建管线；集注站至温米联合站同沟敷设供水管道及污水管道，长度均约 2.4km，供水管线 dn110，污水管线 dn90。

集注站距离温西一集配站 5.8km，采用注采合一管线，管径 DN350。温西一集配站距离直井共 5.88km，距离水平井共 2.77km，注醇管线与单井管线同沟敷设，注醇管线管径 DN25，单井管线管径 DN100。

集注站距离丘东集配站 2.8km，采用注采合一管线，管径 DN400。丘东集配站距离直井共 19km，距离水平井共 12km，注醇管线与单井管线同沟敷设，注醇管线管径 DN25，单井管线管径 DN100。

集注站距离温八集配站 2.5km，采用注采合一管线，管径 DN300。温八集配站距离直井共 10km，距离水平井共 4km，注醇管线与单井管线同沟敷设，注醇管线管径 DN25，单井管线管径 DN100。



图 2.3-12 线路走向示意图

2.3.4.2 管线设置

集注站-西二线 27#阀室段为双向长输管道。

集注站-温米联合站设置供水管线及污水管线。集注站-温西一、丘东、温八集配站设置注采合一管线。温西一、丘东、温八集配站-水平井和直井设置注醇管线、单井管线。

表 2.3-5 储气库管线设置

名称	管线类型	管径 (mm)	操作温度(℃)	操作压力(MPa)	设计压力(MPa)
27#阀室-计量清管站	双向输送管道	DN800	5~65	11.8	12
计量清管站-集注站	双向输送管道	DN800	5~65	11.8	12
集注站-温西一集配站	注采合一管线	DN350	-25~65	28	30
温西一集配站-水平井/直井	注醇管线	DN25	常温	28	30
	单井管线	DN100	5~50	28	30
集注站-丘东集配站	注采合一管线	DN400	-25~65	32	34
丘东集配站-水平井/直井	注醇管线	DN25	常温	32	34
	单井管线	DN100	5~50	32	34
集注站-温八集配站	注采合一管线	DN300	-25~65	28	30
温八集配站-水平井/直井	注醇管线	DN25	常温	28	30
	单井管线	DN100	5~50	28	30

2.3.4.3 管材选择

27#阀室-集注站段双向输送管道直管及冷弯推荐选用螺旋缝埋弧焊管，热煨弯管推荐选用直缝埋弧焊钢管。注采合一管线材质选用 L450Q 无缝钢管 (SMLS)。单

井管线材质选用 L360N 无缝钢管（SMLS）。注醇管线材质选用 L245N 无缝钢管（SMLS）。供水管线及污水管线采用 PE 100 SDR11 管，输油管线材质选用 20 无缝钢管。

2.3.4.4 管道穿越

(1) 公路穿越

管线对于 II 级及以上公路穿越，推荐采用顶管方式穿越；管线对于 II 级以下的等级公路和非等级公路穿越，沥青路面、混凝土路面及有大型重载车通过的公路推荐采用顶管方式穿越，碎石路或土路推荐采用开挖加盖板方式穿越。

顶套管穿越公路时，套管顶距公路顶面的距离 $\geq 1.2\text{m}$ ，距公路边沟底面的距离 $\geq 1\text{m}$ ，套管应伸出公路路边沟外 2m。保护套管采用钢筋混凝土套管 DRC III 1200×2000 GB/T 11836-2009。

表 2.3-6 公路穿越统计表

管线名称	公路名称	穿越方式	穿越长度（m/处）	备注
温西一注采管线	非等级公路（沥青、水泥路）	顶管	240/4	
温西一注采管线	非等级公路（碎石路、土路）	开挖+盖板	300/30	
丘东注采管线	非等级公路（沥青、水泥路）	顶管	360/6	
丘东注采管线	非等级公路（碎石路、土路）	开挖+盖板	200/20	
温八注采管线	非等级公路（沥青、水泥路）	顶管	240/4	
温八注采管线	非等级公路（碎石路、土路）	开挖+盖板	100/10	

(2) 铁路穿越

本工程穿越铁路 1 次。管道采取顶管方式穿越。套管顶至路轨底的最小埋深 $\geq 1.7\text{m}$ ，距自然地面或边沟 $\geq 1.0\text{m}$ ，套管顶伸出铁路路堤外不小于 2m。套管规格为钢筋混凝土套管规格为 DRCP III 1200×2000 GB/T 11836-2009。套管内回填细土，不另设排气管。

表 2.3-7 铁路穿越统计表

管线名称	铁路名称	穿越位置	穿越方式	穿越长度	备注
双向输送管线	兰新二线	七克台镇亚味农场北 6.4km	顶管	80m	

(3) 管道与其他建（构）筑物的交叉

本工程管道沿线穿过了地下通信电缆、光缆和已建管道。穿越方式按照规范要求，穿越其它管道时，管道应在其下部通过，垂直净距不小于 0.3m，埋地电力、通讯电缆交叉时，净距不小于 0.5m。并对穿越的电（光）缆和管道采取妥善的保护措施。

2.3.4.5 管道敷设

(1) 敷设方式

应综合分析管线所经地区的地理环境和气候特征，以及管道的安全、维护、交通等因素，来确定管道的敷设方式。

(2) 埋深

管道的埋设深度应根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）及《气田集输设计规范》（GB50349-2015），结合拟建管道所经地区冻土深度、介质的输送温度和耕地等情况，确定管道管顶覆土不小于 1.3m。

(3) 管沟开挖

管道所经地区多为粉土、碎石，推荐开挖的坡度取为 1: 0.5。多管同沟敷设时，沟底宽度应在单管沟底宽度的基础上，每增加一根管，沟底宽度应增加该管管径再加 400mm，即沟底宽度 $B = \text{沟底加宽裕量} + (D_1 + 0.4) + (D_2 + 0.4) + \dots + D_n$ 。

(4) 施工作业带

在施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木应清理干净，沟坎应予平整，有积水的地势底洼地段应排水。施工作业带清理时，应注意对土地的保护，减少或防止产生水土流失，应尽量减少破坏地表植被。施工作业带通过不允许堵截的沟渠，应采取铺设足够流量的过水管、搭设便桥等措施。

2.3.4.6 管道防腐

(1) 埋地管线外防腐(管径 $\geq D89\text{mm}$)

埋地管道外防腐主要采用环氧粉末和三层 PE，两种防腐层在国内都得到了广泛的应用，材料均国产化，且国内均具备多个生产厂家，虽然价格方面三层 PE 较环氧粉末高，但综合性能更优一些，日常维护所需的费用更低。因此选用常温型三层 PE 防腐层。考虑三层 PE 普通级及加强级防腐层的价格相差少以及布管及施工管理方便的问题，因此采用常温型三层 PE 加强级防腐层。

(2) 埋地管线外防腐(管径 $< D89\text{mm}$)

外防腐采用环氧带锈底漆（干膜厚度 $\geq 50\mu\text{m}$ ）+无溶剂环氧涂层（干膜厚度 $400\mu\text{m}$ ）+聚丙烯防腐胶带（防腐胶带厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ，搭接率 55%）。

冷弯弯管、热弯弯管、补口补伤采用环氧带锈底漆（干膜厚度 $\geq 50\mu\text{m}$ ）+无溶剂环氧涂层（干膜厚度 $400\mu\text{m}$ ）+聚丙烯防腐胶带（防腐胶带厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ，搭接率 55%）。

2.3.4.7 管道阴极保护

本工程站外管道采用强制电流阴极保护。通过对阴极保护的保護距离进行计算，在集注站设置一座线路阴极保护站，保护双向输送管道、注采合一管线、油管线、注采管线、注醇管线及单井管线。阴保设备选用整体式恒电位仪，具有 2 开 1 备自动切换功能（1 路保护双向输送管道，1 路保护其他站外管道，1 路备用）。在集注站、集配站、计量清管站进出站绝缘接头站外侧采用跨接电缆跨接，保证阴极保护连续性。

2.3.5 公用工程

2.3.5.1 供电

集注站内新建 110/10kV 变电站 1 座，设 2 台 110/10kV 主变，主变容量 $2 \times 31.5\text{MVA}$ 。电源引自 110kV 中心变电站不同母线段，采用 110kV 单塔双回架空线路，线路长度约为 $(15+15)\text{KM}$ ，架空线路导线规格为 L/G1A-240/30。

井场、集配站、清管站利用附近已建 10kV 架空线路，采用柱上变压器或站内干式变压器形式，380V 电源采用低压电缆引入站内设的低压柜，为用电设备配电。老井井场新增负荷利用井场现有电源。

2.3.5.2 给排水

各井场、集配站不设给排水系统。

(1) 给水系统

集注站给水包括生活用水、锅炉用水、浇洒及绿化用水和消防用水。集注站用水情况见表 2.3-8。

表 2.3-8 给水量统计表

用水类别	最高用水量	用水方式	备注
热水锅炉	$24\text{m}^3/\text{d}$	间断用水	只冬季用
生活用水	$6\text{m}^3/\text{d}$	间歇用水	按 53 人考虑
浇洒及绿化等用水	$2\text{m}^3/\text{d}$	间断用水	每次 $2.0\text{L}/\text{m}^2$
未预见用水	$3.2\text{m}^3/\text{d}$		最高用水量的 10%
消防补充水	$>11\text{m}^3/\text{h}$	火灾后连续用水	补水时间小于 48h
用水量合计	$35.2\text{m}^3/\text{d}$		不包括消防补充水

(2) 水源及给水方式

集注站依托温米联合供水系统，从温米联合站的进站供水管线上接一根规格为

dn110 钢骨架聚乙烯复合管至集注站，管线长约 2.4km，集注站进站供水压力约为 0.5MPa。

(3)排水系统

排水系统包括生活排水、设备污水、雨水及消防事故排水等。集注站排水情况见表 2.3-9。

表 2.3-9 排水量统计表

用水类别	最大排水量	排水方式	水质	备注
生活排水	4.8m ³ /d	间歇排放	BOD、COD、SS	
设备排污	3~5m ³ /次	间断排放		
分离器污水	90m ³ /d	连续排放	见工艺专业	
消防排水	486m ³ /次	消防时连续排放	SS	

生活污水经化粪池沉淀后，定期清运至温米联合站污水处理站。热水锅炉排污，通过新建 1 座降温池后排至地面水收集池。工艺分离器产生污水利用出口压力，进入温米联合站污水处理系统。

2.3.5.3 供暖

(1) 集注站

①新建一套 Q=650kW 的导热油加热炉，温度为 200 / 170℃，压力 0.4MPa，采用直接供热的方式，为乙二醇再生塔底重沸器、轻烃分离器等装置供热，加热炉为撬块装置，露天布置。导热油炉燃料为站内天然气。

②站内新建供热间，安装 1 台 Q=700kW 全自动燃气热水锅炉，为站内建筑采暖提供热源。供热热媒为 75~50℃热水。燃气热水锅炉燃料为站内天然气。

(2) 其他站场

集配站、井场、计量清管站及集注站内 110kV 变电站、控制室、机柜间采暖采用电热取暖器。

2.3.5.4 自动控制系统

在集注站设站控系统，分别由集散控制系统（以下简称 DCS）和安全仪表系统（以下简称 SIS）及火气系统（以下简称 F&G）组成，做到危险分散，集中监控，对站内生产过程进行数据采集、自动监控和紧急关断控制，控制室有人值守，远程控制，装

置现场无人操作。

集注站控制系统并将有关重要数据通过光缆上传至北京主油气调控中心和廊坊备用油气调控中心监视。

集配站分别设置站控系统 1 套，分别由过程控制系统 PLC、安全仪表系统 SIS 组成，并将数据通过光缆上传至集注站控制系统，集配站实现无人值守。

各井场设远程控制终端（以下简称 RTU），实现井口数据采集和控制并将数据通过光缆上传至集注站控制系统，井场实现无人值守。

在新建计量清管站设置站控系统 1 套，分别由过程控制系统 PLC、安全仪表系统 SIS 组成，并通过光缆上传至北京/廊坊调控中心监控和上游西部管道分公司监视。

在西二线 27#阀室原有 RTU 系统的基础上进行软、硬件扩容改造，并通过光缆上传至北京/廊坊调控中心监控和上游西部管道分公司监视。

2.4 依托区域现状

2.4.1 温西一气库现状

温西一区块位于新疆维吾尔自治区吐鲁番地区境内，鄯善县东北方向，距鄯善县城约 40km，区块面积 5.8km²。

温西一 J2x 气藏 2004 年开始投入开发，日产气 30~50 万方，日产油 50~120 吨。目前开井 2 口，日产气 0.5 万方，日产油 0.3 吨。累产气 12.72 亿方，累产油 18.23 万吨，天然气地质储量采出程度 60%，凝析油采出程度 32%。

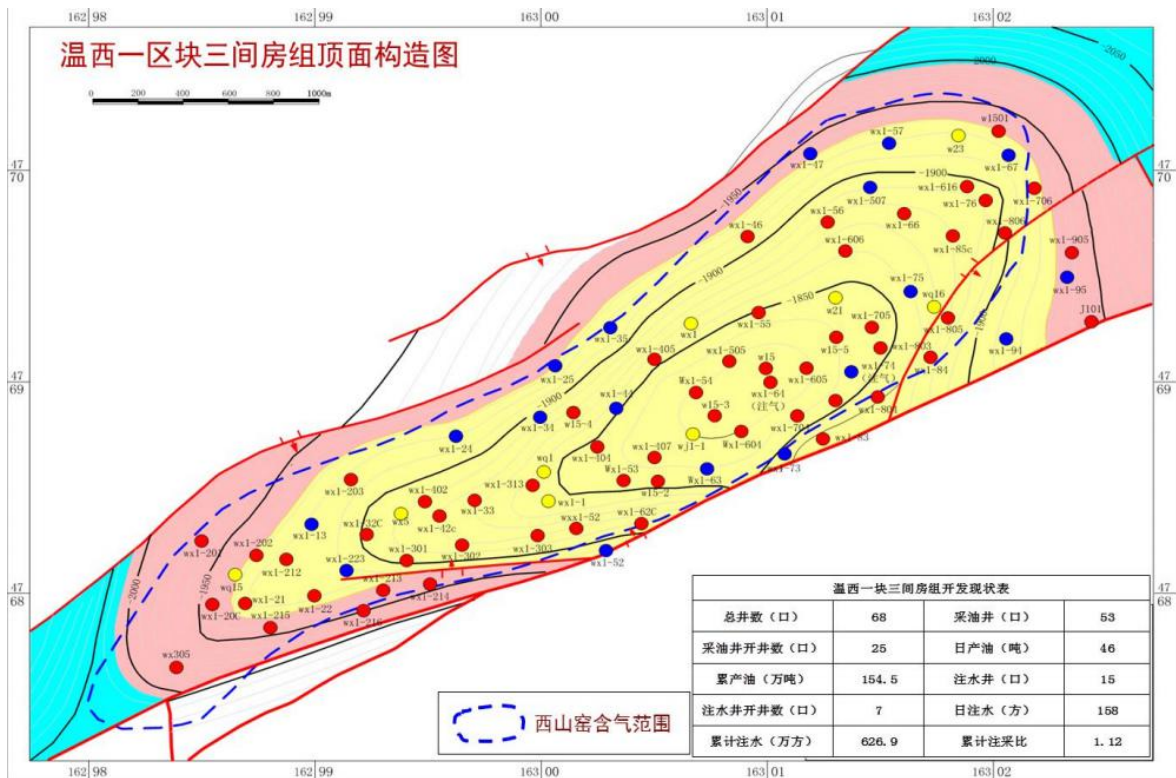


图 2.4-1 温西一区块三间房组顶面构造图

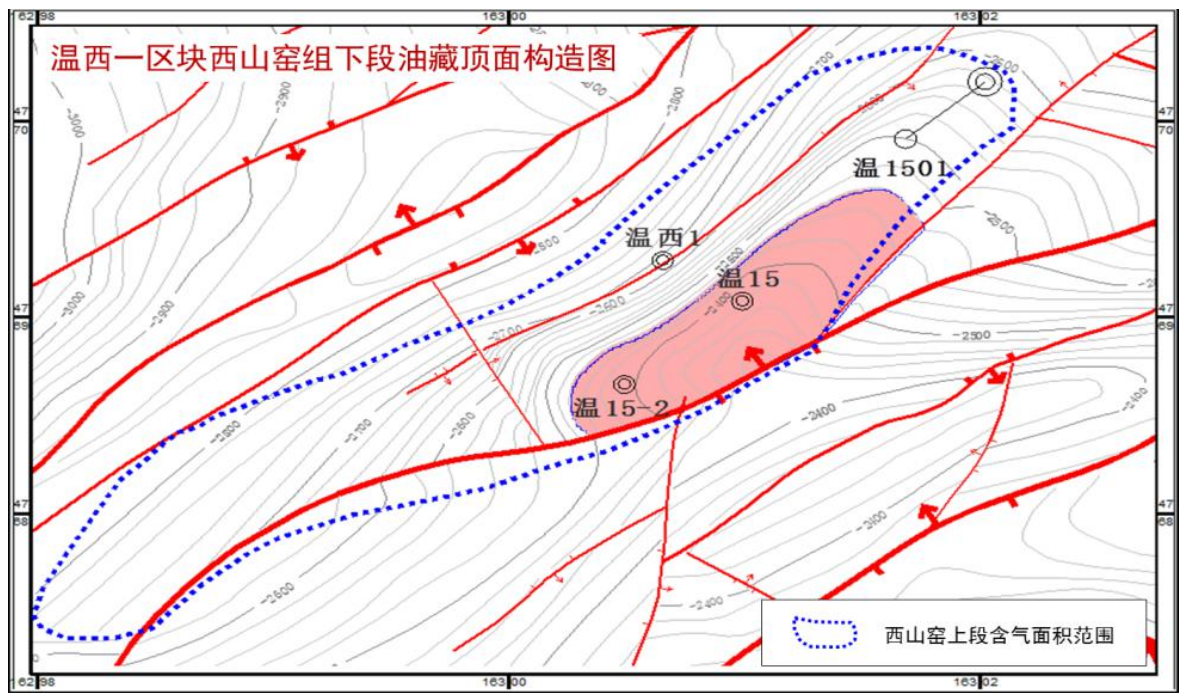


图 2.4-2 温西一区块西山窑组下段油藏顶面构造图

2.4.2 温八气库现状

温八块位于新疆维吾尔自治区吐鲁番地区鄯善县境内，距鄯善县城约 40km。区块北侧有兰新铁路通过，距鄯善火车站和七克台火车站约 18km；该地区有贯穿盆地

的简易公路通过，交通便利。该区地表为戈壁滩，地面平均海拔约在 500-600m 左右。地势相对平坦，总的地势为南高北低的平缓斜坡，通讯网络覆盖全油田。

温 8 块目前共完钻井 7 口，其中有 3 口直井、4 口定向井，5 口探井和评价井，2 口开发井。主要目的层位为 J₂x，温 8 块完钻井统计情况如表 3.1-1 所示。油井情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 温八块已完钻井基本情况

井 号	温 13	温气 801	温 8-3063	温 1301	温 1302	温 1303	温 1304	平均
井 型	定向井	定向井	定向井	定向井	直井	直井	直井	/
完钻井深 (m)	3374	3415	3420	3345	3455	3544	3530	3440.43
完钻层位	J ₂ x	J ₂ x	J ₂ x	J ₂ x	J ₂ x	J ₂ x	J ₂ x	/
钻井周期 (d)	64.5	100	34.63	94.61	58.9	45.04	44	63.10
建井周期 (d)	70.75	102	36.13	96.61	74.4	51.42	53.43	69.25
机械钻速 (m/h)	7.12	6.67	9.54	7.2	8.62	11.07	9.17	7.77
纯钻时效 (%)	30.63	25.08	43.16	24.61	28.36	29.61	36.44	31.13
事故复杂 时效(%)	19.67	16.75	14.02	49.61	5.06	1.7	5.6	16.06
井身质量 合格率(%)	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	/
固井质量 合格率(%)	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	/

2.4.2.1 油气藏地质

温八块西山窑组油藏构造为受两条北东-南西走向逆断层夹持的断背斜圈闭，南北两条断层断距较大，对油藏具有控制作用，中间断层对油气分布具有一定调节作用（图 2.4-3、图 2.4-4）。X4 顶面圈闭面积 2.66km²，闭合高度 200m。X5 顶面构造特征与 X4 相近，构造形态和圈闭面积略有变化，X5 北断块顶面圈闭面积 2.12km²，闭合高度 260m，X5 南断块顶面圈闭面积 0.68km²，闭合高度 180m。

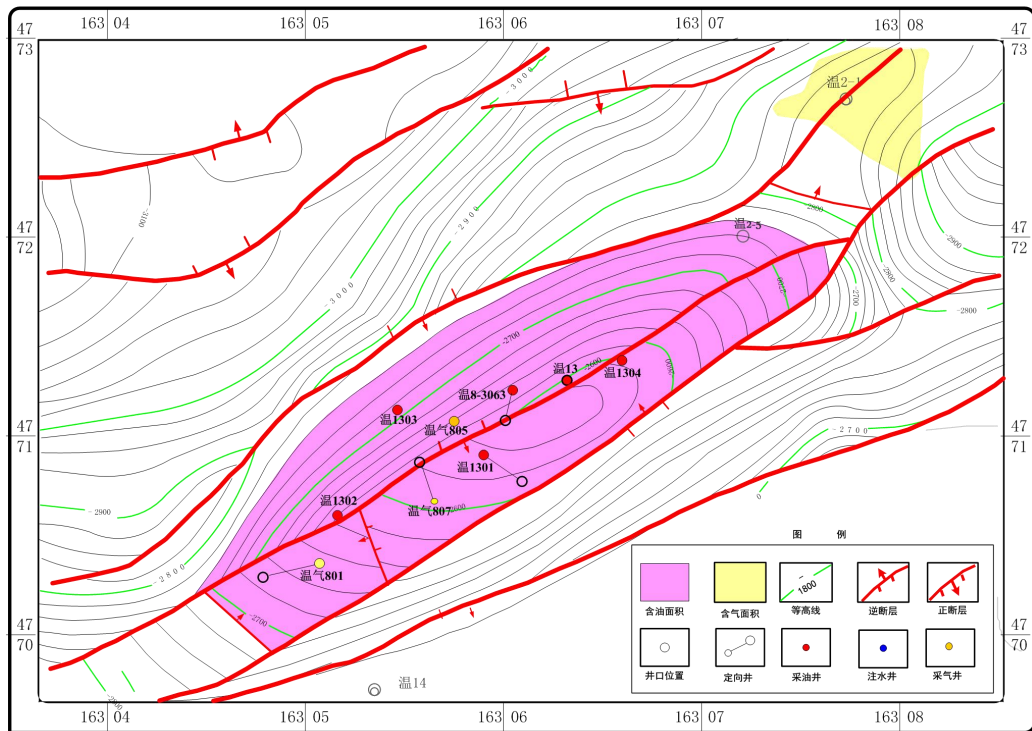


图 2.4-3 温八块西山窑组 X4 油藏顶面构造图

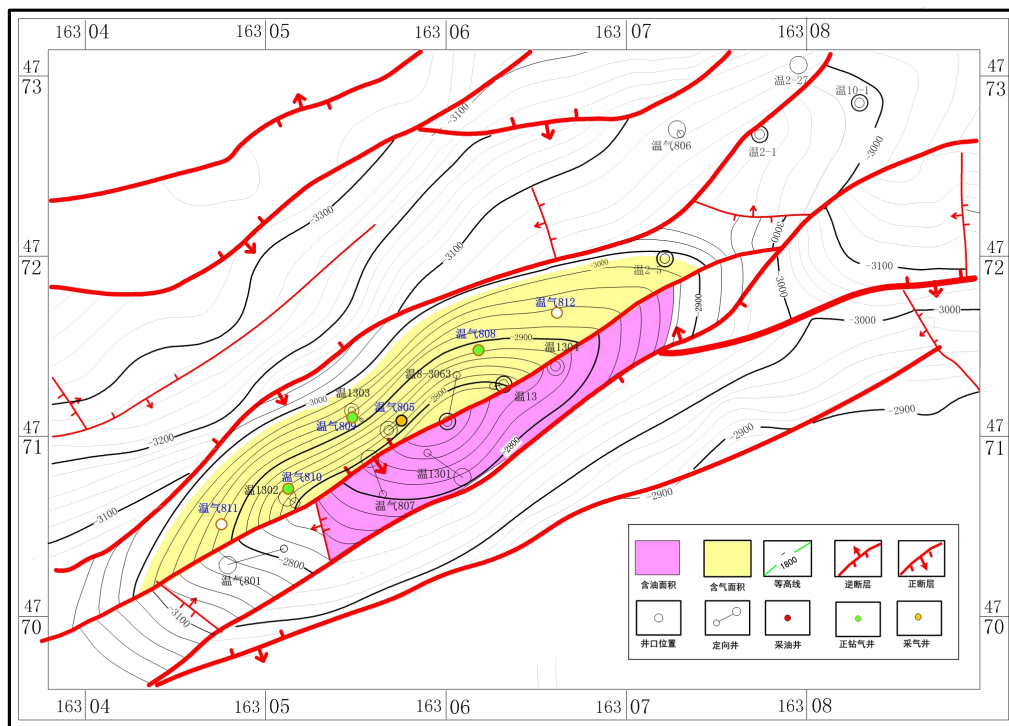


图 2.4-4 温八块西山窑组 X5 砂组顶面构造图

温八块西山窑下油气藏储层为低孔、低渗和特低孔、特低渗。孔隙度主要分布范围 6~14%，平均孔隙度为 11.3%，渗透率主要分布范围在 0.5~5mD，平均渗透率为 2.4mD。

