



南京国环科技股份有限公司
NANJING GUOHUAN TECHNOLOGY CO LTD

中佳气田中佳2_H区块二叠系佳木河
组气藏开发调整地面工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二四年九月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目情况.....	1
1.2 环境影响评价技术路线.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	3
1.5 环境影响报告的主要结论.....	4
2 总则	5
2.1 评价目的、原则.....	5
2.2 编制依据.....	6
2.3 环境影响因素识别和评价因子确定.....	13
2.4 环境功能区划和评价标准.....	19
2.5 评价工作等级与评价范围.....	26
2.6 评价重点.....	34
2.7 环境保护目标.....	34
2.8 相关规划、政策法规等符合性分析.....	35
3 建设项目概况与工程分析	63
3.1 工程基本情况.....	63
3.2 油气田概况.....	63
3.3 工程组成.....	68
3.4 工程方案.....	74
3.5 主要建设内容.....	76
3.6 现有工程开发回顾.....	132
3.7 工程分析.....	153
3.8 清洁生产分析.....	207
3.9 污染物排放总量控制.....	218
4 环境现状调查与评价	220
4.1 自然环境概况.....	220
4.2 环境空气现状调查与评价.....	223

4.3 水环境现状调查与评价	225
4.4 声环境现状调查与评价	231
4.5 土壤环境现状调查与评价	233
4.6 生态环境现状调查与评价	238
5 环境影响预测与评价	249
5.1 大气环境影响分析与评价	249
5.2 地表水环境影响分析	258
5.3 地下水环境影响分析与评价	259
5.4 声环境影响分析与评价	272
5.5 固体废物影响分析	279
5.6 土壤环境影响分析	281
5.7 生态环境影响分析	288
5.8 水土流失影响分析	297
5.9 土地沙化影响分析	299
5.10 运输过程影响分析	300
6 环境保护措施及其可行性论证	302
6.1 大气污染防治措施	302
6.2 水环境保护措施	304
6.3 地下水环境保护措施	306
6.4 噪声污染防治措施	310
6.5 固废污染防治措施	311
6.6 土壤污染防治措施	317
6.7 生态环境保护措施	319
6.8 温室气体管控措施	326
6.9 生态恢复方案	329
6.10 水土保持方案	333
6.11 防沙治沙方案	335
6.12 防洪措施	337
6.13 环保投资分析	337

6.14 环境影响经济损益分析	338
7 环境风险评价	341
7.1 评价依据	341
7.2 风险潜势初判及评价等级	342
7.3 环境风险识别	343
7.4 环境风险影响分析	355
7.5 环境风险防范措施	360
7.6 风险事故应急处理措施	368
7.7 环境风险管理	371
7.8 突发环境事件应急预案	373
7.9 环境风险评价小结	376
8 环境管理与监测计划	379
8.1 环境管理	379
8.2 企业自主验收	388
8.3 环境信息公开	396
8.4 环境监测计划	396
8.5 污染物排放清单	400
9 环境影响评价结论与建议	403
9.1 结论	403
9.2 要求与建议	408

附件：

附件 1：环评委托书；

附件 2：关于新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书的审查意见；

附件 3：现有项目环保手续；

附件 4：依托工程相关环保手续；

附件 5：克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司经营许可证；

附件 6：新疆油田公司采气一厂突发环境事件应急预案备案；

附件 7：环境监测报告；

附件 8：建设项目环境影响报告审批基础信息表。

1 概述

1.1 建设项目情况

中佳油气田中佳 2_H 区块位于小拐镇附近，行政上隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻，区域构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南翼。

为满足中佳 2_H 区块整体开发，以及周边勘探评价区块探井试采的需要，本工程在中佳 2_H 区块进行地面工程建设。根据《中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整地面工程方案》，本项目计划在中佳 2_H 区块共部署 5 口采气井，其中，新钻水平井 4 口，评价井 ZJHW205 转为生产井，对已建 ZJHW201 井、ZJHW213 井井场改造。新建集输管线 6.65km，新建 1 座天然气处理站，新建天然气外输管道 11km。新建 1 座 35kV 变电站，35kV 供电线路 50km，10kV 供电线路 52km。新建道路 7.59km。配套自控系统、通信、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