2.4.2.2 油气藏特征

依据纵向上按油气藏、平面上按圈闭的原则，温八块西山窑油气藏的构造特征、储层展布和油气藏特征，划分为 J₂X₂、J₂X₃、J₂X₄ 油藏、J₂X₅ 南断块油藏、J₂X₅ 北断块气藏 5 个计算单元。

温八块西山窑组油藏 x₄ 顶面构造图是经过三维地震资料精细构造解释编制而成，经井点校正，其比例尺为 1: 10000，构造形态可靠。在顶面构造图上，分断块以试油、测井综合确定的油水界面沿构造等高线圈定含油面积 X₂ 油藏为 1.68km²，X₃ 油藏为 0.66km²，X₄ 油藏为 1.68km²，X₅ 南断块油藏为 0.67km²，X₅ 北断块气藏为 1.43km²。

2.4.3 丘东气库现状

① 勘探情况

丘东气田勘探始于二十世纪五十年代，1964 年 3 月 5 日在丘东背斜西翼钻第一口区域预探井（丘东 2 井），该井完钻井深 3000m，完钻层位三间房组。在三间房组、七克台组见到油气显示，受当时认识水平和工艺技术局限，未能获得突破。1989 年 5 月在丘东背斜构造顶部钻探丘东 1 井，钻至三间房组完钻，因未钻到好的储层失利。1990 年 10 月在温吉桑构造带南面构造的西山窑组获得工业油气流后，认为丘东构造西山窑组储层发育，在构造南翼钻探丘东 3 井，于 1991 年 8 月 23 日完钻，完钻井深 3500m，完钻层位西山窑组。1991 年 9 月 21 日至 11 月 14 日，对丘东 3 井西山窑组完井试油，获得工业油气流，发现了丘东气田。

1992 年 3 月在距丘东 3 井北西方向 1.9km 处钻探丘东 7 井，完钻井深 3500m，完钻层位中侏罗统三工河组。9 月对三间房组试油，日产气 30.8×10⁴m³、油 95.87m³，对七克台组试油，日产气 0.27×10⁴m³、油 0.61m³。至此，丘东构造自下而上，在西山窑组、三间房组、七克台组均发现工业油气流。

② 开发简况

1999 年，丘东气田正式投入开发，至今已经有 20 余年，可以分为三个阶段，主要有：

建产期（1999 年-2002 年）：1998 年底丘东气田全面投入开发，初期以调峰为主，共钻探开发井 17 口，截止 2002 年底，年产气 0.77×10⁸m³，累产气 2.53×10⁸m³。

稳产期（2003 年-2015 年）：2003 年～2010 年以西山窑组气藏为主力开发层系，以调峰开发为主。到 2010 年 9 月，共完钻各类井 31 口，投产 24 口井，阶段累计产

天然气 $22.66 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油 $34.25 \times 10^4 \text{t}$ 。2010 年以来通过加密开发井，大力动用七克台组和三间房组含气层系，使气田产量迅速回升，并于 2012 年达到丘东气田产量的最高峰，年产天然气量 $2.93 \times 10^8 \text{m}^3$ 。丘东气田经过 13 年稳产，产量保持在 $1.9 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上。

递减期（2016 年-至今）：2016 年进入递减期，2018 年综合递减 18.5%。

截止目前，丘东气田共有气井 51 口，开井 49 口，日产气 $22.25 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累产气 $37.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 。地质储量采出程度 31.7%，可采储量采出程度 46.6%，采气速度 1.04%（表 2.4-2）。

表 2.4-2 丘东气田开发现状表（截止 2019 年 8 月）

项目		指标	项目		指标
采气井	总井数（口）	51	采气井	开井数（口）	49
产气量	日产气（ 10^4m^3 ）	22.25	产油量	日产油（t）	28.2
	平均单井日产气（ 10^4m^3 ）	0.45		年产量（ 10^4t ）	1.16
	年产量（ 10^8m^3 ）	0.84		累计产油（ 10^4t ）	49.6
	累计产气（ 10^8m^3 ）	37.6		气油比（ m^3/t ）	7881
产水量	日产水（ m^3 ）	75.5	采出程度	地质储量（%）	31.7
	年产量（ 10^4m^3 ）	3.29		可采储量（%）	46.6
	累计产水（ 10^4m^3 ）	34.0	采气速度	地质储量（%）	0.71
	水气比（ $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ ）	3.40		可采储量（%）	1.04

2.4.4 依托工程

2.4.4.1 温米联合站

温米联合站为轻烃处理厂，建成于 1995 年，期间经历过两次大的改扩建。采用“低压气增压+分子筛脱水+丙烷预冷+膨胀制冷+DHX 工艺+双塔精馏”工艺。该站的处理规模为 $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，整体设计压力为 3.2MPa。轻烃处理装置已停运。

温米联合站污水处理装置规模为 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量为 $1861 \text{m}^3/\text{d}$ 。

温吉桑储气库群总日产水量约 $84 \text{t}/\text{d}$ ；温米联合站内污水处理装置可满足要求；外输污水管线按照最大产水量进行设计。

2.4.4.2 丘东处理厂

轻烃一厂：装置由林德公司主体设计并提供设备，华北勘察设计研究院作总体设计，于 1996 年 12 月投产。设计处理能力 $120 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，理论运行上限 144×10^4

Nm³/d。2001 年 5 月中旬处理量达到 160×10⁴ Nm³/d。

鄯善、丘陵、巴喀、鄯勒天然气共 15×10⁴ Nm³/d 进轻烃一厂压缩机增压后处理；

温西采气工区天然气 13×10⁴ Nm³/d 轻烃一厂压缩机增压后处理；

温西采油天然气 2×10⁴ Nm³/d、米登采油天然气 7×10⁴ Nm³/d、温五采油天然气 17×10⁴ Nm³/d 经温米联合站压缩机压缩后进轻烃一厂压缩机增压后处理。天然气处理量为 54×10⁴ Nm³/d，装置收率 96%。

轻烃二厂：装置于 2005 年 8 月建成投运，天然气处理能力 120×10⁴ Nm³/d，理论运行上限 144×10⁴ Nm³/d。2010 年 5 月处理量达到 140×10⁴ Nm³/d。

有一具混烃脱丁烷塔，处理自产混烃（轻油），产品 2#烃外输石化厂。

丘东采气中压天然气 31×10⁴ Nm³/d、红台中压天然气 28×10⁴ Nm³/d 进轻烃二厂处理。天然气处理量为 59×10⁴ Nm³/d，装置收率 94%。

轻烃三厂：装置于 1999 年 8 月建成投运，处理能力 100×10⁴ Nm³/d，可处理红台、丘东区块来高压气（6.5 MPa）。目前处于备用状态。装置收率 80%。

轻烃三厂与轻烃二厂有一部分公用系统，包括消防系统、仪表风系统以及导热油供热系统、采暖系统。

目前处于备用状态。

温吉桑储气库群总日产油量约为 14 t/d。丘东处理厂凝析油处理系统可满足增量需求；外输凝液管线按照最大产液量进行设计。

2.4.4.3 鄯乌首站

鄯乌首站目前有 4 台压缩机，单台处理量在 40×10⁴ Nm³/d。目前仅有一台压缩机运行，处理量约为 36×10⁴ Nm³/d。

2.4.4.4 西二线 27#阀室

27#阀室距离集注站的直线距离约 14.3km，西二线和西三线阀室为联合建站。

2.4.4.5 输油管道

自丘东集气站至丘东处理厂的已建管道为 DN100，设计压力 2.5MPa，经核算，可满足储气库整个运行周期的凝析油产量需求。

2.4.4.6 丘东集气站

天然气采输装置包括天然气开采、油、气、水分离、油、气增压、天然气脱水等系统：由两台往复式燃气压缩机（RTY1030MH500 305-CFC/2）组成的原料气增压系统

（含空冷器）：三甘醇脱水系统：导热油加热炉（GW500-Y2.5-Q）换热系统；仪表风空压机系统。

压缩机入口压力为 2.5MPa，出口压力为 7.2MPa。

2.4.4.7 南山废渣场

南山废渣场 2011 年通过环评（吐地环发【2011】176 号），2012 年通过竣工环保验收。

南山废渣场现有 33 万方一般固废渣场 1 座，主要用于接收新钻井泥浆池清理出的废弃泥浆，到目前为止尚有较大容积，可以接纳本项目泥浆、岩屑等。5 万方危险固废渣场，主要接收落地油土等。

南山渣场共有隔油池 2 座，废液池 5 座，设计储存总量为 5.4 万方，主要接收酸化压裂废液，其中 1#、2#隔油池各 2500 方，1#废液池 10000 方、2#、3#、4#废液池各 8000 方，5#废液池 15000 方。

温米废液池用于处理修井废液、洗井废液，废液池容积 5000m³，池底及池壁采用 C30 防水钢筋混凝土浇筑，废液池四周设 1.5m 围墙，目前实际使用容积为 2500m³，能够接纳本项目的修井废液。

2.5 影响因素分析及污染源强核算

2.5.1 影响因素分析

注采井的建设和运营是一项地面与地下的交互的，包含多种工艺的系统工程，主要工艺过程有钻井、井下作业、注气、采气、输送以及配套的保温防冻、供电、通讯等辅助工程。

注采井可分为施工期、运行期和闭井期三个时期。

(1) 施工期

施工期主要是钻井、井场配套设施建设及管线建设，是对环境造成影响的主要时期；运行期主要包括注气、采气、输送三个过程，对环境的影响较小；闭井期主要是井场生态环境功能恢复时期。

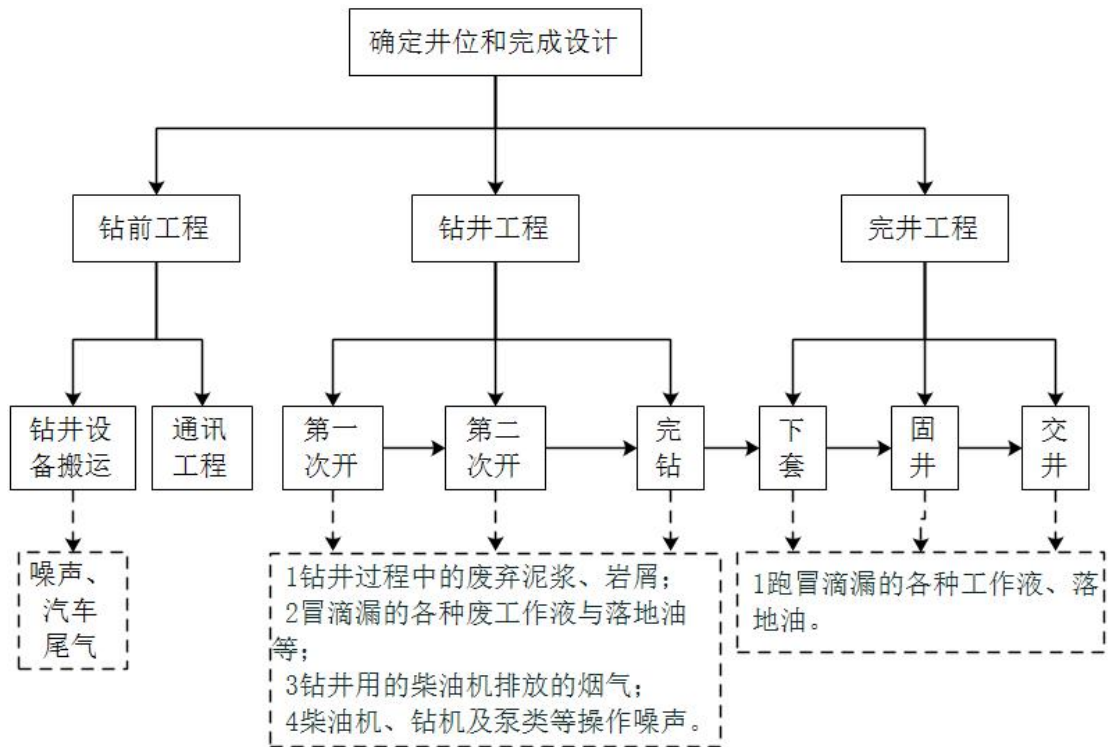


图 2.5-1 注采井施工工艺流程及主要排污节点

(2)运营期

由于地下储气库的主要作用是季节性调峰，运行中有注气、采气两种不同的工况，在不同工况下的运行工艺是不同的，注气期、采气期工艺流程及产污节点分别见图 2.5-2 和 2.5-3。

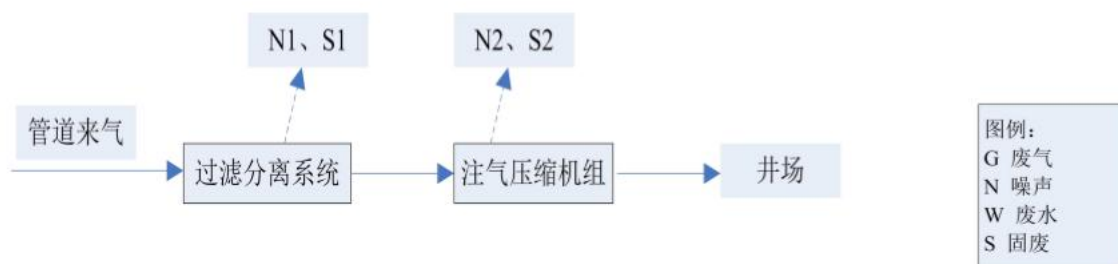


图 2.5-2 注气期工艺流程图及排污节点

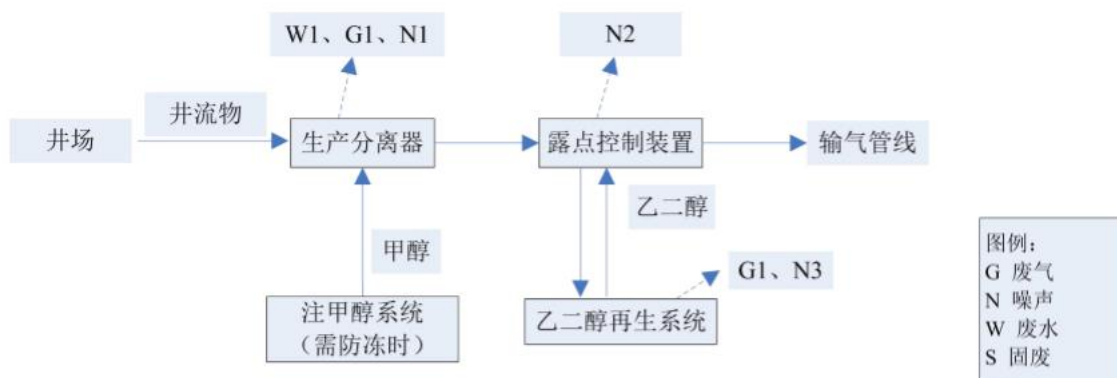


图 2.5-3 采气期工艺流程图及排污节点

2.5.2 施工期污染物产生及排放情况

2.5.2.1 废气

施工期废气主要为施工扬尘、钻井过程中柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、施工燃油机械排放废气和汽车尾气。

① 柴油机、发电机燃烧烟气

钻井井场一般配置 900kw 柴油机 3 台(2 开 1 备)。根据相关资料，柴油机千瓦小时耗柴油 238g，在实际工作中，柴油机并非满负荷运转，柴油耗用量约为理论用量的 40%，即每千瓦小时耗柴油 95.2g。本项目每个井场柴油消耗量平均 2t/d。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每耗柴油 175g，产生 CO2.40g、NO₂ 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、总烃和 NO₂ 量可用下式计算：

$$Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{CnHm} = 4.08 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_2} = 10.99 \times \frac{m}{175}$$

式中：m — 柴油机消耗柴油量；175—经验系数。

我国规定柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此按柴油中硫含量为 0.035%估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.70kg。

工程钻井 47 口，其中温西一库 13 口，钻井周期 916d；温八库 11 口，钻井周期 675d；丘东库 23 口，钻井周期 1744d。钻井周期总计 3335d，则整个钻井期间共耗柴油 6670t。

因此，本项目钻井期间共向大气中排放 CO：22.4t，烃类：38.1t，NO₂：102.5t，SO₂：4.67t。

② 施工扬尘

建筑施工活动所产生的扬尘与施工面积和施工水平有关，按照类比调查结果，

在施工现场下风侧 50m 外,施工所产生的粉尘浓度可降至 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。进出施工现场地的运输车辆也会造成施工场所地面粉尘浓度的升高,其引起的扬尘对路边 30m 范围之内影响较大,且形成线源污染,路边 TSP 浓度可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以上。

③车辆尾气

建设期各类工程及运输车辆较多,排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查,平均每辆车日耗油量为 $11.52\text{kg}/\text{d}$,平均每辆车日排放 CO $0.157\text{kg}/\text{d}$,烃类物质 $0.269\text{kg}/\text{d}$, NO_2 为 $0.723\text{kg}/\text{d}$, SO_2 为 $0.008\text{kg}/\text{d}$ 。本工程开发施工期各类车辆 8 余驾次/日,预计每天可排放 CO $1.26\text{kg}/\text{d}$,烃类物质 $2.15\text{kg}/\text{d}$, NO_2 为 $5.78\text{kg}/\text{d}$, SO_2 为 $0.064\text{kg}/\text{d}$ 。

开发期施工机械、车辆大气污染物排放情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 施工机械、车辆大气污染物排放统计表 (单位:t)

污染源	污染物排放量(kg)			
	CO	烃类	NO_2	SO_2
柴油机燃料烟气	22.4	38.1	102.5	4.67
车辆尾气	126.0	215.0	578.0	64.0

2.5.2.2 废水

施工废水主要包括钻井废水、管道试压水和施工人员生活废水。

(1) 钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油(水)井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水,废水中主要污染物为 SS、COD、石油类等。钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化。

根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果,每百米进尺排放生产废水 11.28m^3 ,根据类比调查,钻井废水中主要污染物的浓度见表 2.5-2。

预计本工程钻井总进尺 $17.15 \times 10^4\text{m}$,钻井废水产生量为 1.93 万 m^3 ,其中 SS: 43.54t, COD: 67.73t, 石油类: 1.26t, 挥发酚: 0.003t, 硫化物: 0.005t。

表 2.5-2 钻井废水水质表及污染物排放量

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3
产生量 (t)	43.54	67.73	1.26	0.003	0.005

钻井废水与泥浆一同处理,采用不落地技术收集,在井场进行固液分离,分离后的液体回用于钻井液配备;不能回用的和固相拉运至温米南山二期 33 万方固废场进行处理。

(2)管道试压废水

本工程施工期管道的试压水可以循环使用,试压结束后产生的试压废水经收集后回用于施工现场洒水抑尘,不会对周围水环境产生明显不利影响。

(3)生活污水

单井钻井井场一般人员平均约 30 人,按每人每天用水量 80L 计算,则生活用水最大量为 $2.4\text{m}^3/\text{d}$,按污水产生量为用水量的 80%计,则每人产生量为 1.92m^3 ,则钻井期内生活污水总产生量为 7000m^3 。

生活污水主要污染物为 COD、氨氮、SS 等;类比周围油田,生活污水浓度 COD 为 350mg/L ,氨氮为 60mg/L 、SS 为 240mg/L 。钻井期间共排放生活废水 7000m^3 ,其中 COD:2.45,氨氮:0.42t,SS: 1.68t。

由于施工现场分散,每个井场均设置可移动环保厕所,生活污水和粪便均排入移动环保厕所内,钻井结束后与生活垃圾均及时清运至火车站镇生活垃圾填埋场填埋,加强清运中的管理,禁止散漏,不会对环境造成明显影响。

2.5.2.3 噪声

钻井过程中的噪声源主要有钻机、钻井泵、柴油机、柴油发电机及管线和井场施工现场的施工机械、运输车辆等。施工期主要噪声源及降噪措施见 2.5-3。

表 2.5-3 施工期主要噪声源及降噪措施

噪声源位置	设备名称	源强 dB(A)	数量	降噪措施	备注
单个钻井井场	柴油机	95~100	2 台	选用低噪声设备、消声、减震	施工结束后噪声即可消失
	钻机	90~95	1 台	消声、减震	
	柴油发电机	100~105	2	选用低噪声设备、消声、减震	
	钻井泵	85~90	2	消声、减震	
管线、井场施工现场	装载机、推土机、焊机、运输车辆等	85~100	若干	——	

2.5.2.4 固体废物

施工期固体废物主要包括钻井废弃泥浆岩屑、井下射孔压裂返排液、场站施工的施工废料和施工人员等。

① 钻井泥浆和岩屑

钻井过程中,岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑,经泥浆循环携带出井口,

在地面经振动筛分离出来。其量与井身结构以及回收率等有关。

根据对周边石油开发区块情况的调查，泥浆循环利用率在 75%以上。

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，m₀；

h——井深，m。

钻井过程岩屑经泥浆循环携带出井口。钻井岩屑的产生量可按下式进行计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W——废弃钻井岩屑排放量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

工程钻井 47 口，其中温西一库 13 口，钻井周期 916d；温八库 11 口，钻井周期 675d；丘东库 23 口，钻井周期 1744d。通过上述公式计算出本工程钻井废弃泥浆和岩屑产生量见表 2.5-4。

表 2.5-4 钻井期间钻井废弃泥浆和岩屑产生量

			井眼直径 (m)	深度 (m)	泥浆产生量 (m ³)	岩屑产生量 (m ³)
温西一库	直井	一开	0.508	500	892.02	608.55
		二开	0.273	2260	1365.03	794.38
		三开	0.1778	150	523.57	22.36
	水平井	一开	0.508	500	1040.70	709.97
		二开	0.273	2260	1592.53	926.78
		三开	0.1778	29	569.83	5.04
		水平段	0.1397	700	773.95	75.17
温八库	直井	一开	0.508	500	892.02	608.55
		二开	0.273	2320	1388.52	815.47
		三开	0.1778	150	523.57	22.36
	水平井	一开	0.508	500	743.35	507.12
		二开	0.273	2206	1119.90	646.17
		三开	0.1778	12	402.90	1.49
		水平段	0.1397	400	487.33	30.68
丘东库	直井	一开	0.3397	601	1288.71	545.14
		二开	0.2445	2749	2434.99	1291.75

	三开	0.1397	155	867.68	23.78
	一开	0.508	601	2113.05	1584.86
	二开	0.273	3091	3662.64	2354.03
	三开	0.1778	8	1045.04	2.58
	水平段	0.1397	1000	1607.63	199.43
合计				25334.97	11775.66

计算得知：本工程排放的废弃泥浆量约为 25334.97m^3 ，岩屑量为 11775.66m^3 ，其中一开二开废弃泥浆岩屑总量为 29926.24m^3 ，三开及水平段泥浆岩屑总量 7184.39m^3 。

采用不落地技术收集钻井泥浆。本项目泥浆均为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不能回用的和固相拉运至温米南山二期 33 万方固废场进行处理。

② 井下射孔压裂返排液

钻井完毕固定后，深孔作业大部分压裂液施工时排出，射孔压裂返排液全部收集入罐中，单井排放的压裂液为 $12\sim 15\text{m}^3$ ，总计排放最大量为 705m^3 ，完井后拉运至温米南山二期 33 万方固废场进行处理。

③ 施工废料

据调查，管线施工产生的废弃物约为 $0.2\text{t}/\text{km}$ ，本工程管线施工期各类施工废料产生量约为 16t 左右。站场施工废物其产生量约为 10t 。合计施工废料产生量约 26t 。施工废料回收使用，不能使用的送至温米南山二期 33 万方固废场进行填埋处理。

④ 生活垃圾

单井钻井井场一般人员平均约 30 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，钻井周期总计 3335d ，则钻井期内生活垃圾总产生量为 50t 。生活垃圾集中收集后统一清运至温米南山二期 33 万方固废场进行填埋处理。

2.5.2.5 生态影响

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。见表 2.5-5。经核算，新增永久占地面积 13.57hm^2 ，临时占地面积 91.05hm^2 ，总占地面积 170.76hm^2 。其中老井利用和改扩建阀组不新增占地。

表 2.5-5 占地面积统计表

类型	工程	规模	永久性占地 (hm^2)	临时占地 (hm^2)	备注
地面工程	集注站	1	4.47		
	集配站	3	0.9		

	计量清管站	1	0.2		
	井场	67	8	12	永久占地 40m×30m, 施工总占地 60m×50m
管线	集输管线	14.3km	0	14.3	作业宽度 10m
	注采管线	11.1km	0	11.1	
	单井管线	53.65km	0	53.65	
合计			13.57	91.05	

2.5.2.6 小结

施工期主要污染物排放情况见表 2.5-6。

表 2.5-6 施工期污染物排放汇总

废气	项目	CO	烃类	NO ₂	SO ₂
	柴油机燃料烟气	22.4	38.1	102.5	4.67
	车辆尾气	126.0	215.0	578.0	64.0
废水	项目	试压废水	钻井废水	生活污水	合计
	产生量(m ³)	4000	19300	7000	30300
	排放量(m)	0	0	0	
固废	项目	废弃泥浆	返排液	施工废料	生活垃圾
	产生量(t)	37110.63	705	26	50
	排放量(t)	37110.63	705	26	50
噪声	项目	挖掘推土机	震捣棒	钻井柴油机	柴油发电机
	声源强度 dB(A)	82~90	100	105	95

2.5.3 运营期污染物产生及排放情况

由于地下储气库的主要作用是季节性调峰,运行中有注气、采气两种不同的工况,在不同工况下的运行工艺是不同的,从而导致污染物排放情况不同,因此本次评价按注气阶段和采气阶段两方面进行分析。

2.5.3.1 注气阶段

1、废气

注气期废气主要为无组织排放的烃类。

本工程从输气到注采全部都是在密闭系统中进行的,正常情况下是不向大气环境排放污染物质的,但由于井场注采管道、阀门及管道接头处不可避免会有一定量的天然气以无组织的形式进入大气环境,其数量为本工程正常运转工作气量的 0.03%,污染因子为非甲烷总烃。本项目天然气中甲烷含量 95.91%,密度为 0.595kg/m³,因此各井场中非甲烷总烃的排放量为 1.49t/a,速率为 0.345kg/h。

2、废水

项目生产不用水,用水主要为职工生活用水。项目劳动定员 53 人,根据用水标

准及当地实际情况，职工用水量以 110L/人·d 计，则生活用新鲜水量 6m³/d。废水主要为职工生活办公产生的生活污水，项目生活污水产生量为 4.8m³/d，排入场区化粪池，定期清运至温米联合站污水处理站处理后回灌，项目废水不外排。

3、噪声

地下储气库在注气阶段噪声源主要是集注站的过滤分离系统、压缩机等。站场主要发声设备见表 2.5-7。

表 2.5-7 主要发声设备及声源值

序号	设备名称	声源值 dB (A)	数量 (台)	降噪措施	降噪后声源 值 dB (A)
1	过滤分离系统	85	3	基础减震,安装隔震垫,隔声 效果不低于 25dB (A)	60
2	压缩机	95	6	安装于隔声降噪压缩机房内, 墙壁隔声达到 25dB (A)以上	70

4、固体废物

注气期产生的固体废物主要为过滤器分离出的杂质、压缩机组检修时产生的废润滑油、滤芯和职工生活垃圾。

根据其他储气站运行经验，过滤器分离出的杂质量约 3kg/a，统一收集后委托有资质单位处理；压缩机组每年检修两次，废润滑油产生量 300kg/a，废滤芯产生量 10 个/a，委托有资质单位处理；拟建项目建成后劳动定员 53 人，按照每日人均 0.5kg 估算，每天产生 26.5kg，年产生量约为 9.8t/a，集中收集后送火车站镇垃圾填埋场。

2.5.3.2 采气阶段

1、废气

采气期废气主要为热媒炉、采暖炉燃烧天然气产生的烟气，无组织排放的甲醇、非甲烷总烃。

(1) 加热炉、采暖炉烟气

集注站加热油炉和采暖炉均使用天然气作燃料，天然气使用量分别为 19.15×10⁴m³/a 和 20.62×10⁴m³/a，合计 39.77×10⁴m³/a。各加热炉、采暖炉产生的烟气均通过 15m 高排气筒排放。

根据《第一次全国污染源普查 工业污染源产排污系数手册》和《环境保护 实用数据手册》，燃气锅炉工业废气量 136259.17Nm³/万 m³-原料、烟尘 2.4kg/万 m³-原料、二氧化硫 0.025kg/万 m³-原料（S 为硫的含量，14.51mg/m³天然气）、氮氧化物 18.71kg/万 m³-原料。运行期加热炉、采暖炉工作时间以 120d/a 计，烟气排放

情况见表 2.5-8。

表 2.5-8 加热炉、采暖炉烟气排放情况

污染源		燃气量 10 ⁴ m ³ /a	烟气量 10 ⁴ m ³ /a	污染物排放量 (kg/h)			污染物排放浓度(mg/m ³)		
				PM ₁₀	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x
集注站	加热炉	19.15	260.94	0.016	0.002	0.124	17.32	2.14	137.6
	采暖炉	20.62	280.97	0.017	0.002	0.134			

(2)无组织废气

本工程从输气到注采全部都是在密闭系统中进行的，正常情况下是不向大气环境排放污染物质的，但由于井场注采管道、阀门及管道接头处不可避免会有一些量的天然气以无组织的形式进入大气环境，其数量为本工程正常运转工作气量的 0.03‰，污染因子为非甲烷总烃。本项目天然气中甲烷含量 95.91%，密度为 0.595kg/m³，因此各井场中非甲烷总烃的排放量为 1.49t/a，速率为 0.517kg/h。

每个集配站甲醇注入系统的设计规模均为 200L/h，设置 1 个 25m³ 甲醇储罐，经估算，每个集配站甲醇无组织排放量约为 0.008kg/h。

2、废水

采气期废水主要为库区采出凝液和职工生活污水。

储气库采用采气携液方式排液，采出的井流物携带凝析油和水，建库前几个采气周期排液量大，随注采周期的增加，排液量呈逐年递减趋势。根据可研报告，本项目最大产水量 84m³/d，最高产油量 8.4m³/d。凝析油外输至丘东处理厂处理；生产污水输送至温米联合站进行处理。

采气期职工生活污水量与注气期水量相同，项目生活污水产生量为 4.8m³/d，排入场区化粪池，定期清运至温米联合站污水处理站处理后回灌，项目废水不外排。

3、噪声

注气阶段噪声源主要是生产分离器、露点控制装置、乙二醇再生系统等。站场主要发声设备见表 2.5-9。

表 2.5-9 主要发声设备及声源值

序号	设备名称	声源值 dB (A)	数量 (台)	降噪措施	降噪后声源 值 dB (A)
1	分离系统	75	3	基础减震,安装隔震垫,隔声效果不低于 25dB (A)	50
2	露点控制装置	75	3	基础减震,安装隔震垫,隔声效果不低于 25dB (A)	50
3	乙二醇再生系统	80	1	基础减震, 安装消声器	60

4、固体废物

采气期产生的固体废物为分离器分离出的含油杂质和职工生活垃圾。

根据其他储气站运行经验,分离器分离出的含油杂质量约 2kg/a, 密闭铁桶收集后委托有资质单位集中处置。

采气期职工生活垃圾量与注气期水量相同, 年产生量约为 9.8t/a, 集中收集后送火车站镇垃圾填埋场。

2.5.3.3 小结

运行阶段污染物排放情况见表 2.5-10。

表 2.5-10 运营期主要污染物排放情况

环境影响因素			主要污染物	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	排放量(t/a)	排放去向
注/采气期	无组织废气		非甲烷总烃		0.345	1.49	环境空气
采气期	集注站	加热炉	烟尘	17.32	0.016	0.046	
			SO ₂	2.12	0.002	0.006	
			NOx	137.60	0.124	0.357	
		采暖炉	烟尘	17.55	0.017	0.049	
			SO ₂	2.12	0.002	0.006	
			NOx	137.36	0.134	0.386	
	无组织废气		甲醇		0.008	0.346	
环境影响因素			产生量		处理方式		
采气期	含油废水		84m³/d		送至温米联合站进行处理，处理达标后回注。		
	凝析油		14 m³/d		凝析油外输至丘东处理厂处理		
注/采气期	生活污水		4.8m³/d		排入场区化粪池，定期清运至温米联合站污水处理站处理后回注		
环境影响因素			声源值 dB (A)	降噪后声值 dB (A)	降噪措施		
注气期	过滤分离系统		85	60	基础减震,安装隔震垫。隔声效果不低于 25dB (A)		
	压缩机		95	70	安装于隔声降噪压缩机房内,墙壁隔声达到 25dB (A)		
采气期	生产分离器		75	50	基础减震,安装隔震垫。隔声效果不低于 25dB (A)		
	露点控制装置		75	50	基础减震,安装隔震垫。隔声效果不低于 25dB (A)		
	乙二醇再生系统		80	60	基础减震。安装消声器		
环境影响因素			主要污染物	产生量	处置方式		

注气期	过滤器	杂质	3kg/a	统一收集，委托有资质单位集中处理
	压缩机	废润滑油	300kg	统一收集，委托有资质单位集中处理
		废滤芯	10 个	
采气期	分离器	含油废物	2kg	
注/采气期	职工生活	生活垃圾	9.8t/a	集中收集后送火车站镇垃圾填埋场

2.5.4 闭井期

2.5.4.1 主要生产过程

闭井期为注采井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井后作业内容包括拆除井场的注采设备、设施，封闭注采井口，拆除井场内管线等施工过程。其中，封闭注采井口采取水泥封堵施工的方法，在施工层位确定后，首先将相应位置的泥砂冲洗净，通井对套管完好程度验证后，下至预处理层位上界 30m，然后试挤隔离液，取地层压力，小于 12.0Mpa 则配置一定密度的水泥浆，将水泥浆用泵车挤入地层，并正替管道内容积的顶替液，把管道内的水泥浆替出，然后反替 0.5m³ 顶替液关井候凝 24h，起出管柱将塞子钻掉，进行其它施工。

2.5.4.2 污染影响因素分析

闭井期一般地下设施保留不动，地面部分如：管道、阀门、水泥台、电线杆等被拆除。采用水泥将注采井全井段封固。因此，闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物。

2.6 污染物总量控制

根据国家有关政策要求，并结合拟建项目所在区域环境质量现状和工程自身外排污染物特征确定以下污染物为拟建项目的总量控制因子：COD、氨氮、烟尘、SO₂ 和 NO_x。

（1）废气

加热炉、采暖炉排放烟气污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉要求。本项目各加热炉、采暖炉主要污染排放量为：烟尘 0.095t/a、SO₂ 0.012t/a 和 NO_x0.743t/a。

（2）废水

项目废水不外排。

本评价建议项目主要污染物总量控制目标值：烟尘 0.095t/a；SO₂ 0.012t/a；NO_x0.743t/a；COD：0t/a；NH₃-N：0t/a。

2.7 清洁生产

清洁生产就是将整体预防的环境战略持续应用于生产过程、产品和服务中，以增加生态效率和减少人类及环境的风险。即指不断改进设计，使用清洁的能源、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，提高资源利用

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。

根据本工程的工艺过程及污染物排放情况，按照清洁生产审计的要求，对污染物进行全过程控制，以节能、降耗、减污为目标，按照利用清洁原料，采用清洁生产工艺及有效的物料循环和综合利用，加强清洁生产管理的思路，对本项目原料及产品、工艺技术、节能、综合利用、生产管理等主要环节进行分析。

2.7.1 清洁原料及产品

1、清洁原料

本工程在夏季注气期，将来自中亚天然气管道的清洁天然气注入地下储气库储存，属于清洁原料。

2、清洁产品

本工程最终产品为经过天然气集注站净化处理后符合商用标准的天然气，为清洁生产。

2.7.2 清洁的工艺技术

1、井口节流注防冻剂不加热工艺

根据已建地下储气库的运行经验，由于井口开停比较频繁，低温条件下开井时，地层温度场的形成需要一定时间，在开井初期由于井口温度达不到预测的温度，井流物节流后存在单井管线冻堵现象，因此井口需采取防冻措施。

为防止在集输过程中产生水化物，井口流程一般采用以下几种方式：

（1）井口加热节流工艺

适用于井口压力较高、温度较低的气井，为保证井流物在井门及集输过程中不产生水化物，在井口设加热炉。当井口温度较高时可采用先节流后加热方式，以保证较低的炉管设计压力。井口加热节流方式的优点是单井集输管线设计压力较低，管线投资费用较少。缺点是井口设施投资高，工艺流程复杂，加热炉产生燃气废气。

（2）井口不加热高压集输工艺（油嘴搬家）

适用于井口压力不太高，而温度较高的气井，井流物不经加热高压集输至处理站，各单井井流物在处理站进行节流。高压集输流程优点是充分利用了地层压力能，但单井集输管线设计压力较高，管线投资费用较高。该法适用于井口与处理站相距较近的场所。

（3）井口节流注防冻剂不加热工艺

适用于井口压力较高、温度较高的气井。优点是单井输管线设计压力较低，管线投资费用较少，操作简便，投资省。

(4) 井下调压阀

目前国外地下储气库有采用井下调压阀进行调压的方式，充分利用地层的温度场作用，在高温下节流，并利用地层温度加热采出气，从而节省了井口的加热设备。但目前国内此技术还不成熟。

根据已建储气库运行实际情况，井口防冻主要是由于在环境温度较低情况下，开井时油嘴节流造成的低温易使井流物冻堵，而经过一段时间的生产，井口温度场建立后，不需再采取防冻措施。已建储气库单井井口均采用间歇注防冻剂工艺。因此设计采用井口不加热节流工艺，并设置注醇设施，作为开井初期防冻措施。

2、密闭系统

天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程，可提高天然气输送量，降低天然气损耗，从而节约能源，降低对大气环境的污染。

2.7.3 清洁的材料、设备

1、ZCT-08 堵剂（超细悬浮水泥浆）

国内常用的封层堵剂主要有两类：一类为有机树脂类堵剂，该类堵剂具有固化强度高优点，但堵剂成本较高，不适合储气库大量封层的需要，且由于堵剂强度高，留塞后不易钻掉；另一类为无机水泥类堵剂。根据气库使用周期 30 年的要求，有机材料的老化周期不能满足要求，设计选择无机水泥类堵剂。

目前所用封堵材料粒径范围从几个至几十个微米不等，为了使堵剂能顺利地进入地层，必须根据地层的孔隙度选择合适的粒径范围的堵剂。设计选用的 ZCT-08 堵剂粒径范围为 $D_{50}=5.56\mu\text{m}$ ， $D_{90}=12.99\mu\text{m}$ ， $D_{av}=6.62\mu\text{m}$ ，与不同区块的储层平均孔隙半径可以很好的相匹配，可保证施工过程中 65.7%以上的堵剂顺利进入地层孔隙，从而保证施工效果。ZCT-08 堵剂还具有以下特点：堵剂粒径与地层孔喉直径匹配性好；堵剂具有良好的悬浮性能和流动性，静失水小；堵剂有足够的缓凝时间；其在地层中有足够的承压能力，堵剂凝固后有较高的抗压强度。ZCT-08 堵剂复配使用的悬浮剂为生物聚合物溶液，具有表面活性，可以产生较丰富的泡沫，在地层温度作用下使堵剂固化后体积轻微膨胀，有效防止了堵剂失水及体积收缩对封堵效果的影响。

2、轨道球阀

注采气井口及进出站阀组的切换阀均采用开关无磨损的轨道球阀，该阀采用硬密封，耐冲蚀，能达到零泄漏，避免天然气生产损耗。

2.7.4 自动控制水平

本项目新建集注站设置控制系统，其水平达到自动控制、无人值守、定期巡检；扩建注采站控制水平与已建系统保持一致；注采站过程参数上传至集注站控制系统和调度控制中心，同时，接受集注站控制系统下达的控制命令。本项目使用先进的 RTU 自动控制系统，使输送介质的工艺条件实现由计算机自动控制，使管道系统的最佳运行工作状况与最佳运行参数，减少由于人工控制而产生的损耗；同时由于 RTU 控制系统拥有事故自动报警装置，当管道出现问题时能够自动地、及时地切断气源，以保证配套输气管道安全、可靠、高效、经济地运行，最大限度地减少由于事故泄漏造成对环境空气的污染和事故的发生。

2.7.5 节能措施

- (1) 注采管线选择力求顺直、减少管道长度；
- (2) 进行多种方案对比优选管径，提高管线运行经济性；
- (3) 根据采气井在每个采气期井口压力变化情况和井口最低压力条件确定采气方案；
- (4) 提高自控水平，减少工艺过程能耗；
- (5) 现场仪表、控制阀选择低功耗型产品，减少用电负荷；
- (6) 合理确定配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗；
- (7) 采用高效绝热材料进行保温、保冷，减少设备、管道的能量损失；
- (8) 选用操作灵活、密封性好的阀门与设备，减少天然气的泄漏量。

综上所述，本项目从原辅材料、产品、工艺技术先进性、设备先进性和自控水平以及节能降耗看，本项目基本符合清洁生产的要求，在国内石油天然气开采业属于先进水平。

第三章 环境现状调查与评价

3.1 自然概况

3.1.1 地理位置

鄯善县位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，北与木垒县、奇台县为邻，东经七克台镇连接哈密市伊州区七角井镇，西部吐峪沟苏巴什村与吐鲁番市胜金乡接壤，南部经南湖戈壁至觉罗塔格与若羌县、尉犁县为界。境域总面积 39800 平方千米，区位优势、交通便利。

本工程位于鄯善县七克台镇及火车站镇周边。本项目地理位置见图 2.1-1。

3.1.2 地形地貌

鄯善县境三面环山，一面临近世界陆地海平面最低点-艾丁湖，地势东北高，西南低。厂区位于七克台南湖戈壁滩北缘，属山前冲洪积平原，地形平缓，地形总趋势是北高南低，属戈壁荒地，地层单一。

鄯善县位于吐鲁番盆地东部。而鄯善县西北部的天山博格达山脉，属海西褶皱带，在喜马拉雅山运动初期强烈上升。项目区所处的觉罗塔格山属古老的基底，其上升缓慢形成一个山间盆地的雏形。新生代的构造运动中，在盆地中央偏北的地方，又隆起一山体即为火焰山。从地质构造上看鄯善县跨越准噶尔地块板块和塔里木板块两个地质构造单元。

本项目区处在塔里木板块的觉罗塔格晚古生代火山型被动陆缘，该构造带位于吐鲁番盆地南缘，呈东西向横贯鄯善中南部，属塔里木板块的北缘，也是典型的火山岛弧带。由早石炭世碱性玄武岩-安山岩-流纹岩组合的钙碱性火山岩和陆缘碎屑建造组成，岛弧北侧发育有浊流沉积，岛弧中常出现中心式喷发的火山机体。在碰撞带附近形成一些残留海盆和碰撞期后的拉伸盆地，同时在恰特卡尔附近还可见到由超基性岩、玄武岩组成的残留洋壳添加楔。

构造带内花岗岩发育，有华力西中斯闪长岩-花岗岩组合，晚华力西期石英闪长岩-花岗闪长岩-花岗岩组合，以及印支期花岗岩和正长花岗岩等。构造以韧性剪切变形为特征，脆性断裂也很发育。

3.1.3 区域地质

在大地构造位置上处于康古尔塔格褶皱束，属北天山伏地槽褶皱带觉罗塔格复向斜的次级构造单元，呈东西向展布，北部以大草滩深断裂为界，南部以阿奇克库都克

深断裂为界。地层主要有石炭系及第四系地层。

石炭系地层单元为一套灰色钙质—碱性中—酸性火山岩及其碎屑岩，碳酸盐岩建造，局部地段见有半深海相岛弧型复理石杂砂岩建造。第四系地层单元主要在山前斜坡，多由砾石、碎石、淤砂混杂堆积，有时出现卵石和角砾。