1.2 环境影响评价技术路线

本项目为陆地天然气开采项目，为中佳油气田滚动开发的扩边工程，本项目 ZJHW205 井、ZJHW217 井、ZJHW218 井位于已进行过环境影响评价的老区块内，ZJHW215 井、ZJHW216 井位于未进行过产能开发的新区块，占地类型为其他草地、人工牧草地，具体本项目区块与“一张图”位置关系见图 1.2-1。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“五、石油和天然气开采业 07、陆地天然气开采 0721—新区块开发；年生产能力 1 亿立方米及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，本项目 ZJHW215 井、ZJHW216 井位于未进行过产能开发的新区块，因此，应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2024 年 4 月委托南京国环科技股份有限公司开展《中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整地面工程环境影响报告书》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，进行了现场踏勘和资料

收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。再进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于 2024 年 6 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

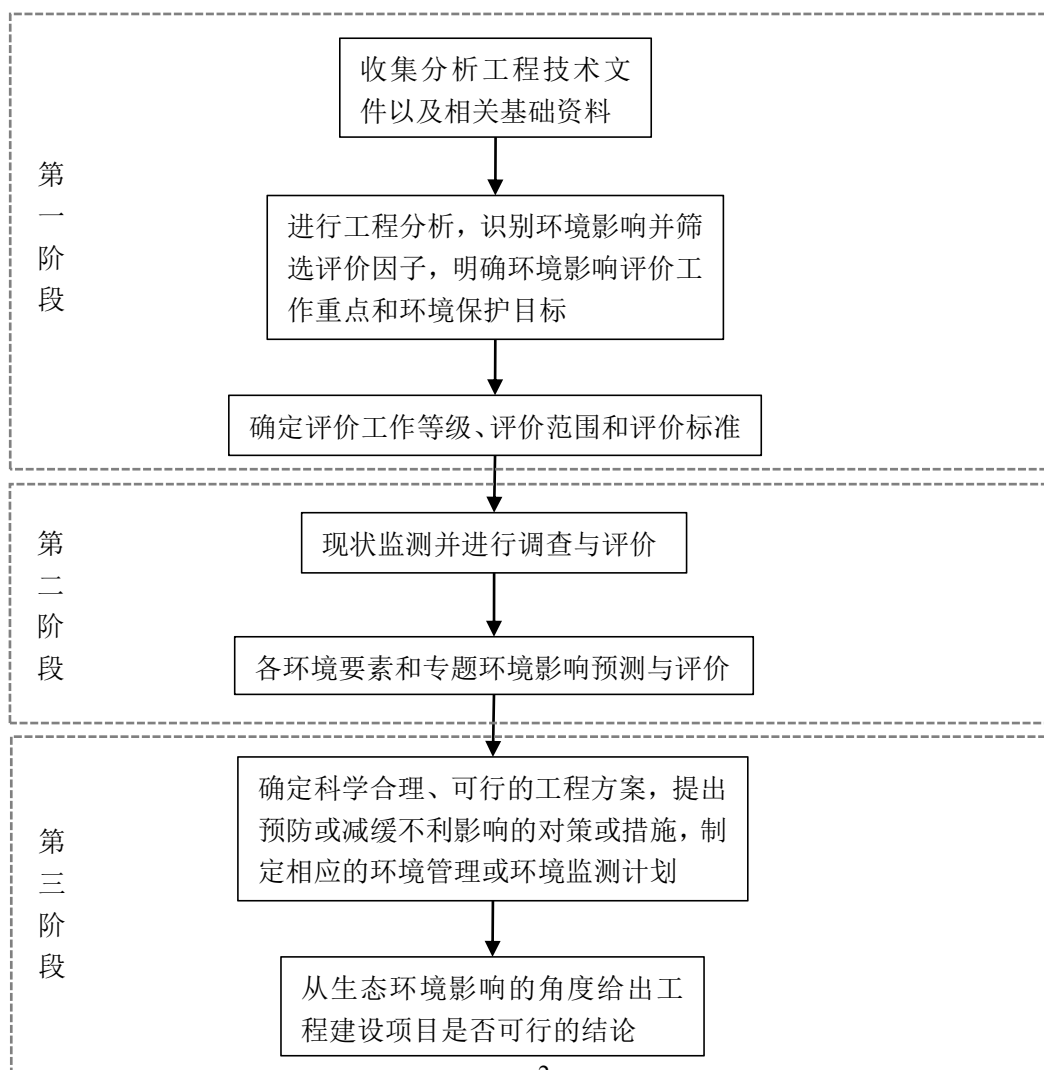


图 1.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建工程为石油天然气开采项目，结合《产业结构调整指导目录》（2024 年本），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气开采”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

拟建工程属于采气一厂油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《克拉玛依市生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》。拟建工程不涉及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建工程不在生态保护红线内，运营期采出液密闭输送，从源头控制有机废气无组织排放，废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。本项目满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为气田开采项目，环境影响主要来源于钻井作业、井下作业、油气集输、油气处理、管道、道路和架空线路等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境保护目标为评价范围内植被，无重大环境制约问题。

根据气田产能建设项目的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

(1) 工程建设占地对生态环境的影响程度；

- (2) 工程建设和运行过程中产生的废气对当地大气环境的影响；
- (3) 工程建设过程中产生的废水、压裂返排液和生活污水的环境影响和处置方式，依托工程的可行性、有效性和可靠性；
- (4) 运行过程中产生的固体废物处置方式及依托工程的可行性；
- (5) 钻井施工以及运营期集输过程中各类声源对周边声环境的影响；
- (6) 关注施工过程中施工场地“跑、冒、滴、漏”对浅层地下水环境的影响以及污染防治措施的可行性、有效性；
- (7) 环境风险影响及措施的可行性。

重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、管道泵撬的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。本工程涉及的风险物质主要包括天然气、凝析油、柴油，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策，符合新疆、克拉玛依市相关规划。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度分析，项目建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的、原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运营期和退役期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油气田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性；

(5) 分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 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

贯彻执行国家和地方环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务建设项目环境管理。

(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。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要

环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家法律法规与条例

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015 年 1 月 1 日施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 10 月 26 日实施）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；
- (5) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 588 号，2011 年 1 月 8 日）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（13 届全国人大常委会第 32 次会议通过，2022 年 6 月 5 日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020 年 9 月 1 日实施）；
- (8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；
- (9) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (10) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；
- (11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；
- (12) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- (13) 《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8 月 26 日实施）；
- (14) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令 653 号，2014

年 7 月 29 日)；

(15) 《中华人民共和国水法》(2016 年修订, 2016 年 7 月 2 日施行)；

(16) 《中华人民共和国防洪法》(12 届人大第 21 次会议, 2016 年 7 月 2 日实施)；

(17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(国务院令第 687 号, 2017 年 10 月 7 日)；

(18) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订, 2017 年 1 月 1 日实施)；

(19) 《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 年 10 月 1 日)；

(20) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 7 日)；

(21) 《危险化学品安全管理条例》(国务院令 645 号, 2013 年 12 月 7 日)；

(22) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 6 月 5 日起实施)；

(23) 《突发环境事件信息报告办法》(环境保护部(第 17 号), 2011 年 4 月 18 日)；

(24) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令第 16 号, 2020 年 11 月 30 日)；