3.1.4 水文地质

（1）地质条件

鄯善盆地是东天山一个封闭型的山间盆地，其北面的天山山地山前出现褶皱带，由中生界陆相沉积杂岩层组成，大多数以背斜构造形式出现，盆地中部的褶皱带由一系列北西—南东走向的背斜构造组成。在褶皱带和天山山脉，北坡褶皱带之间是一个大斜坡，其上沉积了巨厚的第四系松散沉积层。地震烈度 7 度。

评价区域属洪冲积平原，周围地形平坦开阔，地势北高南低。地层主要是由第四纪冲洪积物即碎石土组成，地下水资源较为丰富。

（2）地表水

评价区域处于坎儿其河洪积扇西侧中下游，地形自北向南倾斜，自然坡度为 8%~10%，地势开阔平坦，地貌形态单一，均为戈壁荒漠。地下水的形成与赋存受区域地形、地貌、气象、水文及地质结构与构造的控制，区域以北的博格达山体，年降水量可达 200mm 之多，其山地不仅是地表水，也是地下水的补给形成区。由于受西北部大地构造格局的影响，评价区域地下水受坎儿其河影响较大，主要出于坎儿其河流域的水系系统单元内。坎儿其流域属于小河流域，年径流量为 $2932 \times 10^4 \text{m}^3$ ，主要靠冰雪融水和山区降水及泉水的补给，出山口后经饮水干渠引入七克台镇东部下游地区。

据钻探资料分析，工程区内地层结构由厚度不等，粒径较大的松散砾石层组成，有砂、亚砂、亚粘土互层沉积，具有强烈的透水性。为地下水的径流和储存创造了良好的条件。受自然地理环境影响，评价区地下水补给源主要为砾质平原与山区接触带附近，地下水的补给主要为山区季节性地表水和临时洪流的入渗补给，河床地下潜流的补给及山区地下水的侧向补给。大气降水对当地的地下水基本上没有补给作用。但总的补给水源来自于山区和融雪水，这是形成地下水的主要来源。平水期地表水在砾质平原内渗湿殆尽，地表水对地下水的作用强烈，洪水期在砾质平原区大量入渗补给地下水，水量丰富。博格达山是地表和地下径流的主要补给区，高山区的冰雪消融水和较多的大气降水汇入沟谷中，流出山口后，迅速渗入地下补给山

前倾斜平原大厚度砂砾石层潜水。河水渗失转化为地下潜流，并沿地形坡度向南流至盆地中央火焰山北麓，由火焰山泥岩的阻挡造成涌水。在火焰山以北呈东西条带状分布形成沼泽湿地，并有泉水出露。

（3）地下水

根据该地区地下水埋藏条件及径流排泄情况，地下水埋藏深度大于 200m。根据鄯南 3 区块的地质资料可知，该区域浅层第三系碎屑岩孔隙水承压含水层顶板埋深约 50m，所在区域的土壤类型为灰棕漠土，其土壤渗透系数为 3.7~4.3m/d。根据地质资料本项目所在区域透水性为中。

鄯善县地下水资源量 $2.1553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水可开采量 $2.0176 \times 10^8 \text{m}^3$ ，重复利用量为 $1.33 \times 10^8 \text{m}^3$ ，泉水年径流量 $0.144 \times 10^8 \text{m}^3$ ，坎儿井年径流量 $0.271 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井合理开采量 $1.6422 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井实际开采量 $3.2553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水超采量 $1.6131 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

3.1.5 气候与气象

本项目所在的区域属暖温带大陆性干旱气候。

区域属暖温带大陆性干旱气候，冬季干冷，夏季酷热，春季多风，降雨极稀，蒸发量大，热量丰沛，日照充沛，冬夏昼夜温差悬殊，主要气象数据如下：

年平均气温	11.3℃
年平均气压值	97.32kPa
月平均最高气温	37.1℃
月平均最低气温	-16.5℃
极端最高气温	45.2℃
极端最低气温	-26.7℃
年降水量	25.2mm
年蒸发量	2727mm
年平均风速	1.8m/s
年平均相对湿度	43%
最大冻土深度	117cm

3.2 环境质量现状调查与评价

3.2.1 环境空气

3.2.1.1 达标区判定

本项目位于鄯善县，选取吐鲁番市环境空气质量国控点-地区环保局站点 2019 年的监测数据作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃的数据来源，监测点站点编号：2687A。根据 2019 年吐鲁番地区环保局站点位空气质量逐日统计结果 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5} 各有 332 个有效数据，所使用的大气现状监测数据满足本项目的分析要求。

表 3.2-1 区域环境空气质量现状监测及评价结果

点位编号	监测因子	评价指标	现状浓度	标准值	最大浓度占标率 (%)	达标情况
地区环保局站 (2687A)	SO ₂	年平均值	9ug/m ³	60ug/m ³	15	达标
	NO ₂	年平均值	34ug/m ³	40ug/m ³	85	达标
	PM ₁₀	年平均值	122ug/m ³	70ug/m ³	174	超标
	PM _{2.5}	年平均值	46ug/m ³	35ug/m ³	131	超标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数	3.2mg/m ³	4mg/m ³	80	达标
	O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	130ug/m ³	160ug/m ³	81	达标

由上表分析结果可见，本项目所在区域 SO₂、NO₂ 年平均、CO 第 95 百分位数 24h 平均、O₃ 第 90 百分位数日最大 8 小时平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5} 年平均均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，本项目所在区域为非达标区域。

根据中华人民共和国生态环境部办公厅《关于将巴音郭楞蒙古自治州吐鲁番市哈密市纳入执行《环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)》差别化政策范围的复函》（环办环评函〔2020〕341 号）：“原则同意对巴音郭楞蒙古自治州、吐鲁番市和哈密市实施环境影响评价差别化政策，新建项目可不提供颗粒物区域削减方案。你区应按照《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函〔2019〕590 号)的相关要求，加强建设项目大气环境影响评价和技术论证等工作，严格建设项目环境准入，统筹做好生态环境保护与脱贫攻坚工作。

3.2.1.2 补充监测

2020年10月新疆广清源环保技术有限公司委托新疆锡水金山环境科技有限公司为《温吉桑储气库群项目》进行大气环境质量现状监测。

(1) 监测布点及监测项目

本次监测在七克台镇（1#）、火车站镇（2#）、拟建集配站（3#）布设环境空气敏感点监测点位。本项目环境空气现状监测布点情况见表3.2-2、图3.2-1。

表 3.2-2 环境空气质量现状监测布点一览表

监测点位	监测位置	相对方位	监测项目
1#	七克台镇	S	小时浓度：甲烷、非甲烷总烃
2#	火车站镇	W	
3#	拟建集配站	E	

(2) 监测时间及频率

新疆锡水金山环境科技有限公司于2020年10月13日~10月19日进行了环境空气质量采样与监测，连续7天有效数据，小时浓度为02、08、14、20时4个小时浓度值。

监测时同步进行风向、风速、总云量、低云量等气象要素的观测。

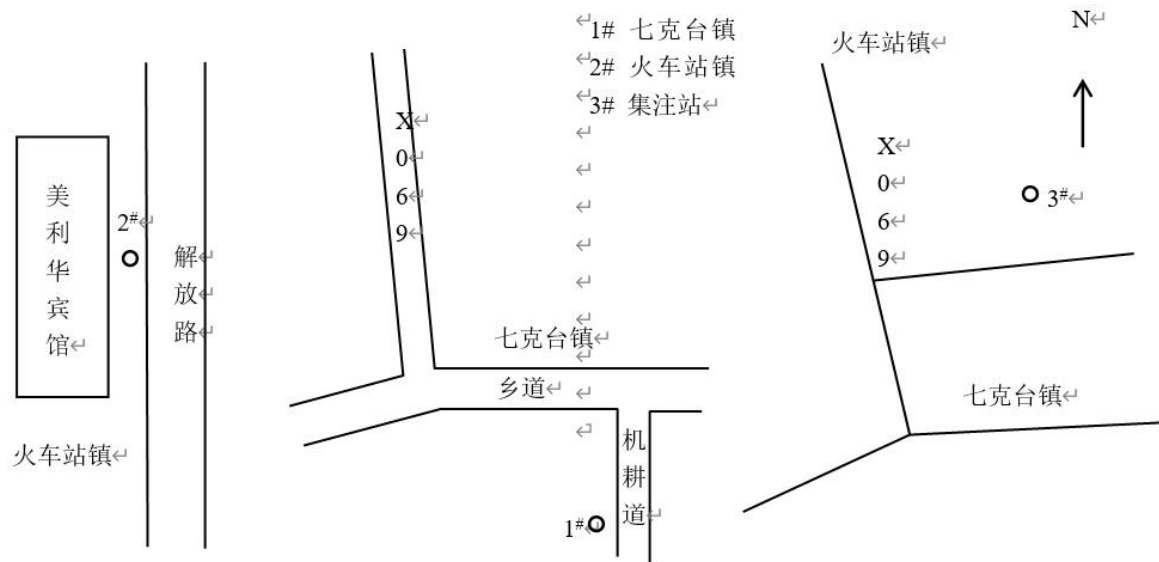


图 3.2-1 环境空气补充监测点位示意图

(3) 监测分析方法

监测方法按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）、《空气和废气监测方法》和《环境空气质量手工监测技术规范》（HJ 194-2017）中的有关规定执行。各监测项目的分析方法见表3.2-3。

表 3.2-3 监测项目及分析方法一览表

项目	分析方法	检测依据	设备名称	检出限
甲烷	气相色谱法	《居住区大气中甲醇、丙酮卫生检验标准方法 气相色谱法》 (GB11738-89)	GC9790Plus 型 气相色谱仪	0.4mg/m ³
非甲烷总烃	气相色谱法	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》 (HJ 604-2017)	GC-5890N 型 气相色谱仪	0.07mg/m ³

备注：本报告中检出限为该项目的的方法检出限。

采样时的气象条件记录见表 3.2-4、3.2-5。

表 3.2-4 甲醇监测期间气象参数一览表

监测日期	监测点位	监测时间	气温℃	湿度%	气压 kPa	风速 m/s	风向
2020.10.13	1#七克台镇	02:00-02:25	7.1	21	96.8	1.4	北
		08:00-08:25	7.8	20	96.8	1.1	北
		14:00-14:25	15.4	20	96.7	1.3	北
		20:00-20:25	12.1	19	96.8	1.7	北
	2#火车站镇	02:00-02:25	4.1	21	96.8	1.4	北
		08:00-08:25	4.8	20	96.8	1.1	北
		14:00-14:25	15.4	20	96.7	1.4	北
		20:00-20:25	12.1	19	96.8	1.7	北
	3#拟建集配站	02:00-02:25	4.1	21	96.8	1.7	北
		08:00-08:25	4.8	20	96.8	1.2	北
		14:00-14:25	15.4	20	96.7	0.8	北
		20:00-20:25	12.1	19	96.8	0.9	北
2020.10.14	1#七克台镇	02:00-02:25	5.2	19	96.8	1.7	东北
		08:00-08:25	6.3	20	96.8	1.1	东北
		14:00-14:25	17.1	19	96.7	0.8	东北
		20:00-20:25	11.2	20	96.7	0.9	东北
	2#火车站镇	02:00-02:25	5.2	19	96.8	1.9	东北
		08:00-08:25	6.3	20	96.8	2.0	东北
		14:00-14:25	17.1	19	96.7	1.3	东北
		20:00-20:25	11.2	20	96.7	1.4	东北
	3#拟建集配站	02:00-02:25	5.2	19	96.8	1.0	东北
		08:00-08:25	6.3	20	96.8	1.7	东北
		14:00-14:25	17.1	19	96.7	1.0	东北
		20:00-20:25	11.2	20	96.7	0.9	东北
2020.10.15	1#七克台镇	02:00-02:25	3.2	20	96.8	1.2	东北
		08:00-08:25	5.1	19	96.8	1.7	东北
		14:00-14:25	14.7	20	96.7	1.4	东北
		20:00-20:25	10.1	18	96.7	1.0	东北
	2#火车站镇	02:00-02:25	3.2	20	96.8	1.9	东北
		08:00-08:25	5.1	19	96.8	0.8	东北
		14:00-14:25	14.7	20	96.7	0.9	东北
		20:00-20:25	10.1	18	96.7	0.7	东北
	3#拟建集配	02:00-02:25	3.2	20	96.8	1.0	东北

监测日期	监测点位	监测时间	气温℃	湿度%	气压 kPa	风速 m/s	风向
	站	08:00-08:25	5.1	19	96.8	0.7	东北
		14:00-14:25	14.7	20	96.8	1.5	东北
		20:00-20:25	10.1	18	96.8	1.4	东北
2020.10.16	1#七克台镇	02:00-02:25	3.4	17	96.8	2.0	北
		08:00-08:25	6.2	18	96.8	1.1	北
		14:00-14:25	15.1	19	96.7	1.7	北
		20:00-20:25	12.3	20	96.7	0.8	北
	2#火车站镇	02:00-02:25	5.5	17	96.8	1.4	北
		08:00-08:25	6.2	18	96.8	0.8	北
		14:00-14:25	15.0	19	96.7	0.9	北
		20:00-20:25	12.5	19	96.7	0.8	北
	3#拟建集配站	02:00-02:25	5.5	17	96.8	1.2	北
		08:00-08:25	6.2	18	96.8	1.3	北
		14:00-14:25	15.0	18	96.7	0.9	北
		20:00-20:25	12.5	19	96.7	1.2	北
2020.10.17	1#七克台镇	02:00-02:25	3.1	19	96.8	0.9	东北
		08:00-08:25	5.2	20	96.8	1.2	东北
		14:00-14:25	19.3	21	96.7	1.1	东北
		20:00-20:25	11.1	22	96.7	0.8	东北
	2#火车站镇	02:00-02:25	3.2	20	96.8	1.0	东北
		08:00-08:25	5.1	19	96.8	1.1	东北
		14:00-14:25	18.1	19	96.7	1.2	东北
		20:00-20:25	11.0	20	96.7	1.1	东北
	3#拟建集配站	02:00-02:25	3.2	20	96.8	1.1	东北
		08:00-08:25	5.1	19	96.8	1.0	东北
		14:00-14:25	18.1	19	96.7	2.1	东北
		20:00-20:25	11.0	20	96.7	1.9	东北
2020.10.18	1#七克台镇	02:00-02:25	4.1	21	96.8	1.7	北
		08:00-08:25	6.2	23	96.8	2.0	北
		14:00-14:25	17.3	23	96.8	1.3	北
		20:00-20:25	11.1	23	96.8	1.7	北
	2#火车站镇	02:00-02:25	4.2	21	96.8	0.8	北
		08:00-08:25	6.1	23	96.7	0.9	北
		14:00-14:25	17.2	23	96.8	1.3	北
		20:00-20:25	11.2	23	96.8	0.8	北
	3#拟建集配站	02:00-02:25	4.2	21	96.8	0.9	北
		08:00-08:25	6.1	23	96.7	1.0	北
		14:00-14:25	17.2	23	96.8	1.3	北
		20:00-20:25	11.2	23	96.8	1.2	北
2020.10.19	1#七克台镇	02:00-02:25	3.9	21	96.8	2.0	北
		08:00-08:25	5.1	21	96.8	1.9	北
		14:00-14:25	16.2	22	96.7	1.1	北
		20:00-20:25	10.3	22	96.8	0.8	北
	2#火车站镇	02:00-02:25	3.8	21	96.8	0.7	北
		08:00-08:25	5.3	21	96.7	1.4	北

监测日期	监测点位	监测时间	气温℃	湿度%	气压 kPa	风速 m/s	风向
		14:00-14:25	16.2	22	96.8	1.5	北
		20:00-20:25	10.2	22	96.8	1.1	北
	3#拟建集配站	02:00-02:25	3.8	21	96.8	1.0	北
		08:00-08:25	5.3	21	96.7	1.0	北
		14:00-14:25	16.2	22	96.8	2.1	北
		20:00-20:25	10.2	22	96.8	1.9	北

表 3.2-5 非甲烷总烃监测期间气象参数一览表

监测日期	监测点位	监测时间	气温℃	湿度%	气压 kPa	风速 m/s	风向
2020.10.13	1#七克台镇	10:01	10.1	21	96.8	1.0	北
		12:03	13.2	20	96.8	1.0	北
		14:05	15.1	20	96.8	0.9	北
		16:01	16.2	21	96.8	0.9	北
	2#火车站镇	10:21	10.5	21	96.8	1.1	北
		12:23	13.6	19	96.8	1.0	北
		14:25	15.5	20	96.8	0.8	北
		16:21	16.5	21	96.8	0.9	北
	3#拟建集配站	10:42	14.1	19	96.8	1.4	北
		12:45	15.2	18	96.8	1.5	北
		14:46	17.3	18	96.7	1.4	北
		16:43	19.2	19	96.7	1.1	北
2020.10.14	1#七克台镇	10:03	12.1	20	96.8	1.0	东北
		12:02	15.2	22	96.7	1.0	东北
		14:05	16.3	21	96.8	0.8	东北
		16:05	18.1	21	96.8	1.1	东北
	2#火车站镇	10:25	12.6	20	96.7	1.0	东北
		12:22	15.5	22	96.8	1.0	东北
		14:27	16.7	21	96.7	0.9	东北
		16:22	18.7	21	96.7	1.0	东北
	3#拟建集配站	10:45	15.1	17	96.8	1.3	东北
		12:46	17.2	18	96.8	1.5	东北
		14:47	19.3	19	96.7	1.6	东北
		16:45	20.3	18	96.7	1.7	东北
2020.10.15	1#七克台镇	10:03	9.3	23	96.7	1.2	东北
		12:01	11.2	22	96.7	1.1	东北
		14:05	13.4	22	96.8	1.0	东北
		16:03	15.1	21	96.8	0.9	东北
	2#火车站镇	10:23	9.8	23	96.8	1.2	东北
		12:25	11.3	22	96.7	1.1	东北
		14:21	13.4	22	96.7	1.0	东北
		16:25	15.1	21	96.8	0.9	东北
	3#拟建集配站	10:43	15.1	20	96.7	1.7	东北
		12:45	17.2	19	96.7	1.4	东北
		14:47	18.1	18	96.6	1.5	东北
		16:45	19.7	19	96.6	1.1	东北
2020.10.16	1#七克台镇	10:02	9.8	20	96.8	0.9	北

监测日期	监测点位	监测时间	气温℃	湿度%	气压 kPa	风速 m/s	风向
		12:01	11.3	21	96.7	0.8	北
		14:03	13.4	20	96.9	0.8	北
		16:02	15.1	20	96.9	0.9	北
	2#火车站镇	10:22	9.8	20	96.7	0.8	北
		12:21	11.3	21	96.8	0.9	北
		14:25	13.4	20	96.7	1.1	北
		16:23	15.2	20	96.7	1.2	北
	3#拟建集配站	10:43	13.4	18	96.7	1.2	北
		12:45	13.8	18	96.7	1.3	北
		14:46	14.2	19	96.7	1.5	北
		16:45	18.1	20	96.8	1.9	北
2020.10.17	1#七克台镇	10:03	11.2	19	96.8	1.0	东北
		12:02	13.3	18	96.8	0.8	东北
		14:01	14.5	19	96.8	0.9	东北
		16:03	17.2	20	96.8	0.9	东北
	2#火车站镇	10:23	11.3	19	96.8	1.1	东北
		12:21	13.5	18	96.8	1.0	东北
		14:25	14.5	19	96.7	1.1	东北
		16:22	17.5	20	96.7	0.9	东北
	3#拟建集配站	10:46	16.1	21	96.7	2.0	东北
		12:45	16.8	19	96.7	1.9	东北
		14:41	18.1	18	96.7	1.4	东北
		16:42	20.2	18	96.8	0.9	东北
2020.10.18	1#七克台镇	10:05	12.1	20	96.7	0.9	北
		12:01	13.5	19	96.7	1.0	北
		14:03	14.7	19	96.6	1.0	北
		16:02	16.3	20	96.6	0.9	北
	2#火车站镇	10:22	12.5	20	96.8	1.0	北
		12:25	13.2	19	96.8	1.0	北
		14:21	14.5	19	96.7	0.8	北
		16:24	16.2	20	96.8	0.8	北
	3#拟建集配站	10:41	14.1	19	96.7	0.8	北
		12:40	15.2	18	96.7	1.4	北
		14:45	17.1	19	96.8	1.5	北
		14:47	18.9	20	96.8	1.7	北
2020.10.19	1#七克台镇	10:02	12.1	19	96.8	0.8	北
		12:07	14.3	18	96.8	0.8	北
		14:05	15.1	18	96.9	1.0	北
		16:01	17.3	19	96.9	0.9	北
	2#火车站镇	10:21	12.2	19	96.7	0.9	北
		12:25	14.1	18	96.8	1.0	北
		14:22	15.2	18	96.7	1.0	北
		16:21	17.2	19	96.7	1.2	北
	3#拟建集配站	10:43	13.1	21	96.7	0.8	北
		12:41	16.2	18	96.7	1.9	北
		14:43	17.2	19	96.7	1.5	北

监测日期	监测点位	监测时间	气温℃	湿度%	气压 kPa	风速 m/s	风向
		16:45	19.3	20	96.6	1.4	北

(4) 环境空气质量现状评价

1. 评价标准

本次评价非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以短期平均值 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 进行评价；甲醇参考《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $3000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

2. 评价方法

采用浓度占标率评价环境空气现状质量，其计算公式如下：

占标率 P_i 计算式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i} \times 100\%$$

式中： P_i ——评价参数的占标率，%；

C_i ——评价参数的监测浓度值， mg/m^3 ；

S_i ——评价参数环境空气质量标准， mg/m^3 。

3. 评价结果

各监测点位非甲烷总烃、甲醇监测结果见表 3.2-6。

表 3.2-6 环境空气现状监测结果及统计分析一览表

点位	日期	甲醇现状监测结果 (mg/m^3)				甲醇监测结果统计分析			
		02:00-02:25	08:00-08:25	14:00-14:25	20:00-20:25	浓度范围 mg/m^3	最大浓度 占标率%	超标 率	达标 情况
1#七克台 镇	10.13	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	-	0	达标
	10.14	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.15	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.16	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.17	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.18	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
2#火车站 镇	10.13	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	-	0	达标
	10.14	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.15	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.16	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.17	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.18	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
3#拟建集 配站	10.13	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	-	0	达标
	10.14	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.15	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.16	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.17	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				