(25) 《国家重点保护野生植物名录》(2021 年)；

(26) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函(2019)910 号)；

(27) 《国家危险废物名录》(环境保护部第 15 号令, 2020 年 11 月 25 日)；

(28) 《危险废物污染防治技术政策》(环境保护部 2001 年第 199 号公告, 2001 年 12 月 17 日施行)；

(29) 《产业结构调整指导目录》(2024 年本)；

(30) 《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 年 7 月 3 日)；

(31) 《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 年 8 月 7 日）；

（32）《中华人民共和国突发事件应对法》（10 届人大第 29 次会议，2007 年 11 月 1 日）；

（33）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；

（34）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日）；

（35）《中华人民共和国矿产资源法》（中华人民共和国主席令 2009 年第 18 号，2009 年 8 月 27 日起施行）；

（36）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 实施）；

（37）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日施行；

（38）《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）；

（39）《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；

（40）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35 号，2011 年 10 月 17 日）；

（41）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017 年 2 月 7 日印发）；

（42）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）；

（43）关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知（环发〔2014〕197 号）；

（44）《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》（中发〔2018〕17 号，2018 年 6 月 16 日）；

（45）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）；

- (46) 《排污许可管理条例》（2021 年 1 月 24 日国务院令 第 736 号发布，2021 年 3 月 1 日起实施）；
- (47) 《排污许可管理办法》（2018 年 1 月 10 日环境保护部令 第 48 号发布）；
- (48) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（环境保护部第 15 号，2018 年 2 月 8 日发）；
- (49) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（生态环境部第 53 号，2021 年 11 月 8 日）；
- (50) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国务院 2021 年 12 月 28 日）；
- (51) 国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）。

2.2.2 地方法律法规及文件

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018 年 9 月 21 日实施）；
- (2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；
- (3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；
- (4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》（自治区人民政府办公厅，新政办〔2001〕147 号，2001 年 9 月 30 日）；
- (5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018 年 9 月 21 日）；
- (6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号）；
- (7) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）；
- (8) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022 年 9 月 18 日修订）；
- (9) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；

(10) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》(新疆维吾尔自治区人民政府办公厅, 2017 年 3 月 7 日印发);

(11) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》(根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议修正, 2020 年 9 月 19 日实施);

(12) 关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4 号);

(13) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》(2018 年 8 月);

(14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(15) 《新疆生态功能区划》(新政函〔2005〕96 号, 2005 年 7 月 14 日);

(16) 《新疆水环境功能区划》(新政函〔2002〕194 号, 2002 年 11 月 16 日);

(17) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》(2021 年 12 月 24 日);

(18) 《克拉玛依市生态环境保护“十四五”规划》(2022 年 9 月 7 日);

(19) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》(2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过);

(20) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告〔第 40 号〕, 自 2017 年 7 月 1 日起施行);

(21) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(13 届人大第 7 次会议, 2019 年 1 月 1 日);

(22) 《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);

(23) 《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);

(24) 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 年 4 月 17 日);

(25) 《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)》(2018 年 9 月 21 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会

第六次会议)；

(26) 《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133号，2018年9月6日)；

(27) 《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年7月1日)；

(28) 《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年7月29日)；

(29) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》(2024年6月)；

(30) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号，2018年12月20日)；

(31) 自治区党委、人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》(新党发〔2018〕23号，2018年9月4日)；

(32) 《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162号，2020年9月1日)；

(33) 转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发〔2020〕142号，2020年7月30日)；

(34) 《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号)；

(35) 《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；

(36) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

(37) 《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021年9月；

(38) 关于印发《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知(新克政发〔2024〕22号)。

2.2.3 技术标准及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (9) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (10) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (12) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (13) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日）；
- (16) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (17) 《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (18) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）；
- (19) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；
- (20) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；
- (21) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (22) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）；
- (23) 《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年 10 月 1 日）；
- (24) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）

- (25) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；
- (26) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (27) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (28) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

2.2.4 委托书及相关技术资料

- (1) 委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2024 年 4 月 18 日；
- (2) 《中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整方案》（2024 年 4 月）；
- (3) 《中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整地面工程方案》（2024 年 5 月）。