	10.18	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
	10.19	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4				
点位	日期	非甲烷总烃现状监测结果 (mg/m ³)				非甲烷总烃监测结果统计分析			
		10 点	12 点	14 点	16 点	浓度范围 mg/m ³	最大浓度 占标率%	超标 率	达标 情况
1#七克台 镇	10.13	0.46	0.48	0.45	0.53	0.42~0.59	29.5	0	达标
	10.14	0.45	0.48	0.45	0.48				
	10.15	0.45	0.47	0.59	0.45				
	10.16	0.45	0.48	0.46	0.46				
	10.17	0.42	0.47	0.42	0.44				
	10.18	0.43	0.46	0.47	0.45				
	10.19	0.48	0.47	0.45	0.47				
2#火车站 镇	10.13	0.65	0.65	0.65	0.61	0.61~0.69	34.5	0	达标
	10.14	0.63	0.64	0.65	0.62				
	10.15	0.64	0.64	0.65	0.62				
	10.16	0.66	0.68	0.66	0.67				
	10.17	0.68	0.66	0.63	0.63				
	10.18	0.64	0.64	0.67	0.67				
	10.19	0.64	0.69	0.66	0.64				
3#拟建集 配站	10.13	0.62	0.64	0.63	0.69	0.61~0.69	34.5	0	达标
	10.14	0.64	0.69	0.66	0.61				
	10.15	0.63	0.61	0.65	0.67				
	10.16	0.64	0.64	0.65	0.61				
	10.17	0.67	0.69	0.66	0.67				
	10.18	0.67	0.68	0.64	0.68				
	10.19	0.62	0.69	0.65	0.65				

由表 3.2-6 可知, 非甲烷总烃小时浓度均能满足《大气污染物综合排放标准详解》中的标准要求; 甲醇小时浓度低于《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 3000mg/m³。

3.2.2 水环境

本项目区域周边无地表水体。地下水质量现状引用《鄯善采油厂内部调整及滚动扩边产能建设地面工程环境影响报告书》2020 年 6 月 15 日对周边地下水监测数据。

(1) 监测点位

地下水监测共布设 3 个, 分别为 1#温米油田坎儿井水井、2#温米油田区块坎儿井下游、3#丘东气田丘东 Q3 水井。监测布点见图 3.2-2。

(2) 监测项目

监测项目主要包括 21 项基本水质因子: pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、挥发酚(以苯酚计)、氟化物、氨氮、耗氧量(COD_{Mn})、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、铁、锰、铅、镉、汞、铬(六价)、砷、总大肠菌群、石油类。

(3) 监测时间

监测时间为 2020 年 6 月 15 日~16 日。监测单位为新疆国清源检测技术有限公司。

(4) 评价方法

采用单因子标准指数法进行评估。

单项水质参数 i 在第 j 取样点的标准指数 $S_{i,j}$ 计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $C_{i,j}$ ——水质参数 i 在第 j 取样点的值，mg/L；

C_{si} ——水质参数 i 的地表水水质标准值，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$H_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

式中： pH_j ——第 j 取样点的 pH 值；

pH_{sd} ——地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su} ——地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

若水质参数的标准指数 >1 ，表明该水质参数超过了规定的水质标准限值；水质参数的标准指数越大，说明该水质参数超标越严重。

(5) 监测数据及现状评价

表 3.2-7 监测点地下水水质监测结果

样品编号			WT-1		WT-2		WT-3	
采样地点			1#温米油田坎儿井水井； 90°25′ 49.85″ E， 43°0′ 2.34″ N		2#温米油田区块坎儿井下游； 90°31′ 18.59″ E， 43°0′ 1.46″ N		3#丘东气田丘东 Q3 水井； 90°32′ 26.36″ E， 43°4′ 41.95″ N	
检测项目	评价标准	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH	6.5~8.5	无量纲	7.32	0.21	7.12	0.08	7.42	0.28
总硬度	≤450	mg/L	232	0.52	212	0.47	231	0.51
溶解性总固体	≤1000	mg/L	160	0.16	152	0.15	160	0.16
硫酸盐	≤250	mg/L	210	0.84	105	0.42	125	0.50
氯化物	≤250	mg/L	118	0.47	109	0.44	110	0.44
挥发酚(以苯酚计)	≤0.002	mg/L	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/
氟化物	≤1.0	mg/L	0.42	0.42	0.48	0.48	0.42	0.42
氨氮	≤0.50	mg/L	0.11	0.22	0.118	0.24	0.129	0.26
耗氧量	≤3.0	mg/L	0.6	0.20	0.7	0.23	0.6	0.20
硝酸盐	≤20.0	mg/L	0.91	0.05	0.85	0.04	0.81	0.04
亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	<0.016	/	<0.003	/	<0.003	/
氰化物	≤0.05	mg/L	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
铁	≤0.3	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/
锰	≤0.10	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/
铅	≤0.20	mg/L	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
镉	≤0.005	mg/L	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/
汞	≤0.001	mg/L	<0.0001	/	<0.0001	/	<0.0001	/
铬(六价)	≤0.05	mg/L	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/
砷	≤0.01	mg/L	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/
总大肠菌群	≤3.0	个/L	<2.00	/	<2.00	/	<2.00	/
石油类	≤0.05	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/

根据上述监测结果，各因子均满足评价标准要求。

3.2.3 声环境

本次评价监测点位布设情况详见表 3.2-8、图 3.2-2。

表 3.2-8 噪声监测点位一览表

编号	监测点位名称	相对方位	功能意义
1#	集注站边界东侧		厂界噪声
2#	项目区边界南侧		
3#	项目区边界西侧		
4#	项目区边界北侧		

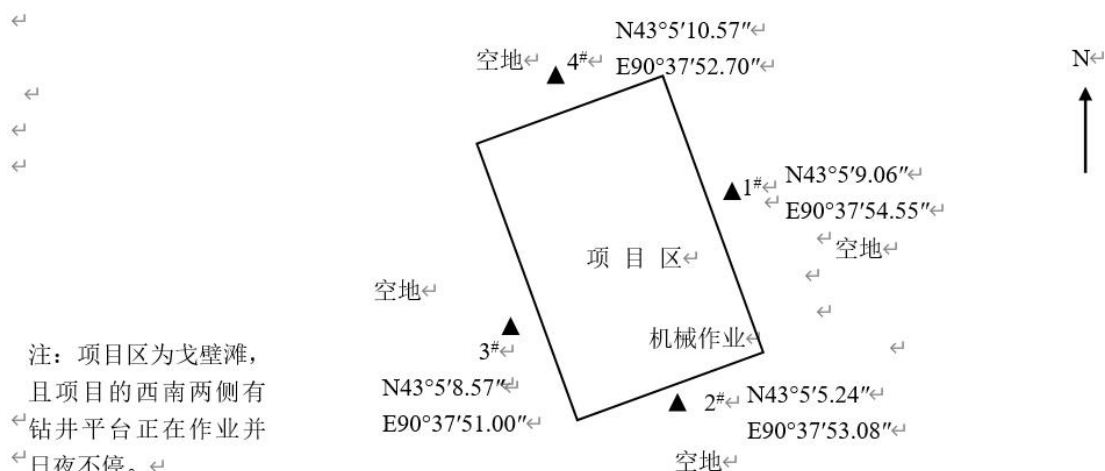


图 3.2-2 噪声监测点位布置图

3.2.3.2 监测项目与方法

监测项目：连续等效 A 声级， L_{Aeq} 。

监测方法：测量法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关规定执行。

3.2.3.3 监测时间与频率

新疆锡水金山环境科技有限公司于 2020 年 10 月 13 日、14 日监测 2 天，昼间夜间各 2 次。

环境监测条件：无雨、无雪、无雷电，风速 1.2m/s（昼）、0.9m/s（夜）。

声级计型号为多功能声级计 AWA5688。

3.2.3.4 监测结果及评价

监测及评价结果见表 3.2-9。

表 3.2-9 环境噪声监测及评价结果 单位：dB(A)

测点	时间	监测结果		评价标准		达标情况	
		昼	夜	昼	夜	昼	夜
1#	2020.10.13	48	39	60	50	达标	达标
	2020.10.14	49	38			达标	达标
2#	2020.10.13	55	48			达标	达标

测点	时间	监测结果		评价标准		达标情况	
		昼	夜	昼	夜	昼	夜
	2020.10.14	55	49			达标	达标
3#	2020.10.13	54	47			达标	达标
	2020.10.14	55	47			达标	达标
4#	2020.10.13	48	38			达标	达标
	2020.10.14	48	38			达标	达标

监测结果表明：拟建工程各厂界昼间、夜间噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

3.2.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属于吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。本项目主要为油气勘探开发环境保护生态功能区，行政隶属于新疆吐鲁番地区鄯善县，项目所在区域为荒漠戈壁地区，且植被稀少以荒漠植被为主，属典型的荒漠生态景观。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为：生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化不敏感；主要生态服务功能是：油气资源，荒漠化控制；主要的生态环境问题是：油气污染、风沙危害、土壤风蚀；主要环境保护目标：保护地下水、保护荒漠植被和砾幕。

3.2.4.1 土壤类型及分布

项目地处吐鲁番地区鄯善县七克台镇，油区内部无农田分布，但油区边界有农田分布，土壤性质具有吐鲁番盆地土壤地带性质。这类土壤是在暖温带半灌木和灌木荒漠下发育的土壤。土壤母质多砾质，植被盖度很低，土壤剖面厚度一般不超过 50cm，但层次分明，表层为弱度发育的孔状结皮，在结皮之下为红棕色或玫瑰色的铁质染色层，下层为各种形态，含量不等的石膏聚集层。该类土壤的有机质含量不高，一般为 0.1%~0.3%，C/N 值为 3~6，石膏含量高，在聚集层中最高含量可达 25%~30%，剖面下部具有残余盐化特质，含盐量最低也在 0.5%左右。再有盐盘存在的情况下，含盐量最高达 30%~40%，偶尔可达 50%以上。这些特点的形成与极端干旱的气候条件和成土年龄比较古老有关，此外吐鲁番盆地还分布有少量隐域性土壤，如风沙土和绿洲土等。评价区内分布的土壤类型主要为棕漠土、盐土及灌淤土。

(1)棕漠土

棕漠土是在广大洪冲积扇上发育的一类土壤，本区域分布的棕漠土多为砾质棕漠

土，这种土壤是由该地区特殊的荒漠气候特点下形成的土壤，它的成土母质为洪积冲积物，发育的表土层厚度很小。由于强烈的风蚀作用地表通常是覆盖着砾幕，表层有发育不大明显的孔状荒漠结皮，土层薄，大多数土壤由结皮以下开始有大量的石膏积聚，下部为沙砾层，地下水位很深，植被稀疏，以麻黄、琵琶柴为主，植物种类简单，覆盖度极低，一般小于 5%，甚至为裸地。

(2)盐土

草甸盐土、典型盐土、残余盐土均为水成型隐域性土壤，是项目区主要土壤类型，主要是盐碱地、戈壁和农业开发年数不多的农田区域，该类土壤地下水位较浅的地带。

(3)灌淤土

绿洲区土壤以灌淤土为主，灌淤土形成在于引用含有大量泥沙的水流经长期灌溉而形成，由于灌水落淤，逐渐加厚土层，并经种植与施肥消除了淤积层理，改善于土壤结构，从而使灌淤土层逐渐加厚。此外，灌溉水不仅补充土壤水分，也有淋洗作用，对土壤水分与盐分的运动及土壤结构产生一定影响。

土壤类型见图 3.2-3。

3.2.4.2 土壤环境现状监测及评价

(1) 监测点位设置

本工程共设置了 7 个土壤监测点位，分别在 1#温米区、2#温米区、3#温八区、4#温八区、5#丘东区、6#丘东区和 7#集配区。其中 1#、3#和 5#为柱状样，其余监测点为表层样。

(2) 监测因子

7#：pH、铜、锌、镉、镍、砷、铅、铬（六价）、汞、石油烃、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

其他监测点：pH、铜、锌、镉、镍、砷、铅、铬（六价）、汞、石油烃。

(3) 监测时间和频率

新疆锡水金山环境科技有限公司于 2020 年 10 月 13 日取样 1 次。

(4) 监测分析方法

本次土样环境质量调查采用的分析法和仪器详见表 3.2-10。

表 3.2-10 监测项目分析方法和监测仪器

序号	监测项目	分析方法	所用仪器	检出限
1	PH	土壤检测第 2 部分 土壤 PH 的测定 NY/T1121.2-2006	PHSJ-4A 型 pH 计	/
2	砷	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、 锑的测定 微波消解 原子荧光法 HJ 680-2013	原子荧光光度计 AFS-230E	0.01mg/kg
3	镉	土壤质量 铅、镉的测定 KI-MIBK 萃取火焰原子吸收分光光度法 GB-T 17140-1997	GGX-830 石墨炉/火焰原子吸收 分光光度计	0.05mg/kg
4	铅	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、 铬的测定 火焰原子吸收分光光度 法 HJ 491-2019	GGX-830 石墨炉/火焰原子吸收 分光光度计	10mg/kg
5	汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、 锑的测定 微波消解 原子荧光法 HJ 680-2013	原子荧光光度计 AFS-230E	0.002mg/kg
6	镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、 铬的测定 火焰原子吸收分光光度 法 HJ 491-2019	GGX-830 石墨炉/火焰原子吸收 分光光度计	3mg/kg
7	锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、 铬的测定 火焰原子吸收分光光度 法 HJ 491-2019	GGX-830 石墨炉/火焰原子吸收 分光光度计	1mg/kg
8	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱 溶液提取-火焰原子吸收分光光度 法 HJ 1082-2019	GGX-830 石墨炉/火焰原子吸收 分光光度计	0.5mg/kg
9	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、 铬的测定 火焰原子吸收分光光度 法 HJ 491-2019	GGX-830 石墨炉/火焰原子吸收 分光光度计	1mg/kg
10	石油烃 (C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃 (C10-C40) 的测定 气相色谱 HJ1021-2019	GC9790Plus 型气相色谱 仪	6mg/kg
11	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测 定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.5µg/kg
12	1,1-二氯乙 烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测 定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.8µg/kg
13	二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测 定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	2.6µg/kg
14	反式-1,2-二 氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测 定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.9µg/kg
15	1,1-二氯乙 烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测 定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.6µg/kg
16	顺式-1,2-二 氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测 定 顶空/气相色谱-质谱法	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.9µg/kg

序号	监测项目	分析方法	所用仪器	检出限
		HJ 642-2013		
17	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.5µg/kg
18	1,1,1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.1µg/kg
19	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	2.1µg/kg
20	1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.3µg/kg
21	苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.6µg/kg
22	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.9µg/kg
23	1,2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.9µg/kg
24	甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	2.0µg/kg
25	1,1,2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.4µg/kg
26	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.8µg/kg
27	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.1µg/kg
28	1,1,1,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.0µg/kg
29	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.2µg/kg
30	间,对-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	3.6µg/kg
31	邻-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.3µg/kg
32	苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.6µg/kg
33	1,1,2,2-四氯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪	1.0µg/kg

序号	监测项目	分析方法	所用仪器	检出限
	乙烷	定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	GCMS-QP2010SE	
34	1,2,3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.0µg/kg
35	1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.2µg/kg
36	1,2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	1.0µg/kg
37	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性卤代烃的测定 气相色谱-质谱法 HJ736-2015	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	3µg/kg
38	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.09mg/kg
39	苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	3.78mg/kg
40	2-氯酚	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.06mg/kg
41	苯并[a]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.1mg/kg
42	苯并[a]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.1mg/kg
43	苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.2mg/kg
44	苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.1mg/kg
45	蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.1mg/kg
46	二苯并[a,h]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.1mg/kg
47	茚并[1,2,3-cd]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.1mg/kg
48	萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	0.09mg/kg

(5) 土壤环境质量现状评价

(1) 评价标准

本次评价土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），标准详见表 1.4-3。

（2）评价方法

本次评价采用单因子指数法进行评论。

计算公式如下：

$$S_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：

S_i —— i 污染物的单因子指数；

C_i —— i 污染物的实测浓度，mg/kg；

C_{si} —— i 污染物的评价标准值，mg/kg。

（3）评价结果

本次土壤单因子指数评价结果详见下表。

表 3.2-11 温西一库区土壤单因子指数评价结果

监测项目	T-1 [#] -1-20		T-1 [#] -1-100		T-1 [#] -1-300		T-2 [#] -1-20	
	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数
pH	7.53		7.52		7.54		7.51	
砷	13.2	0.528	11.5	0.460	6.53	0.261	11.3	0.452
铅	32	0.004	19	0.003	16	0.002	28	0.004
汞	0.395	0.116	0.278	0.082	0.064	0.019	0.446	0.131
镉	0.765	1.275	0.558	0.930	0.423	0.705	0.814	1.357
铜	55	0.550	43	0.430	31	0.310	55	0.550
锌	63	0.210	46	0.153	46	0.153	61	0.203
镍	53	0.279	41	0.216	38	0.200	57	0.300
六价铬	2.2	0.009	1.8	0.007	1.1	0.004	2.2	0.009
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	<6		<6		<6		<6	

表 3.2-12 温八库区土壤单因子指数评价结果

监测项目	T-3 [#] -1-20		T-3 [#] -1-100		T-3 [#] -1-300		T-4 [#] -1-20	
	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数
pH	7.5		7.56		7.57		7.55	
砷	15.5	0.620	8.82	0.353	4.93	0.197	18.1	0.724
铅	33	0.005	26	0.004	21	0.003	25	0.003
汞	0.308	0.091	0.222	0.065	0.065	0.019	0.245	0.072
镉	0.962	1.603	0.722	1.203	0.6	1.000	1.04	1.733
铜	58	0.580	42	0.420	42	0.420	34	0.340
锌	61	0.203	53	0.177	53	0.177	47	0.157
镍	53	0.279	46	0.242	38	0.200	59	0.311

六价铬	2.1	0.008	1.3	0.005	1.2	0.005	2	0.008
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	<6		<6		<6		<6	

表 3.2-13 丘东库区土壤单因子指数评价结果

监测项目	T-5 [#] -1-20		T-5 [#] -1-100		T-5 [#] -1-300		T-6 [#] -1-20	
	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数	监测结果 (mg/kg)	单因子指数
pH	7.6		7.59		7.61		7.66	
砷	15.6	0.624	10.1	0.404	4.06	0.162	16.8	0.672
铅	26	0.004	17	0.002	16	0.002	31	0.004
汞	0.214	0.063	0.195	0.057	0.066	0.019	0.259	0.076
镉	0.809	1.348	0.609	1.015	0.433	0.722	0.703	1.172
铜	57	0.570	43	0.430	41	0.410	53	0.530
锌	60	0.200	48	0.160	47	0.157	58	0.193
镍	56	0.295	42	0.221	40	0.211	64	0.337
六价铬	2.4	0.010	1.4	0.006	1.1	0.004	2.9	0.012
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	<6		<6		<6		<6	

表 3.2-14 集配站土壤单因子指数评价结果

检测因子	监测结果	单位	单因子指数	检测因子	监测结果	单位	检测因子	监测结果	单位	检测因子	监测结果	单位
pH	7.64			氯乙烯	<1.5	μg/kg	甲苯	<2.0	μg/kg	1,4-二氯苯	<1.2	μg/kg
砷	12.3	mg/kg	0.205	1,1-二氯乙烯	<0.8	μg/kg	1,1,2-三氯乙烷	<1.4	μg/kg	1,2-二氯苯	<1.0	μg/kg
铅	29	mg/kg	0.036	二氯甲烷	<2.6	μg/kg	四氯乙烯	<0.8	μg/kg	氯甲烷	<3	μg/kg
汞	0.188	mg/kg	0.005	反式-1,2-二氯乙烯	<0.9	μg/kg	氯苯	<1.1	μg/kg	硝基苯	<0.09	mg/kg

镉	0.846	mg/kg	0.013	1,1-二氯乙烷	<1.6	μg/kg	1,1,1,2-四氯乙烷	<1.0	μg/kg	苯胺	<3.78	mg/kg
铜	52	mg/kg	0.003	顺式-1,2-二氯乙烯	<0.9	μg/kg	乙苯	<1.2	μg/kg	2-氯酚	<0.06	mg/kg
锌	58	mg/kg		氯仿	<1.5	μg/kg	间,对-二甲苯	<3.6	μg/kg	苯并[a]蒽	<0.1	mg/kg
镍	64	mg/kg	0.071	1,1,1-三氯乙烷	<1.1	μg/kg	邻-二甲苯	<1.3	μg/kg	苯并[a]芘	<0.1	mg/kg
六价铬	2.4	mg/kg	0.421	四氯化碳	<2.1	μg/kg	苯乙烯	<1.6	μg/kg	苯并[b]荧蒽	<0.2	mg/kg
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	<6	mg/kg		1,2-二氯乙烷	<1.3	μg/kg	1,1,2,2-四氯乙烷	<1.0	μg/kg	苯并[k]荧蒽	<0.1	mg/kg
三氯乙烯	<0.9	μg/kg		苯	<1.6	μg/kg	茚并[1,2,3-cd]芘	<0.1	mg/kg	蒽	<0.1	mg/kg
1,2-二氯丙烷	<1.9	μg/kg		1,2,3-三氯丙烷	<1.0	μg/kg	萘	<0.09	mg/kg	二苯并[a,h]蒽	<0.1	mg/kg

由表 3.2-11 可知,本次评价所布设土壤监测点位的各监测因子均满足评价标准要求。工程周围土壤环境质量较好。

3.2.4.3 土地利用现状调查及评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统,根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类,通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。本项目所在区域土地利用类型主要为戈壁,其次为农村居民点和耕地。项目区土地利用现状图见图 3.2-4。

3.2.4.4 植被环境现状调查及评价

区域植被区系类型:气候的极端干旱性加上土壤的高含盐性,成为盆地内植物的生长、发育和传播的限制因素,造成区域内植物种类贫乏,植被结构简单。吐鲁番盆地植物区系中的地理成分比较复杂,原因在于该盆地地处中亚、西伯利亚、蒙古等区域的交汇之处。盆地植物区系的基础是亚洲中部成分,但古地中海、南哈萨克斯坦-准噶尔成分也占有相当的比重。吐鲁番地北部天山山地具有明显的植被垂直带带谱,由低到高依次为山地荒漠带、山地草原带、山地森林草原带、亚高山草原带、高山草甸带、高山垫状植被带。

吐鲁番盆地平原及山前地带的植被由超旱生、强旱生灌木、半灌木或盐生、旱生的肉质半灌木类植物组成。这类植被的主要特点是:植物组成贫乏、结构简单覆盖度低。主要植物种类包括,分布于石质低山和剥蚀丘陵台地上的琵琶柴、戈壁藜、合头草锦鸡儿、小蓬等。一般植株高 20~50cm,群落盖度低于 10%;分布于山麓洪积扇、砂砾质干河床的泡泡刺、琵琶柴等,植株高度一般 20~50cm,覆盖度 3%~5%;分布于盆地内沙漠地带的沙蒿等;分布于土质荒漠的琵琶柴、蒿类、猪毛菜、假木贼及多种短命植物等。群落植被覆盖度一般为 10%~30%。

项目区生态环境条件较差,荒漠景观决定了该区植被组成简单,类型单一,种类贫乏等特点。根据现场勘查,项目区自然植被分布区域,盖度极低,相当面积区域寸草不生,人工植被依靠灌溉生存。项目区域植被覆盖率小于 5%,仅有零星的假木贼和猪毛菜分布。区域植被类型见图 3.2-5。

表 3.2-15

项目区主要植物种类生物学特征

植 物 名 称	植物生活型					出现度较大的种	优优势种	备注
	高位芽植物	地上芽植物	地面芽植物	地下芽植物	一年生植物			
假木贼 <i>Anabassis spp.</i>	√					√	√	
猪毛菜 <i>Salsola collina Pall</i>			√			√		
盐穗木 <i>Halostachys caspica</i>	√					√		
疏叶骆驼刺 <i>Alhage sparsifolia</i>	√					√	√	
多枝怪柳 <i>Tamarix prjewalskii</i>	√					√		
泡泡刺 <i>Nitraria aphaerocarpa</i>	√							