2.3 环境影响因素识别和评价因子确定

2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输及天然气外输管线敷设、天然气处理站建设、35kV 变电站建设、道路建设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在，逐步恢复；二是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输气管线、井场及站场发生凝析油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动，这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表 2.3-1~表 2.3-4。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		占地	钻前工程	钻井工程					储层改造工程					油气集输、外输工程 (管线敷设)				油气处理工程			
			废气	废气	废水	噪声	固废	环境 风险	废气	废水	噪声	固废	环境 风险	废气	废水	噪声	固废	废气	废水	噪声	固废
			施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	钻井废水	发电机、钻机和各类泵的噪声	岩屑、机械设备废油	井喷井漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	废压裂返排液	发电机各类泵的噪声	机械设备废油、废弃防渗膜	井喷、套管破损	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	施工废水	施工设备、车辆等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾
污染影响	大气环境	○	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	○	+	+	○	○	+
	地表水	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	○	+	+	○	+	○	+	+	○	○	○	+	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+
生	土壤环	++	○	○	○	○	+	++	○	++	○	+	++	○	+	○	+	○	+	○	+

态 影 响	境																					
	野生植 物	+	+	+	○	○	+	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	+	
	野生动 物	+	○	○	○	+	○	+	○	○	+	○	+	○	○	+	○	○	○	+	○	
生态环 境自然 景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		占地	采气、油气集输、油气处理、外输工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类、甲烷(CH ₄)、二氧化碳(CO ₂)、食堂油烟	采出水、井下作业废水、排污撬废水、拖洗废水、生活污水	站场设备等噪声	含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废弃防渗膜、乙二醇废液、生活垃圾	天然气、凝析油泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪声	拆除的管道、废旧设备等
污染影响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	生态环境自然景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4 建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

油气集输工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)
油气处理工程	施工期	颗粒物、焊接烟尘、SO ₂ 、NO _x	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目位于新疆克拉玛依市，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内地表水体为玛纳斯河下游的分流，位于项目区块的东侧，最近距离为 95 米（ZJHW215 井、ZJHW216 井东距玛纳斯河分流 95 米，天然气处理站东距玛纳斯河分流 740 米）。

根据《中国新疆 水环境功能区划》，玛纳斯河（克拉玛依市段）未划定水功能区划，考虑到玛纳斯河（克拉玛依市段）为玛纳斯河（肯斯瓦特—135 团 7 连段）下游区域，根据区划，玛纳斯河（肯斯瓦特—135 团 7 连段）为Ⅲ类水体，因此玛纳斯河（克拉玛依市段）参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水质控制。

表 2.4-1 地表水功能区划

流域	水系	水体	水域	长度/km	控制城镇	现状使用功能	现状水质类别	规划主导功能	功能区类型	水质目标	断面名称	断面级别	重点城市	备注
内流区	准噶尔内流区	玛纳斯河	肯斯瓦特-135 团 7 连	308.1	玛纳斯县、沙湾县、石河子市	工业、农业用水	Ⅲ	景观娱乐用水	景观娱乐用水区	Ⅲ	乔汗	建议	否	现状工业用水，不降低现状水质，高标准保护

（2）地下水：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类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

2.4.1.3 声环境

本项目区块西南距 136 团 3 连 3.6km，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，划分为 2 类声环境功能区。

2.4.1.4 土壤环境

本项目位于准噶尔盆地腹部，项目区占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—18.大拐—小拐农业开发生态功能区。

（2）水土流失区划

根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》及《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区不在水土流失重点预防区和重点治理区范围内。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目气田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行。

具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本 污染 物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
24 小时平均		75			

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源	
	NO ₂	年平均	40	mg/m ³		
		24 小时平均	80			
		1 小时平均	200			
	CO	24 小时平均	4			
		1 小时平均	10			
	O ₃	日最大 8 小时平均	160			μg/m ³
		1 小时平均	200			
特征污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》	

2.4.2.2 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准

环境要素	项目	标准值		标准来源
		单位	数值	
地下水	pH	无量纲	6.5~8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)中III类标准
	总硬度	mg/L	450	
	溶解性总固体		1000	
	氟化物		1	
	挥发酚		0.002	
	耗氧量		3	
	硝酸盐氮		20	
	亚硝酸盐氮		1	
	硫酸盐		250	
	氨氮		0.5	
	氰化物		0.05	
	氯化物		250	
	六价铬		0.05	
	砷		0.01	
	汞		0.001	
	铁		0.3	
	锰		0.1	
	铅		0.01	
	钠		200	
	镉		0.005	
	石油类		0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准