3.2.4.5 野生动物现状评价

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、吐鲁托小区。该区域多为广阔干旱的荒漠，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都较为贫乏，野生动物的栖息生境单元类型及为单一，为荒漠型。

(1) 野生动物种类

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以假木贼为主，盖度极低。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿类动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥、沙鼠等）及鸟类（角白百灵、凤头百灵、红尾伯劳等）。

(2) 野生动物现状评价

由于油田区域严酷的气候条件，野生动物分布种类较少。在所分布的野生动物中，以鸟类为主。该区域分布有国家级保护动物，主要为过路飞翔的猛禽类（鸢、草原雕等）。评价区域内没有区域特有种。

由于油田区域的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已远离其栖息地，隐匿在荒漠深处，有时仅是偶尔进入项目区。因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来油田开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大，进入该区域的人员将逐年增多，人为干扰会进一步使一些大型兽类和鸟类逐渐远离其栖息地，使当地野生动物种类和数量再度减少。从另一方面分析，部分野生动物也会随着人类进入这一区域。因此，由于人类活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区的动物组成发生一定变化。再者，由于工作人员和旅游人员带入的食物，会改变一些动物的食性，相

应增加局部地区的密度，使局部地区动物组成的优势种发生变化，部分啮齿类动物将成为该区域的优势种动物。

表 3.2-16 项目区评价范围及周围区域脊椎动物名录

序号	种类	学名	分布	
			荒漠戈壁	城镇绿洲
两栖纲 Amphibla				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		+
爬行纲 Reptilia				
2	变色沙蜥	<i>P. versicolor</i>	+	+
3	叶城沙蜥	<i>P. axillaris</i>		+
4	裸趾虎	<i>C. elongatus</i>		+
5	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>	-	+
6	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+
7	荒漠麻蜥	<i>E. przewalskii</i>	+	
8	花脊游蛇	<i>Coluber ravergeri</i>		+
9	花条蛇	<i>P. lineolatus</i>		+
哺乳纲 Mammalla				
10	大耳蝠	<i>H. auritus Gmelin</i>		+
11	大耳蝠	<i>Plecotus auritus</i>		+
12	伏翼	<i>P. pipistrellus</i>		+
13	晚棕蝠	<i>Eptesicus serotinus</i>		+
14	草兔	<i>Lepus capensis</i>		-
15	长耳跳鼠	<i>Euchouetes naso</i>		+
16	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	-	+
17	小家鼠	<i>Mus musculus</i>		+
18	子午沙鼠	<i>M. meridianus</i>		
19	灰仓鼠	<i>Cricatulus miaratorius</i>		+
鸟纲 Aves				
20	灰雁	<i>Anser anser</i>	-	
21	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>		+
22	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>		+
23	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>		+
24	小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		-
25	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>		+
26	凤头百灵	<i>Galeruia cristata</i>		+
27	家燕	<i>Hirundo rustica</i>		+

第四章 环境影响预测与评价

4.1 环境空气影响预测及评价

4.1.1 施工期影响分析

1、钻井作业废气

钻井作业废气主要来自于柴油机燃料燃烧产生的烟气，其主要污染物 CO: 22.4t，烃类: 38.1t，NO₂: 102.5t，SO₂: 4.67t。

施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。由于区内地势平坦、开阔，空气污染物散条件较好，因此空气污染影响范围较小、程度低、时间短暂。随着钻井工作的结束柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

2、运输车辆废气

建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。初步估算，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。

车辆排放的尾气对环境空气影响很小，并且随着施工的结束，影响也会相应消失。

3、施工扬尘

施工扬尘的影响范围与施工现场面积、施工管理水平、施工机械化程度和施工活动频率以及施工季节、建设地区土质及天气等诸多因素有关，鉴于目前尚无精确公式来推导施工扬尘的排放量，故本评价采用类比法对施工过程可能产生的扬尘情况进行分析。

类比某施工场地无组织排放 TSP 实测资料，见表 4.1-1。

表 4.1-1 施工期环境空气中 TSP 监测结果		单位: mg/m ³			
监测点位	上风向	下风向			
	1 号点	2 号点	3 号点	4 号点	5 号点
距尘源距离	20m	10m	50m	100m	200m
浓度值	0.244~0.269	2.176~3.435	0.416~0.513	0.856~1.491	0.250~0.258
标准值	1.0				

注：参考无组织排放监控浓度值

由表可知，施工扬尘环境空气影响主要在下风向距离 200m 范围内，超标影响在下风向距离 100m 处。施工场地下风向 200 米范围内无居民区分布，但是项目应加强施工管理，洒水降尘，避免大风条件下施工，尽量减小对周围敏感点的影响。随着施

工期的结束，影响也会相应。

4.1.2 运营期影响分析

本项目为天然气储运工程，运行期储气库注采井场的注采设备及管线全封闭，主要污染源为集配站燃气加热炉、无组织非甲烷总烃、甲醇注入系统无组织挥发的甲醇；集注站采暖炉和加热炉。

(1) 模式选取

根据《环境影响评价技术导则——大气环境》（HJ2.2—2018）要求，本次大气环境影响评价采用估算模式 AERSCREEN。估算模式 AERSCREEN 可计算点源（含炬源）、面源和体源的短期浓度最大值及对应距离，以及模拟熏烟和建筑物下洗等特殊条件下的最大地面浓度。

(2) 参数选择

估算模式计算各污染物参数见表4.1-2。

表 4.1-2 估算模型参数表见表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数	-
最高环境温度/℃		45.2
最低环境温度/℃		-26.7
土地利用类型		戈壁
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	-
	岸线方向/°	-

(3) 污染源强

本项目主要污染物源强见表 4.1-3 和表 4.1-4，估算结果见表 4.1-5。

表 4.1-4 主要废气污染源参数一览表(点源)

污染源名称			排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速 m/s	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放速率(kg/h)
集注站	加热炉	PM ₁₀	15	0.4	4.36	100	2880	0.016
		SO ₂						0.027
		NO _x						0.124
	采暖炉	PM ₁₀	15	0.4	4.31	100	2880	0.017
		SO ₂						0.029
		NO _x						0.134
集配站	加热炉	PM ₁₀	15	0.2	5.02	100	2880	0.005

共 13 个	SO ₂						0.008
	NO _x						0.039

表 4.1-4 主要废气污染源参数一览表(无组织面源)

污染源名称	矩形面源			污染物	排放速率 (kg/h)
	长度/m	宽度/m	有效高度/m		
单个井场 (共 70 个井场)	35	35	1	非甲烷总烃	0.006
甲醇注入系统 (每个集配站一个)	6.4	1.6	1.5	甲醇	0.008

表 4.1-5 主要污染源估算模型计算结果表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C _{max}	P _{max}	D _{10%}
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	(%)	(m)
集注站加热炉	SO ₂	500	0.223	0.04	-
	NO ₂	250	0.989	0.40	-
	PM ₁₀	450	0.128	0.03	-
集注站采暖炉	SO ₂	500	0.237	0.05	-
	NO ₂	250	1.062	0.42	-
	PM ₁₀	450	0.138	0.03	-
集配站加热炉 (单个)	SO ₂	500	0.066	0.01	-
	NO ₂	250	0.311	0.12	-
	PM ₁₀	450	0.040	0.01	-
单个井场	非甲烷总烃	2000	57.000	2.85	-
单个甲醇注系统	甲醇	3000	160.000	5.33	-

由上表可知,各项污染物占标率最大值为 5.33%。本项目建设对周围大气环境影响较小。

4.2 水环境影响分析

项目区域内无地表水系。

项目废水主要包括采出水、井下作业废水及生活污水。采出水经温米联合站污水处理回注装置处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

(SY/T5329-2012)中的有关标准后全部回注油层,不向外环境排放;生活污水经新建污水处理站处理后回用于绿化。

本次水环境影响评价仅分析对地下水影响分析。

4.2.1 施工期对地下水影响分析

本项目钻井过程水环境污染源有:钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆和钻井队生活污水。

4.2.1.1 正常工况

钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同运往温米油田南山二期 33 万方固废场。项目区地下水位埋深 30~80m，该区地层剖面上部为砂土层，渗透速率较大，为保护该区地下水环境，项目钻井采用单井不落地技术收集，泥浆均为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不能回用的和固相运往温米油田南山二期 33 万方固废场，可有效防范对地下水的影响。

由于施工现场分散，每个井场均设置可移动环保厕所，生活污水和粪便均排入移动环保厕所内，钻井结束后与生活垃圾均及时清运至火车站镇生活垃圾填埋场填埋，加强清运中的管理，禁止散漏，不会对环境造成明显影响。

4.2.1.2 事故状态下地下水影响分析

该项目在建设过程中可能导致地下水污染的非正常情况主要为在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故。

(1) 井喷事故泥浆对地下水的影响

井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的凝析油渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

项目钻井期在冬季，井喷事故为短时排放，由于冬季地表封冻，泄漏的含油物质不会渗漏至地下。井喷事故控制后，对喷落地表的含油物质、泥浆等进行清理，消除对地下水的影响。因此，只要井喷事故处理及时，措施得当，不会对地下水造成影响。

(2) 井漏事故泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca^{2+} 、 Na^{+} 等离子，且 pH、盐份都很高，易造成地下含水层水质污染。

由于钻井泥浆的成分比较复杂，主要是由粘土、加重材料、各种化学处理剂、污水、污油及岩屑等组成的多相悬浮物。由于在钻井过程中使用的化学处理剂种类较多，造成废泥浆 COD 高、色度深、pH 高、重金属离子多等污染有害物质严重超标，易造成地下含水层水质污染。

就钻井源漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液（特

别是混油钻井液)在高压循环的过程中,从破坏处产生井漏而进入潜水含水层造成污染,其风险性是存在的。此外,钻井时一般使用水基泥浆为主,并加有碱类添加剂,在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外,也使大量的含碱类钻井液进入含水层,虽然没有毒性,但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此,推广使用清洁无害的泥浆,严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂,同时严格要求套管下入深度等措施,可以有效控制钻井液在含水层中的漏失,减轻对地下水环境的影响。

4.2.2 运行期对地下水影响分析

4.2.2.1 正常工况

采气期废水主要为库区采出凝液和职工生活污水。凝析油外输至丘东处理厂处理;生产污水输送至温米联合站进行处理。职工生活污水量与注气期水量相同,项目生活污水产生量为 $4.8\text{m}^3/\text{d}$,排入场区化粪池,经新建的污水处理设施处理后回用于绿化,项目废水不外排。

4.2.2.2 事故状态

(1) 输气管线泄漏对地下水的影响

该项目可能存在的非正常状态还有双向输气管线在运行过程中,因管道腐蚀穿孔,误操作及人为破坏等原因造成的管道破裂,天然气泄漏至外环境。双向输气管线中输送的介质为气体,大部分为干气,即使发生泄漏事故,也不会对地下水产生显著不利影响。

(2) 注采井气体迁移

注采井或套管损坏或者注气过程中的气体迁移事故也可能对地下水产生污染,可使气藏伴生水或钻井液上升进入地下含水层,随地下径流扩散迁移,对地下水产生石油类污染。因此,注采井井筒成为地下污染源污染地下水的可能途径及关键。但是在精确的设计、严格的施工和严格的管理下,提高固井及老井封堵的质量,对地下水造成污染的这一途径是完全可以避免的。

4.2.3 工程建设对坎儿井影响分析

项目所在区域北高南低,地表为戈壁,区域内坎儿井分布呈南北走向,每条坎儿井相隔 500-1000 米不等,各竖井之间的间距 50-80 米不等,最大的竖井口封土堆高约 2 米,直径 25-35 米,呈圆状分布在各竖井口周边,地表下有黄土和沙石岩层,井

口基本为长方形，最大的长为 1.1 米，宽为 70 公分，也有极少竖井口为圆形的，井口大都用树枝或纸板遮盖，上面用土封住。

竖井主要是用来对坎儿井进行清淤、疏通等维护工作，施工期主要环境影响为事故状态下，尤其是井喷等事故条件下，污染物可通过竖井进入干枯的坎儿井，进而污染暗井中的土壤。

管道沿线经过的仍在利用的坎儿井分布区地下水水位埋深均在 26m 以下，而管道最大埋深在 1.5m 以上，管沟深度远小于地下水水位埋深，未阻断坎儿井流水，本项目施工过程对坎儿井基本不会产生影响。

4.3 声环境影响分析

4.3.1 施工期噪声影响分析

钻井过程中的噪声源主要是钻机、钻井泵、柴油机、柴油发电机等；地面注采管道敷设施工过程中，推土机、装载机、运输车辆等都会产生噪声。本项目施工机械产噪情况见表 2.5-3。

由于施工现场内设备的位置会不断变化，而且同一施工阶段不同时间设备运行的数量也有变化，因此很难准确地预测施工现场的场界噪声值。根据施工阶段设备噪声源，采用点声源几何衰减模式，计算得到主要噪声源随距离的衰减值，见表 4.3-1。

表 4.3-1 基础设施建设主要噪声源经距离衰减后噪声值 单位：dB (A)

机械名称	10m	20m	40m	60m	80m	100m	150m	200m
装载机	78.0	72.0	65.9	62.4	59.9	58.0	54.5	52.0
推土机	79.0	73.0	66.9	63.4	60.9	59.0	55.5	53.0
焊机	67.0	61.0	55.0	51.4	48.9	47.0	43.5	41.0
运输车辆	79.0	73.0	66.9	63.4	60.9	59.0	55.5	53.0
钻井泵	75.0	69.0	62.9	59.4	56.9	55.0	51.5	49.0
柴油机	75.0	69.0	62.9	59.4	56.9	55.0	51.5	49.0
钻机	67.0	61.0	55.0	51.4	48.9	47.0	43.5	41.0
柴油发电机	78.0	72.0	66.0	62.4	59.9	58.0	54.5	52.0

根据以上预测结果，地面工程及钻前工程昼间施工噪声在 60m 处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求，夜间施工噪声在 200m 处满足要求。因此，本工程昼间施工噪声可能对 60m 范围内的敏感目标造成影响，夜间施工噪声可能对周围 200m 范围内的敏感目标造成影响。

项目区无居住居住，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

4.3.2 运营期噪声影响分析

4.3.2.1 正常工况

注气阶段、采气阶段设备及声源值见表 2.5-7 和 2.5-9，源强在 75~95dB(A)之间，其声值按照 95dB(A)预测，利用室外点声源衰减模式计算其厂界噪声贡献值，运行噪声预测结果见表 4.3-2。

表 4.3-2 集注站厂界噪声预测结果

预测点位	现状监测值		贡献值	预测值		标准值	
	昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间
集注站场界	55.5	46.5	45.5	55.69	49.04	60	50

由表 5.2-10 可以看出，井场边界噪声贡献值为 45.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求，即：昼间≤60dB(A)，夜间 50dB(A)。井场边界预测值昼间为 55.69dB(A)，夜间为 49.04dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求，即：昼间≤60dB(A)，夜间 50dB(A)，对围声环境影响较小。因此，工程运行期噪声对周围声环境影响较小。

4.3.2.2 集注站系统超压放空噪声

系统超压放空噪声是指在集注站内，当系统内天然气压力过高时，需要采取放空措施降低系统压力，保证安全生产。放空噪声属于高频声源，最高可达 120dB(A)左右，将对区域噪声环境产生定的影响。超压放空噪声虽然声源强度较大，但持续时间很短，且不经常发生，且本项目集注站附近村屯分布在 1550m 以外，该范围内没有居民居住。放空噪声在上述距离内可达到 56dB(A)左右，预计夜间发生系统超压放空时，这一距离上的村屯可能受到不同程度影响，昼间超压放空时对该距离的村屯影响不明显。

因此总的看，运行期间噪声环境影响可以接受。

4.4 固体废物影响分析

4.4.1 施工期固体废物产生及处置情况

钻井泥浆进入采用不落地技术收集，泥浆均为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不能回用的和固相拉运至温米油田南山二期 33 万方固废场。

钻井完毕固定后，深孔作业大部分压裂液施工时排出，射孔压裂返排液全部收集入罐中，单井排放的压裂液为 12~15m³，总计排放最大量为 705m³，完井后拉运至

温米南山二期 33 万方固废场进行处理。

施工生活垃圾集中收集后送火车站镇垃圾填埋场。

综上，施工期各固体废物均得到有效处置，不会产生二次污染。

4.4.2 运营期固体废物处置情况

本项目运行期产生的固体废物为过滤器分离出的杂质，压缩机组检修时产生的废润滑油、废滤芯，分离器分离出的含油杂质和职工生活垃圾。

一般固体废物：过滤器分离出的杂质量约 3kg/a，统一收集后委托有资质单位基础处理；

危险废物：压缩机组每年检修两次，废润滑油产生量 300kg/a，废滤芯产生量 10 个/a，分离器分离出的含油杂质量约 2kg/a，委托有资质单位处置。

生活垃圾：拟建项目建成后劳动定员 53 人，集中收集后送火车站镇垃圾填埋场。

本项目固体废物处置去向明确，不会产生二次污染。

4.5 生态影响分析

4.5.1 施工期生态影响分析

4.5.1.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地。

表 4.5-1 占地面积统计表

类型	工程	规模	永久性占地 (hm ²)	临时占地 (hm ²)	备注
地面工程	集注站	1	4.47		
	集配站	3	0.9		
	计量清管站	1	0.2		
	井场	67	8	12	永久占地 40m×30m，施工总占地 60m×50m
管线	集输管线	14.3km	0	14.3	作业宽度 10m
	注采管线	11.1km	0	11.1	
	单井管线	53.65km	0	53.65	
合计			13.57	91.05	

经估算，新增永久占地面积 13.57hm²，临时占地面积 91.05hm²。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

4.5.1.2 对土壤的影响分析

本工程永久占地面积 13.57hm^2 ，临时占地面积 91.05hm^2 ，主要土壤类型是棕漠土。

(1) 钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要是排出的泥浆、钻井岩屑等。根据工程分析，本工程新钻井 47 口，钻井期内生活污水总产生量为 7000m^3 。本工程排放的废弃泥浆量约为 25334.97m^3 ，岩屑量为 11775.66m^3 。废弃泥浆均为非磺化泥浆。

岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。

本工程全部采用泥浆不落地技术，井场内不设置岩屑池和泥浆池。岩屑随钻井泥浆带出，为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，其余部分运至温米油田南山二期 33 万方固废场。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑，进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

(2) 管线临时占地对土壤环境的影响

本工程新建集输管线 14.3km 、注采管线 11.1km 和单井管线 53.65km ，管线开挖临时占地面积共 91.05hm^2 。本项目区的土壤类型主要是棕漠土。

①对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：

——破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。

——改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

②对土壤紧实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的紧实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过紧实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

③固体废弃物对土壤的影响

在管道建设过程中，管道外层保温材料的包扎、防护涂层的抹刷等都将可能有固体物质落入土壤中，这些固体物质在土壤中一般难于分解。因此在施工中应教育工作

人员不要乱丢弃施工废料，做到文明施工。

④对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 $1\sim 3^{\circ}\text{C}$ ，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

4.5.1.3 对植被的影响分析

(1) 占地

由影响因素分析和气库建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

(2) 污染物对植物的影响

①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

②施工期废水对植被影响

施工期由于只产生少量生活废水，不产生含油污水，所以不会对植被产生影响。

(3) 人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

根据现场实地调查，本项目大部分区域没有车辆乱压辗土地，未有随意破坏植被的现象。同时拟建工程选择在裸地或植被盖度低的区域，使破坏的植被数量和面积降到了最小程度，因此对植被的影响非常有限。

(4)施工期生物量损失

参考奥德姆（Odum，1956）对地球上生态系统植物生物量的统计结果，并根据工程区所属的生态系统的类型，对此项目建设占地所造成的生态系统生物量的损失进行预测，具体内容见表 4.5-2。新增永久占地面积 13.57hm²，临时占地面积 91.05hm²。

表 4.5-2 评价区施工期植物生物损失量

占地类型	工程内容	面积 hm ²	生态系统类型	平均生物量 kg/m ²	损失生物量 t
未利用地	井场、站场、 管线及道路	13.57	荒漠	0.67	70.10

预测结果表明，此工程施工期所造成的生物量损失为 70.10t，对评价范围内的生物量有着一定的影响。

4.5.1.4 对野生动物的影响分析

注采井建设期施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

地面建设工程后期仅少量巡检人员在气库及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和井场等人员活动较多的区域。

4.5.1.5 管线生态环境影响分析

现状调查结果来看，沿线主要为戈壁和少量葡萄地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。穿越水渠、道路、坎儿井位置均做套管进行保护。

4.5.2 运营期生态影响分析

本工程运营期储气库中天然气注气、采气、输送均在密闭条件下进行，运营期注采管道阀门及管道接头处有少量的天然气以无组织的形式进入大气环境，其产生量约为正常运转工作气量的 0.3‰，污染因子为非甲烷总烃，井场周围为空旷地带，产生的少量非甲烷总烃可得到及时扩散，项目运营期没有废水排放，因此本工程运营期正常情况下不会对周边的环境质量要素产生明显的影响。

4.6 环境风险分析

4.6.1 评价等级

本项目运行后，主要从事天然气注入和采出活动，地下 2720m-3556m 的油气存储地质构造本身并不构成危险源，主要的危险源为甲醇储罐。项目涉及的主要物料为天然气、甲醇。按《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)表 B.1 中“突发环境事件风险物质及临界量”，天然气属易燃气体，临界量为 10t；甲醇属易燃液体，临界量为 10t。本项目井场内无天然气的储存设施，3 个集配站各设 1 个 25m³ 甲醇储罐，集注站设 1 个 15m³ 甲醇储罐，总储存量为 71.2t。天然气集输管线 14.3km，注采管线长度 11.1km，管线内最大天然气在线量为 8700m³，约 6.09t。本项目环境风险潜势计算结果见表 4.6-1。

表 4.6-1 环境风险潜势及评价等级

风险源位置	Q	M	P	环境敏感性	风险潜势	评价等级
温西一集配站	2	5 (M4)	P3	E3	II	三级
温八集配站	2	5 (M4)	P3	E3	II	三级
丘东集配站	2	5 (M4)	P3	E3	II	三级
集注站	1.12	5 (M4)	P3	E3	II	三级
集输管线	0.609				I	简单分析

由表可知，本项目集配站、集注站风险评价等级为三级，集输管线风险评价等级为简单分析。

4.6.2 环境风险影响途径

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别以及事故资料统计，本项目危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是井喷、井喷失控造成天然气泄露、火灾爆炸事故对大气造成污染；柴油泄露、火灾爆炸事故对大气和土壤环境产生污染；井漏后钻井液对地下水环境产生污染；输气管道天然气泄露事故对大气环境造成污染；储气库天然气泄露对大气环境造成污染；井场工艺中天然气泄漏事故对大气环境造成污染；井场工艺中甲醇泄露、火灾爆炸事故对大气环境造成污染。

4.6.3 风险识别结果

根据调查，项目涉及的主要危险物质为柴油、天然气、硫化氢、甲醇，涉及的生产系统主要是施工钻井工程、注采气管道天然气输送、井场及储气库生产工艺等。根据项目的工程资料、类比国内外同行业和同类型事故，项目的主要风险类型为危险物质泄露以及由此引发的火灾、中毒事故。

根据项目的安全评价结论,建设单位在落实建设方案和安全评价报告中提出的各项安全措施的前提下,该工程存在的危险、有害因素能够得到有效控制,该工程建成投产后,其风险处于可以接受的程度。一旦发生风险事故,在及时采取风险应急预案、严控污染物扩散的前提下,其对区域环境空气、土壤、地表水环境和动植物资源影响是可控的,环境风险处于可接受程度。

4.6.4 风险防范措施

4.6.4.1 井下作业事故风险预防措施

- (1) 井场设置明显的禁止烟火标志。
- (2) 按消防规定,配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。
- (3) 在井架上、井场路口等处设置风向标,以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。
- (4) 井下作业之前,在井场周围划分高压区和低压区,高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内,施工过程中,高压区无关人员全部撤离,并设置安全警戒岗。
- (5) 每一次井下作业施工前,必须对高压汇管进行试压,试压压力大于施工压力 5MPa,施工后必须探伤,更换不符合要求的汇管。

4.6.4.2 集输事故风险预防措施

- (1) 为减轻输气管线腐蚀,管道外防腐采用常温型三层 PE 加强级防腐和阴极保护相结合的方式。
- (2) 每半年检查管道安全保护系统(如截断阀、安全阀、放空系统等),使管道在超压时能够得到安全处理,使危害影响范围减小到最低程度。
- (3) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。
- (4) 加大巡线频率,提高巡线的有效性;每天检查管道施工带,查看地表情况,并关注在此地带的人员活动情况,发现对管道安全有影响的行为,应及时制止、采取相应措施并向上级报告。
- (5) 在运行期,建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通,协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求,禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅;50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程;在管

道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

4.6.4.3 站场事故风险预防措施

(1) 本工程各工艺站场建构筑物间距满足安全防火距离，符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)要求。

(2) 管道与地面建构筑物的最小间距符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《输气管道工程设计规范》(GB50251-2003)等规范要求。

(3) 站场内利用道路和围墙进行功能分区，将生产区和生产管理区分开，以减少生产区和生产管理区的相互干扰，降低危险隐患。

(4) 各工艺站场均设置紧急切断系统(ESD，它将独立于站控制系统单独设置。各站的 ESD 系统通过局域网与 SCS 进行数据交换。一旦发生紧急情况，可立即关闭紧急切断阀，启动放空程序，降低站内压力。

(5) 在可能发生天然气泄漏或积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(SH3063-19)的要求设置可燃气体报警装置

(6) 根据《建筑灭火器配置设计规范》要求，在工艺装置区、主要建筑物内，根据规范及其火灾危险性、区域大小情况，设置推车式和手提式磷酸铵盐干粉灭火器，仪表及电器设备间设手提式二氧化碳灭火器。线路阀室内设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。同时依托当地消防力量。

(7) 为防止爆炸，站内电气设备、设施的选型、设计、安装及维修等均符合《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB50058-92)的规定。

(8) 工艺站场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(9) 现场人员穿防静电工作服，且禁止在易燃易爆场所穿脱，禁止在防静电工作服上附加和佩带任何金属物件，并在现场设置消除静电的触装置。

4.6.4.4 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(2) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗, 使其了解工艺过程, 熟悉操作规程, 对各种情况能进行正确判断, 并严格遵守开、停工规程。

(3) 经常对职工进行爱岗教育, 使职工安心本职工作, 遵守劳动纪律, 避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点, 除本岗工人及时检查外, 应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位(如: 井控装置、管线、储罐等)进行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三门通力合作, 严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 提高自动化水平, 保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

(7) 对各种典型的事故要注意研究, 充分吸取教训, 并注意在技术措施上的改进和防范, 尽可能减少人为的繁琐操作过程。

4.6.4.5 完善事故发生后第一时间报告制度

(1) 环境事件分级

参照《国家突发环境事件应急预案》的有关规定, 按照突发事件的性质、严重程度和影响范围等因素, 突发环境事件分为重大环境事件(I级)、较大环境事件(II级)和一般环境事件(III级)(见表4.6-1)。

一般环境事件(III级)是指基层作业区或现场就能控制, 不需要跨级组织救援的突发环境事件。根据《吐哈油田分公司鄯善采油管理区突发事件总体应急预案》、《中国石油吐哈油田分公司突发环境事件专项应急预案》的分级原则, 本工程应制定突发环境事件专项III级预案。如发生事故超过III级救援范围, 须逐级报告。

表 4.6-1 突发环境事件分级

分级类别	I 级	II 级	III 级
火灾	涉及易燃易爆区、人员密集区, 消防失灵; 一项排放物超标 3 倍, 影响范围 3km ² 以上。	未涉及易燃易爆区、人员密集区, 消防失灵; 一项排放物超标 1 倍, 影响范围 1km ² 以上。	小范围火灾, 作业区可以控制; 排放物未超标, 影响范围在作业区内。
爆炸	爆炸涉及易燃易爆区, 引起火灾和人员伤亡; 一项排放物超标 3 倍, 影响范围 3km ² 以上。	爆炸没有涉及易燃易爆区, 引起着火; 一项排放物超标 1 倍, 影响范围 1km ² 以上。	作业区内影响, 对设施、人身安全没构成危险; 排放物未超标, 影响范围在作业区内; 排放物未超标, 影响范围 1km ² 以下。
油气管	主要管线爆裂, 造成油气	集输管线断裂, 中间闸阀	井、站油气集输管线裂口, 闸

线爆裂	大量泄漏，停输； 一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	断裂或失灵； 一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	阀密封不严； 排放物未超标，影响范围在作业区内。
油气泄漏	处理场、集输干线出现泄漏，现场无法控制；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	处理场、集输管线出现大量泄漏，可以控制；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	处理场、集输管线出现轻微泄漏，可以控制；排放物未超标，影响范围在作业区内。
自然灾害	雨、雪、风、洪水袭击，生产中断或即将中断；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	雨、雪、风、洪水袭击，生产受影响，但不中断；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	轻微雨、雪、风、洪水袭击，不引起生产告急；排放物未超标，影响范围在作业区内。
污水蒸发池渗漏垮坝	含油污水漫流，无法控制； 一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	含油污水漫流，可以控制； 一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	含油污水漫流泄漏，可以控制； 排放物未超标，影响范围在作业区内。
毒物泄漏	控制失灵，继续蔓延，产生环境污染。	控制系统完好，未扩散，未产生环境污染。	有毒物轻微泄漏，可以控制。
社会群体事件	人员死亡、被困，生产设施破坏，停工； 一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	人员受伤，生产活动受到较大的影响； 一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	生产活动受到影响； 排放物未超标，影响范围在作业区内。

(2) 报告程序

一旦发生突发环境事件，事故区必须在第一时间采取措施控制事态发展，全面实行自救，并及时向上级应急机构报告。发生Ⅲ级以上突发环境事件时，接受上级应急指挥机构的统一领导，与地方政府部门协同合作；当地方政府动用社会救援力量时，严谨、快捷、有序、冷静地应对突发环境事件。

4.6.5 应急预案

结合《吐哈油田分公司鄯善采油管理区突发事件总体应急预案》、《中国石油吐哈油田分公司突发环境事件专项应急预案》、《鄯善采油管理区各生产单位现场处置方案》制定本工程的应急预案。

4.6.5.1 应急工作原则

(1) 以人为本，减少危害。一切把保障员工和公众的生命和健康作为首要任务，调用所需资源，采取必要措施，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和环境危害。

(2) 统一领导，分级负责。建立健全环境突发事件应急体制，落实应急职责，实行应急分级管理制度，充分发挥各级应急机构的作用。

(3) 依法规范，加强管理。依据国家有关环保法律法规和中国石油管理制度，在应急工作中，本着对国家、社会、员工和公众环境质量以及高度负责的态度，加强应

急管理，使应急工作规范化、制度化、法制化。

(4) 快速反应，协同应对。建立快速应急响应机制，充分利用社会应急资源，实现组织、资源、信息的有机整合，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

(5) 依靠科技，提高素质。利用先进的环境监视、监测、预警、预防和应急处置等技术及装备，充分发挥专家队伍和专业人员的作用，提高处置突发事件的科技含量和指挥水平，避免发生次生、衍生事故；加强宣传和培训教育工作，提高广大员工自救、互救和应对各类突发事件的综合素质。

4.6.5.2 突发事件总体应急预案

(1) 环境突发事件专项应急预案。环境突发事件专项应急预案是为应对发生环境突发事件而制订的应急预案。

(2) 环境突发性事件单项预案。单项预案是针对一些单项、突发的紧急情况所涉及的具体行动计划而制订的应急预案。

(3) 应急预案体系，包括总体应急预案、专项应急预案（环境突发事件应急预案）、二级单位应急预案和基层单位应急预案。

4.6.5.3 应急计划区

从可操作性出发，以联合站为重点，涵盖所有危险区域，再依据危险源各自的特性进行有层次、有针对性地逐一分别进行应急预案的制定。针对本工程开发特点，本工程应急计划区应包括钻井场、联合站、集气站和集输管道。

4.6.5.4 组织机构与职责

本工程应急机构由项目经理为第一负责人，主管环保安全工作的副总为直接责任人，下设办公室、指挥中心、应急保障中心、专业抢险中心、信息联络中心、后勤保障中心和善后处理部门。

在制定预案时，必须明确细化各部门的职责，人员组成，必须保障每一个部门的人员具有足量、专业和参加演练经历，各部门之间的工作必须协调统一，确保工作的时效性。

(1) 应急环境监测、抢险救援及控制措施

发生环境事故时，应由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测、抢救和救援，并配合当地环保、安全监察部门做好事故的定性、可能引起的环境风险事故评估等工作，

提出避免进一步环境影响的有效方法，及时疏散可能受环境事故威胁的人员程序方案，供决策部门参考。

(2) 应急检测防护措施

根据事故现场检测结果，划定事故现场区域以及邻近区域、控制区域的范围，根据事故特征制定相应污染防治措施，贮备相应除污措施和防护设施。

(3) 人员撤离疏散

按照事故级别和划定的事故控制区域等，对区域工作人员和临近可能受到影响的公众进行有组织、有秩序的撤离疏散，确定事故撤离疏散通道和方式，确定医疗救护中心位置和救护方案，制定监测人体健康计划。

(4) 事故应急关闭程序

制定事故状态结束后对环境背景值进行必要的监测计划，提供解除事故可靠依据，根据事故级别上报有关部门终止应急状态程序，解除事故警戒。

4.6.5.5 应急培训计划

制定员工和可能受影响人群的风险事故教育和培训计划，不定期按照应急预案内容组织演练，及时修订、补充教育和培训计划内容。

4.6.5.6 公众教育和信息

按照有关要求，对工程环境风险可能影响区域的公众进行信息公开，并组织对附近公众的教育、培训和自我防护措施。在发生事故后，第一时间发布准确信息，使公众了解事故真相，避免不准确信息误导公众和造成不良社会影响。

4.6.5.7 应急预案与当地政府的衔接和联动

本工程风险事故的发生影响主要是以火灾、爆炸和泄漏后对周边环境的影响。为此，在项目投产营运前，企业应与地方政府进行沟通，确认市、县一级政府是否有应急预案，以便在事故发生后，企业在从启动应急预案-事故控制处理-结束的整个过程中，更好地与当地政府做好衔接和联动。

建设单位的环境污染事故的应急预案应报当地各政府部门备案。

第五章 环境保护措施及其可行性论证

5.1 废气治理措施及有效性分析

5.1.1 施工期

施工期废气污染源主要包括钻井作业废气、运输车辆废气和施工扬尘。

1、钻井作业废气

钻井作业废气主要来自于柴油机燃料燃烧产生的烟气，其影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同地进行。因此，柴油机废气对评价区域内环境空气质量影响较小。并且随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低，并逐渐恢复到原有水平。

2、运输车辆废气

本工程施工期，建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。车辆运输间隔较大，车辆排放的尾气对环境空气产生的影响很小，并且随着施工的结束，影响也会相应消失。

3、施工扬尘

本工程采取合理安排施工工期、采取围挡措施、及时洒水、建筑材料加盖蓬布、控制车辆行驶速度、临时堆土进行遮盖等措施，防止扬尘污染。

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，通过采取以上措施后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响较小。并且随着施工期的结束，影响将会消失。

综上所述，工程施工期大气污染防治措施可行。

5.1.2 运行期

本项目运行期产生的大气污染物为加热炉、采暖炉排放的烟气，井场无组织排放的非甲烷总烃、甲醇。本项目拟采取以下措施：

(1) 烟气

热媒炉、采暖炉排放的烟气是储气库生产运行期间的主要空气污染源之一，据调查，各站场内的加热炉燃料均采用天然气，由于天然气本身属于清洁能源，经 15 米排气筒排放，烟气中各污染物的排放浓度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉要求，对区域环境空气影响很小。

(2) 非甲烷总烃

以站场及各个气井井场为中心的烃类无组织挥发是项目开发造成区域空气污染的主要因素之一，针对烃类无组织挥发所产生的大气污染，主要的防治措施就是实现油气密闭集输。气井的井口应加强密封性，经常检查和更换井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出。本项目所有开发井均采用管线集输，减少集输过程烃类气体的挥发量。

工程设计中为减少集气设备泄漏的可能性，采取了天然气集输管线沿线设置阴极保护站、管道外防腐保护等措施，以降低腐蚀泄漏的可能。

天然气采用密闭集输工艺，注采井场和集注站的各种设备的接口均采用高质量的密封材料，并在自动化控制系统中采用管道泄漏检测技术，防止天然气泄漏。

综上所述，工程运行期大气污染防治措施可行。

5.2 废水治理对策

5.2.1 施工期

项目施工期废水污染源主要包括钻井废水和管道试压水。

1、钻井废水

钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同运往温米油田南山二期 33 万方固废场。

2、管道试压水

本工程施工期管道的试压水可以循环使用，试压结束后产生的试压废水经收集后回用于施工现场洒水抑尘及沿线道路绿化洒水，不会对周围水环境产生不利影响。

3、生活污水

由于施工现场分散，每个井场均设置可移动环保厕所，生活污水和粪便均排入移动环保厕所内，钻井结束后与生活垃圾均及时清运至火车站镇生活垃圾填埋场填埋，加强清运中的管理，禁止散漏，不会对环境造成明显影响。

采取以上措施后，施工期废水污染防治措施可行。

5.2.2 运行期

5.2.2.1 污水排放方案

采气期废水主要为库区采出凝液和职工生活污水。

储气库采用采气携液方式排液，采出的井流物携带凝析油和水，建库前几个采气

周期排液量大，随注采周期的增加，排液量呈逐年递减趋势。根据可研报告，本项目最大产水量 $84\text{m}^3/\text{d}$ ，最高产油量 $8.4\text{m}^3/\text{d}$ 。凝析油外输至丘东处理厂处理；生产污水输送至温米联合站进行处理。

采气期职工生活污水量与注气期水量相同，项目生活污水产生量为 $4.8\text{m}^3/\text{d}$ ，排入场区化粪池，经收集后送往温米联合站进行处理。

采出凝液、生产生活污水均得到合理处置，项目不会对周围水环境产生影响。

5.2.2.2 依托的可行性

(1) 温米联合站污水处理站

温米联合站污水处理装置采用微生物强化除油+混凝沉降+改性纤维球过滤+压紧式改性纤维球过滤，设计处理后悬浮物含量达到 3mg/L 。流程为：油区来水先进入 $1\# 700\text{m}^3$ 罐进行沉降和缓冲，再进入隔油池，污水在隔油池内自然沉降，位于下层的污水通过孔道进入调节池；污油池用于收集表面浮油，通过建立隔油池游位，上层浮油进入污油池；调节池内污水再通过污水提升泵输送至微生物反应池，经生化处理后的污水自流至沉淀池，使生物降解后的无机物及部分剩余污泥等得到沉淀去除，根据实际需要，并在沉淀前投加少量生物絮凝剂及助凝剂，以提高沉降分离效果；沉淀池上清液自流至缓冲池，缓冲池内污水再通过滤前加压泵提升至过滤系统，滤后水进入 500m^3 污水罐，由注水泵外输，经计配站至各注水井。污水处理工艺流程见图 4.2-1。

规模为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量为 $1861\text{m}^3/\text{d}$ 。

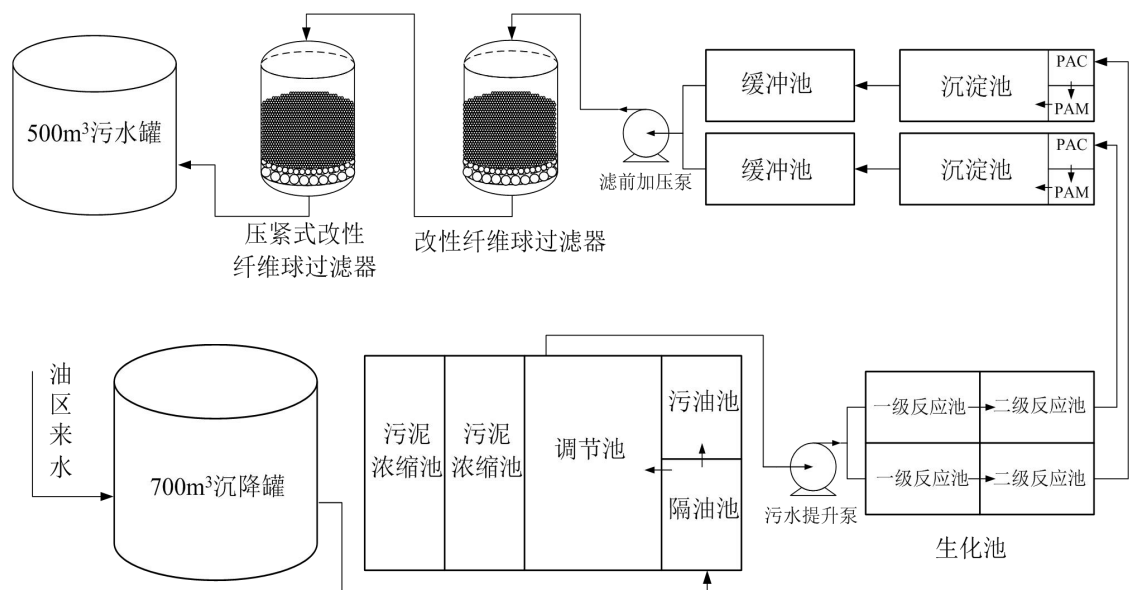


图 5.2-1 温米联合站污水处理流程框图

本项目总日产水量约 $84\text{t}/\text{d}$ ；温米联合站内污水处理装置可满足要求；外输污水

管线按照最大产水量进行设计。

(2) 丘东处理厂

轻烃三厂：装置于 1999 年 8 月建成投运，处理能力 $100 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ，可处理红台、丘东区块来高压气（6.5 MPa）。目前处于备用状态。装置收率 80%。

温吉桑储气库群总日产油量约为 14 t/d。丘东处理厂凝析油处理系统可满足增量需求；外输凝液管线按照最大产液量进行设计。

5.3 地下水保护措施

根据《新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例》有关规定，本次环评将对沿线所有跨越的坎儿井采取保护措施，具体如下：

(1) 根据《新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例》第二十二条有关规定：新建、改建、扩建公路、铁路、输油输气管道以及石油、天然气开采等各类工程，需要穿越、跨越坎儿井的，应当对工程建设期间、运行过程中可能给坎儿井造成的危害进行论证，并制定坎儿井保护方案。坎儿井保护方案应当征得坎儿井所有者的同意。坎儿井所有者可以委托坎儿井所在地的水行政主管部门对保护方案组织审查，并进行监督。

(2) 施工期前应详细探明坎儿井的位置，在管线附近有坎儿井处设置警示标牌。并将坎儿井竖井周围 50m 范围作为保护范围，严禁在此区域附近进行任何取弃土行为。

(3) 坎儿井暗渠地上两侧各 30m 以内，不得修建施工营地等各类建筑物；保护坎儿井的特有景观，不得破坏附属于坎儿井竖井的堆土。

(4) 禁止向坎儿井水源、竖井、明渠、蓄水池倾倒废污水、垃圾等废弃物。

5.4 噪声污染防治对策

5.4.1 施工期

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵和柴油发电机等；地面集输管线和管沟开挖和井场道路施工过程中，推土机、挖掘机、运输车辆等都会产生噪声。

通过采取隔声、消声、减震等降噪措施后，由噪声预测结果可知，在距钻井井场边界 60 米处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)的要求，本工程井场与周围村庄的距离均在影响范围以外，钻井设备噪声不会对其产生明显影响。

输气管道施工设备主要有小型推土机、挖掘机及运输车辆等，均为流动声源，运营时间短，源强相对较小，且管线两侧 200m 范围内没有村庄分布，管线施工对周围声环境影响较小。

综上，鉴于本工程的施工期特性，施工结束后噪声立消失的实际情况，通过采取以上措施，项目对声环境的影响是可以接受的，措施可行。

5.4.2 营运期

本次工程噪声源主要为集注站内设备，其声级值约 75~95dB(A)。通过采取选用低噪声设备、室内安装、基础减震等降噪措施后，经预测可知：井场边界噪声贡献值为 45.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求。井场边界预测值昼间为 55.69dB(A)，夜间为 49.04dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求，对周围声环境影响较小。

因此，工程运行期噪声对周围声环境影响较小，噪声防治措施可行。

5.5 固体废物处置对策

5.5.1 施工期

钻井泥浆进入采用不落地技术收集，泥浆均为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，能回用的和固相拉运至温米油田南山二期 33 万方固废场进行处理。

钻井完毕固定后，深孔作业大部分压裂液施工时排出，射孔压裂返排液全部收集入罐中，完井后拉运至温米南山二期 33 万方固废场进行处理。

施工生活垃圾收集后送火车站镇垃圾填埋场。

5.5.2 运行期

本项目运行期产生的固体废物为过滤器分离出的杂质，压缩机组检修时产生的废润滑油、废滤芯，分离器分离出的含油杂质和职工生活垃圾。

过滤器分离出的杂质统一收集后委托有资质单位基础处理；压缩机产生的废润滑油、废滤芯均委托有资质单位处置；生活垃圾收集后统一清运至火车站镇垃圾填埋场。

综上所述，工程运行期固体废物处置措施可行。

第六章 环境影响经济效益分析

6.1 社会效益分析

本项目的建设可有效提升中国石油天然气股份有限公司储气调峰能力，满足甘肃、青海、宁夏等省区的调峰要求，有利于新疆、甘肃、青海、宁夏等地能源结构调整，缓解能源紧张局面，改善环境空气质量，带动当地社会经济的发展，提高当地人民的生活水平，维护区域社会稳定和发展，具有良好的社会效益。

6.2 工程的经济效益分析

本项目建设总投资 720815 万元，但项目本身并不增加天然气产能，仅为天然气的储存，虽然项目具有明显的社会效益，并可带动沿线相关产业的发展，而且可将本地的资源优势转化为经济优势充分发挥油田开发建设经济带动作用。当项目储气费按 1 元/m³ 考虑时，项目税后内部收益率为 11.74%，静态回收期 11.69 年。

6.3 工程环境经损益分析

6.3.1 环保设施费用估算

本项目工程总投资为 720815 万元，环保设施投资费为 1296 万元（不含水土保持费用），环保投资占工程总投资 0.18%。

表 6.3-1 环境保护投资估算一览表

序号	类别	主要内容	资金投入 (万元)
1	施工期	施工围挡、洒水抑尘、开挖土方湿法作业等	100
2		施工场地、土方苫盖,防治水土流失	100
3		泥浆不落地工艺处理钻井废水、钻井泥浆、岩屑	470
		油泥（砂）、磺化泥浆、压裂液清运费	47
4		表土剥离,妥善保存	126
5		分层回填土方，恢复临时占地	63
7	运行期	噪声治理措施（基础减震、消声器）	50
		工业固体废物处置	100
8		环境影响后评价	50
11	环境风险防范	可燃气体监测报警系统	30
12		井喷、泄漏等事故风险防范措施	150
合计			1296

6.3.2 环保设施经济收益估算

本项目钻井废水经“泥浆不落地处理系统”处理后回用于钻井，节省了水资源；各种固体废物均得到妥善处置，防止污染环境；对环境风险采取了严密的防护措施并

制定了详细的应急预案。通过采取一系列环保措施，将建设项目对环境的影响降低最低，收到良好的环境效益。

综上，项目的建设可有效提升中国石油天然气股份有限公司储气调峰能力，满足甘肃、青海、宁夏等省区的调峰要求，有利于新疆、甘肃、青海、宁夏等地能源结构调整，具有良好的社会效益和较好经济效益。项目开发建设的同时，采取污水处理后回注，泥浆不落地处理系统等环保措施，可大大降低气田开发对区域环境的影响，项目环保措施可行，投资合理，可产生较好的环境效益。因此，从各方面讲，本项目的开发建设将带来较大的社会、经济、环境效益。

第七章 环境管理与监测计划

7.1 环境管理制度

7.1.1 油气田开发 HSE 管理体系

7.1.1.1 HSE 管理内容

本开发项目应根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SYT276-1997)的要求,在项目的开发建设期、运营期建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求。建设期和运行期的 HSE 管理分别包括以下内容:

- 1、建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计,安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用,安全施工等。
- 2、运行期的 HSE 管理主要包括 HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

在项目的初步设计中应对工程建设期和运行期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述,对危害的预防进行设计并对安全和环保措施进行专项投资概算,以有效降低工程建设和运行中的健康安全与环境危害。

7.1.1.2 组织机构

温吉桑储气库隶属中国石油吐哈油田分公司管辖。本项目环境管理依托吐哈油田公司现有的管理体制,实施 HSE 管理体系,施工期的环境监理与管理工作以及营运期日常性环保管理工作。

7.1.1.3 HSE 管理员的职责

- 1、负责生产运行期间环境管理措施的编制、实施和检查;
- 2、对生产运行期间出现的环境问题加以分析;
- 3、监督生产现场对环境管理措施的落实情况;
- 4、协助上级主管部『门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规;
- 5、配合上级主管部门组织全体人员进行环境教育和培训;
- 6、及时向上级主管部门汇报环境管理现状,提出合理化建议;

7、HSE兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性，了解对环境的影响和可能发生的事故:按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

7.1.1.4 培训

为提高全体员工的环境意识和能力，应对本建设项目全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

1、提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及集团公司的有关规定；了解本公司环境保护的目标和指标；认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

2、从事环境保护工作的能力

管理及处理可能污染环境的源的位置、产生量、处理方式等；保护周围的生态环境的管理；处理项目建设可能引起的其它污染情况等；熟悉有关HSE的各种规章制度和操作规程；掌握各种HSE有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气及固体废物的方法；掌握泄漏事故的预防和紧急处理方法。

7.1.1.5 检查和审核

为了保证该HSE管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和环境审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行HSE工作审核验收。

7.1.1.6 风险处理方案

针对本项目可能发生的风险事故，结合自然条件、环境状况、地理位置等特点，借鉴其它类式工程的经验，制定出本项目开发施工期和生产运行期的风险处理方案及应急预案。

1、确定危害和风险

首先确定本项目的风险事故，通过正确区别和评价风险事故的危害，制定相应的应急措施，将风险影响降到最低限度，最大限度地保护当地居民及其财产、周围环境少受或不受影响。

2、风险应急措施

在危害和风险评价的基础上确定地点和状况及应急反应计划，即通过对可预见的突发事件系统地进行评审、分析和记录。针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应

急计划，以处理突发事故，降低风险，这种行动计划的内容应包括：

应急组织及职责；应急教育与应急演练；应急设施、设备与器材；应急通讯联络；应急监测应急安全、保卫；应急医学救援；应急措施；事故后果评价和应急报告；应急状态终止等。

7.1.2 环境管理机构

为确保环境管理工作的正常执行，该项目应成立专门的环境管理机构，设置专门人员在建设与运行期进行环境管理。环境管理机构要在建设期和运行期坚决贯彻执行国家有关环境保护法规，检查各项环保措施的实施情况，了解环保设施的运行情况，了解该项目及其周围地区的环境质量变化以切实作好保护项目所在地及周边地区环境的工作。该项目环境管理机构的主要职责如下：

- 1、贯彻执行环境保护的有关方针、政策、法令、标准等；
- 2、结合本项目工程特点，排污特点，制定各种环境管理制度，并经常检查督促；
- 3、审定、落实并监督实施本企业的污染防治方案，并负责的环保监测；
- 4、搞好环境教育和技培训，提高工作人员素质；
- 5、负责本项目环境管理日常工作和周围地区环境保护部门及其它社会各界的协调工作；
- 6、参与突发性事故的应变处理工作以及污染事故的调查与处理工作。

7.1.3 环境管理主要任务

制订环境管理方案，建立污染源档案；委托当地环境监测开展对本项目的定期环境监测；编制环境保护规划和计划，并作为企业生产目标的一个内容纳入到企业的生产发展和计划中，在开发的同时严格控制污染物排放总量。

7.2 施工期环境监理

本项目施工期建设主要为井场施工、区内集输管道的铺设。

施工环境保护监理是针对建设项目施工过程中环境保护的全方位、全过程的监理，其主要任务，是根据《中华人民共和国环境保护法》及相关法律法规，对项目建设过程中污染环境、破坏生态的行为进行监督管理，如噪声、废气、污水等污染物排放应达标、减少水土流失和生态环境破坏。是对建设项目配套的工程进行施工监理，确保“三同时”的实施。

7.2.1 环境监理计划

本项目环境监理工作阶段包括以下三个部分：

- 1、施工组织设计及施工准备阶段环境监理；
- 2、施工阶段环境监理；
- 3、工程保修阶段(交工及缺陷责任期)环境监理。

本工程各阶段监理主要工作和要求见表 7.2-1。

表 7.2-1 本工程环境监理计划

阶段	工作内容
施工组织设计及施工准备阶段	熟悉设计文件；熟悉施工合同文件的内容；制定详细的监理工作计划；审查承包人施工组织设计中的环保方案及资金估算；审查承包人的环保人员及技术水准；准备举行第一次工地会议等
施工阶段	集中力量做好施过程的环境监理，并与驻地工程监理相配合，按工程进度要求完成各项工作
工程保修阶段	项目环境保护工程的修复、重建监理；对工程缺陷的修补，修复及重建过程进行环境监理

7.2.2 环境监理的内容

- 1、审查施工单位采取的环保措施是否可行。
- 2、对施工现场进行巡视监理，检查环境保护措施的落实情况。
- 3、监测各项环境指标，出具监测报告。
- 4、向施工单位发出环境保护工作指示，并检查指令的执行情况。
- 5、编写环境监理月报。
- 6、参加工地例会。
- 7、建立、保管环境保护监理资料档案。
- 8、处理或协助主管部门和建设单位处理突发环保事件。

7.2.3 环境监理工作要点

(1)井场钻井施工

审查设计文件，确保井场选址与坎儿井、周围村屯保持一定安全范围；严格控制井场的施工临时占地范围，严禁占用征地范围外地，以减少植被破坏；井场施工废水、固体废物应定点收集，并做好防渗、防跑冒措施；禁止施工单位在坎儿井区内清洗施工机械等。确保施工单位按照设计文件、环评及其批复文件中的环境保护要求实施，井场钻井施工的噪声、废气、污水等污染物排放应达标，减少水土流失和生态环境破坏。

(2)临时施工便道

严格规划时施工道路的路线走向,以减少植被破坏为首要原则,尽量利用现有道路。采取有效措施,减少水土流失对环境的影响;施工便道应保持平整,设立施工道路养护、维修专职人员即时洒水清洁保持运行状态良好,减少扬尘污染。

监理要点:审查临时道路选线方案,减小对环境的影响;对施工活动进行抽查,确保采取了必要的环境保护措施。

(3)管沟开挖

监理要点:检查施工人员的活动在施工作业带内,减小对外环境的影响;检查是否采取了必要的防尘措施;检查是否设置了必要的临时通道;检查是否对生产和生活垃圾进行了收集和处理;检查临时设备检修和加油场地是否满足环境保护要求。

(4)管沟回填

监理要点:回填过程中的土层回填顺序;土壤的夯实情况;回填后地表情况;回填完成后植被恢复情况。

7.3 污染物排放清单及环境管理要求

7.3.1 污染物排放清单

本项目污染物排放清单详见表 7.3-1。

表 7.3-1 污染物排放清单

污染源	污染物种类	排放浓度 (mg/m ³)	总量指标 (t/a)	环境保护措施	执行的环境标准
钻井柴油 机 废气	烃类			尾气达标设备,钻机燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油(或汽油)	GB20891-2014《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国III、IV阶段)》中非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”(第III阶段)
	SO ₂				
	NO _x				
	CO				
钻井 废水	COD			钻井废水进入泥浆,采用不落地技术收集,在井场进行固液分离,分离后的液体回用于钻井液配备;不能回用的和固相拉运至温米油田南山二期33万方固废场进行处理。	
	氨氮				
生活 污水	COD			每个井场均设置可移动环保厕所,生活污水和粪便均排入移动环保厕所内,钻井结束后与生活垃圾均及时清运至火车站镇生活垃圾填埋场填埋	
	BOD				
	SS				
	氨氮				

废压裂液	COD			完井后拉运至温米南山二期 33 万方固废场进行处理	
	石油类				
钻井泥浆	钻井泥浆			泥浆均为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，液相回用，不能回用的和固相拉运至温米油田南山二期 33 万方固废场进行处理	
井岩屑	钻井岩屑				
生活垃圾	生活垃圾			火车站镇生活垃圾填埋场填埋	
加热炉烟气	烟尘	17.32	0.095	采用天然气作为燃料	GB13271-2014 《锅炉大气污染物排放标准》中的新建燃气锅炉排放限值
	SO ₂	2.12	0.012		
	NO _x	137.60	0.743		
油气集输过程烃类挥发气体	总烃		-	加强密封性,经常检查和更换井口密封垫	GB16297-1996 《大气污染物综合排放标准》二级标准
含油废水	石油类			送至温米联合站进行处理，处理达标后回注。	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
凝析油	石油类			凝析油外输至丘东处理厂处理	
生活污水	COD、氨氮			排入场区化粪池，定期清运至温米联合站污水处理站处理后回注	
杂质				统一收集,委托有资质单位集中处理	
废润滑油					
废滤芯					
含油废物					
生活垃圾				运至火车站镇生活垃圾填埋场填埋	

7.3.2 钻井作业期间环境管理要求

1、废水、废泥浆、废气的处理要求

- (1)采用气冲洗钻台、钻具，最大限度地减少污染量。
- (2)动力设备、水刹车等冷却水，要循环使用，节约用水。不能循环使用的，要避免被油品或钻井液污染。
- (3)不得用渗井排放有毒污水，以免污染浅层地下水
- (4)钻井废水进入泥浆，采用不落地技术收集，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备；不能回用的和固相拉运至温米油田南山二期 33 万方固废场进行处理。
- (5) 所有钻井液处理剂，应有专人负责严格管理，防止破损或由于下雨而流失

2、钻井岩屑的处理要求

岩屑送温米南山二期 33 万方固废场进行处理。

3、噪声控制要求

(1) 为钻机配备动力的柴油机和柴油发电机安装在活动板房内。

(2) 噪声大的动力设备应布置在井场主导风向的下风侧，办公用板房或员工宿舍应布置在主导风向的上风侧，以减轻噪声的影响。

4、钻井材料和油料的管理要求

(1) 钻井材料和油料集中管理，减少散失或漏失，对被污染的土壤应及时妥善处理。

(2) 设备更换的废机油和清洗用废油，应集中回收储存，严禁就地倾倒。

5、保护地下水的技术措施

(1) 钻井时表层套管应下到地下水层以下，固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。

(2) 钻井液配方在保证井壁稳定、井眼安全前提下，应选用无毒水基钻井液钻井作业

6、完成后环境管理要求

(1) 完井后对钻井液进行无、害化处理，环保达到国家环保要求。

(2) 施工完成后，做到井场整洁、无杂物

(3) 完井后对钻井产生的废水、固体废物和生活垃圾进行无害化及相应处理，平整井场，恢复地貌。

7、营地环境保护要求

(1) 设置营地时，在保证需要条件下，应利用自然的或原有的开辟地以减少对环境的影响。

(2) 保持营地内清洁、不准乱扔废物；同时对于生活垃圾应该及时清理。

(3) 处理废弃物时应避免污染地表水、地下水和土壤。

7.3.3 生产运行期环境管理

1、建立和实施油田生产运行期的 HSE 管理体系。

2、负责公司的日常环境保护管理工作。

3、负责对污染事故的处理及监测、报告任务。

4、对公司全体员工进行环境保护内容的培训，不断提高环保意识。

5、编制应急计划，将本报告书提出的污染事故应急措施纳入计划。

6、负责与外单位和地方生态环境部门的联系和协调工作，了解环境管理部门和地方政府对油田开发项目的环境保护要求及技术指导、建议，及时上传下达，在公司的统筹安排下，监督各生产单位(井队、站场等)贯彻和落实。

7.4 环境监测

7.4.1 监测计划

(1) 开发期

① 生态环境及水土保持：根据钻井计划及管线施工计划，在整个油气田开发建设区域内进行生态调查，调查的内容主要有：各钻井井场占地、管线、道路施工期的占地情况，是否按照水土保持的要求去做，井场应急池是否防渗等。

② 土壤环境：对在钻井和完钻一年后的井，在应急池底以下取土壤样一次，监测项目为石油类、重金属。

③ 事故状态监测：工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，当地环保部门均应迅速赶赴事故现场进行调查，并及时通知当地环境监测站进行现场监测，做到及时向吐鲁番市生态环境局和吐哈油田分公司提供事故监测分析报告。吐鲁番市环保局出具处罚及整改条例，由当地环保局监督执行。

施工期的监测计划见表 7.4-1。

表 7.4-1 施工期环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
生态环境及水土保持	现场	井场、管线、道路占地、井场防渗等	施工结束后进行控制性监视，每年调查两季
井场土壤	现场	石油类、重金属	施工结束后进行控制性监视
钻井事故时	现场	大气、地表水、地下水、土壤等	即时

(2) 营运期

① 环境监测

——生态调查：检查生态恢复及水土保持措施落实情况，每年一次。

——地下水环境：在区域内现有地下水井设置监测井。每年进行 2 次采样监测（枯水期、丰水期各一次），监测项目为 pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氨氮、氟化物、石油类、挥发酚等 9 项。

——大气监测：集配站、集注站常年主导风向上风向及下风向各布设 1 个点位，一年 2 次，采用 24 小时连续采样，采样 7 天。监测项目为非甲烷总烃、SO₂、NO₂、PM₁₀、TSP 五项。

② 污染源监测

--废气

对拟建工程井、站周围采取 24 小时采样，连续监测 7 天，每年监测 1 次，监测安

排在正常生产时进行。

事故状况或非正常工况排放时，要增加监测次数。监测项目为：非甲烷总烃、H₂S 两项。

--废水

废水处理用于注水，注水水质每年监测 1 次，事故状况或非正常工况排放时要增加监测次数。监测项目为：pH、石油类、COD。

--噪声

监测点位：设备噪声、厂界噪声。

监测项目：等效声级 dB（A）。

监测频次：每季度监测一次。

运行期的监测计划见表 7.4-2。

表 7.4-2 运行期环境监测计划

监测内容		监测地点	监测项目	监测频率
环境监测	生态环境	井区开发区域	生态恢复及水保措施落实情况	1 次/年
	地下水环境	地下水	pH、石油类、硫化物、挥发酚	2 次/年
	大气环境	拟建工程井、站周围	非甲烷总烃、甲醇	1 次/年
污染源监测	废气	拟建工程井、站周围	非甲烷总烃、甲醇	1 次/年
	废水	生产废水	pH、石油类、COD	1 次/年
		生活污水	pH、COD、SS、氨氮	1 次/年
	噪声	设备噪声、厂界噪声	等效声级 dB（A）	1 次/年

第八章 环境影响评价结论

8.1 工程概况

温吉桑储气库群位于新疆吐鲁番地区鄯善县七克台镇，由温西一、温八及丘东三个气藏。设计总库容 55.9 亿立方米，实际工作气量 20.5 亿立方米/年，垫底气量 35.4 亿立方米（其中基础垫底气量 9.73 亿立方米、补充垫底气量 25.67 亿立方米）；设计注气能力 1139 万立方米/天，采气能力 1708 万立方米/天。

本工程部署注采井 70 口，其中新钻井 47 口（包括直井 22 口、水平井 25 口）、利用老井直井 23 口；利用老井部署监测井 31 口（6 口兼采气井）。新建集注站 1 座、集配站 3 座、注采井场 67 座、监测井场 25 座、1 座清管计量站、6 台 200 万立方米/天电驱往复式压缩机组、1 套 600 万立方米/天和 2 套 650 万立方米/天露点控制装置。建设集注站—西二线 27 号阀室的双向输气管线，全长约 15.6 公里。

本项目工程总投资为 720815 万元，环保设施投资费为 1296 万元，环保投资占工程总投资 0.18%。

8.2 环境质量现状评价结论

8.2.1 生态环境质量现状

本项目位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县，根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属于吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。本项目主要为油气勘探开发环境保护生态功能区，行政隶属于新疆吐鲁番地区鄯善县，项目所在区域为荒漠戈壁地区，且植被稀少以荒漠植被为主，属典型的荒漠生态景观。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为：生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化不敏感；主要生态服务功能是：油气资源，荒漠化控制；主要的生态环境问题是：油气污染、风沙危害、土壤风蚀；主要环境保护目标：保护地下水、保护荒漠植被和砾幕。

8.2.2 环境空气质量现状

根据 2019 年吐鲁番市监测站空气质量逐日统计结果，SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 各有效数据，项目所在区域 SO₂ 年平均浓度和 CO 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；O₃ 日均浓度及 NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀

的年均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，本项目所在区域为非达标区域。

评价区内的各监测点非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；评价区内的各监测点甲醇浓度符合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表中 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 限值要求。

8.2.3 水环境质量现状

项目周边无地表水。

监测结果显示，各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，区域地下水质良好。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，符合标准要求。

8.2.4 声环境质量现状

根据噪声监测结果可以看出，评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准的要求，声环境质量良好。

8.2.5 土壤环境质量

各监测因子均满足评价标准要求。项目周边土壤环境质量较好。

8.3 污染物排放情况

8.3.1 废气

施工期主要废气源为柴油发电机排放的废气，主要污染物排放满足GB20891-2014《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国III、IV阶段）》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第III阶段）要求。

加热炉和采暖炉采用天然气为燃料，主要污染物排放浓度满足行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉要求。

8.3.2 废水

钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同运往温米油田南山二期 33 万方固废场。

凝析油外输至丘东处理厂处理；生产污水输送至温米联合站进行处理。生活污水排入场区化粪池，定期清运至温米联合站污水处理站处理后回注。

8.3.3 固废

钻井泥浆（含岩屑）：均为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液

相回用，不能回用的和固相拉运至温米油田南山二期 33 万方固废场进行处理。

生活垃圾统一收集，定期运至火车站镇垃圾填埋场填埋；过滤器分离出的杂质、压缩机组检修时产生的废润滑油、分离器分离出的含油杂质密闭铁桶收集后送有资质单位处理。

8.4 主要环境影响结论

8.4.1 生态影响评价结论

井区建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地和临时占地分别为 13.57hm² 和 91.05hm²。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

8.4.2 环境空气影响结论

集注站和注采井场、油气集输挥发的烃类气体挥发量在生产期较小，不会对周围空气环境产生明显影响。加热炉和采暖炉均采用天然气为热源，其本身属于清洁能源，其排放烟气中各种污染物对环境空气影响较小。工程区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

8.4.3 水环境影响评价结论

项目区域内无地表水系。本项目产生的生产污水和生活污水进入已建温米集中处理站污水处理系统处理，经处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中主要指标后经管线回注地层，不外排进入环境，因此对环境不会造成不利影响。

正常情况下，管套未发生破裂，由于地下水的相对稳定性，废水回注油井对地下水影响很小。

项目区内仍在利用的坎儿井分布区地下水水位埋深均在 26m 以下，而管道最大埋深在 1.5m 以上，管沟深度远小于地下水水位埋深，未阻断坎儿井流水，本项目施工过程中对坎儿井基本不会产生影响。

8.4.4 声环境影响评价结论

项目区施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为站场各类机泵。类比项目区其他已建成的计转站噪声值在 48dB(A)-56dB (A) 之间, 因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

8.4.5 固体废物影响评价结论

项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性, 按照一般固废和危险固废要求分类安全处置, 不会对区域环境造成不利影响。

8.4.6 环境风险分析评价结论

本工程在开发过程中, 由于人为因素或自然因素的影响, 可能导致发生油气泄漏事故。一旦发生上述风险事故, 应及时采取应急措施, 尽可能减少对外环境的危害和影响。

根据以上分析, 在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上, 可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是, 即使该建设工程发生风险事故的可能性很小, 建设单位也不能因此而忽视安全生产, 而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求, 防止发生风险事故。

8.4.7 总量控制结论

本评价建议项目主要污染物总量控制目标值: 烟尘 0.095t/a; SO₂ 0.012t/a; NO_x0.743t/a; COD: 0t/a; NH₃-N: 0t/a。

8.5 综合结论

温吉桑储气库群项目的建设符合国家产业政策, 符合中国石油股份有限公司吐哈油田分公司整体布局, 虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响, 但可以有效提升中国石油天然气股份有限公司储气调峰能力, 满足甘肃、青海、宁夏等省区的调峰要求。

项目采取了相应的污染防治措施, 各污染物均可实现达标排放, 对环境的影响较小。建设单位通过网上公示、报纸公示、张贴公告等方式进行了公示, 期间未收到公众的对本项目建设相关的环保意见反馈。

工程在建设期和运行期严格执行国家和地方的环境保护要求, 切实落实报告书中提出的各项污染防治和生态保护措施, 制定切实可行的风险应急预案, 避免风险事故的发生。从环保角度分析, 本项目的建设可行。