2.4.2.3 声环境质量标准

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.2.4 土壤环境质量标准

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。项目占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值。

具体标准值见表 2.4-4、表 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
基本项目（重金属和无机物）		
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28

31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃	4500

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	5.5<pH≤6.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

(1) 施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m³ 限值要求。

(2) 运营期

油气开采过程中井场、站场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；食堂油烟执行《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）标准限值。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准一览表 （单位：mg/m³）

阶段	污染物	监控点	标准值	标准来源
施工期	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	非甲烷总烃	场站边界	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	食堂油烟	/	2.0mg/m ³	《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）标准限值

2.4.3.2 废水排放标准

(1) 施工期

本项目施工期钻井废水采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，完井后剩余泥浆由钻井队交给专业公司回收利用，无钻井废水外排。管道试压废水为清水，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水降尘。施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托施工单位集中公寓，施工现场无生活污水产生。

(2) 运营期

本项目产生的采出水、井下作业废水、拖洗废水、排污撬废水进罐收集后通过罐车拉运至红山嘴油田原油处理站，在红山嘴油田原油处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-7；餐饮废水、生活污水经本项目新建化粪池收集暂存后送至克拉玛依市第二污水处理厂处理，生活污水需满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准。

表 2.4-7 碎屑岩油藏注水水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm ²	<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量, mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0

悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076				

表 2.4-7 《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 单位: mg/L , pH 除外

序号	污染物	限值	序号	污染物	限值
1	pH	6~9	4	COD	500
2	SS	400	5	$\text{NH}_3\text{-N}$	-
3	BOD_5	300	-	-	-

2.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期: 施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)。

(2) 营运期: 厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区标准, 即昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A)。

噪声标准限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向:

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB 5085.1~7)、《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(公告 2021 年第 66 号);

危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)进行监督和管理;

含油污泥的处理需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/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)、《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T 301-2016)、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)中的要求。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 环境空气

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定,分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物),及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$,其中 P_i 定义为:

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值,如项目位于一类环境空气功能区,应选择相应的一级浓度限值;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。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型,可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度,能够考虑地形、熏烟和建筑物下陷的影响,可以输出 1h、8h、24h 及年均地面浓度最大值,评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件,利用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

表 2.5-2 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（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		43.6
最低环境温度/°C		-36.3
土地利用类型		水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

筛选结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	下风向最大质量浓度占标率 $P_{\text{max}}/\%$	下风向最大质量浓度出现距离/m	$D_{10}\%/\text{m}$	评价等级	评价范围
无组织排放	单井井场	非甲烷总烃	15.314	0.007	26	0	三级	不需设置
	双井井场	非甲烷总烃	54.115	2.705	26	0	二级	2.5km
	ZJHW2 13 井采出液储罐大小呼吸	非甲烷总烃	15.153	0.007	26	0	三级	不需设置
	ZJHW2 13 井采出液装载过程	非甲烷总烃	8.236	0.004	25	0	三级	不需设置
	天然气处理站	非甲烷总烃	22.564	1.128	196	0	二级	2.5km
	凝析油罐车	非甲烷总烃	29.933	1.496	10	0	二级	2.5km

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 $P_{\text{max}}=2.705\%$ ，大于 1% 小于 10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境影响评价等级为二级，确定本次环境空气评价范围为：分别以单井井口、天然气处理站为中心，向采气井、天然气处理站四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 水环境

2.5.2.1 地表水

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在气田正常开采、油气集输、处理过程中，本项目产生的含油污水经红山嘴联合集中处理站处理达标后回注油藏，不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，生活污水送至克拉玛依市第二污水处理厂处理，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

2.5.2.2 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A分级标准，本项目属于天然气开采，属于II类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），“按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照III类建设项目开展地下水环境影响评价”。

因此，本项目井场、天然气处理站、外输首站及外输末站按照II类建设项目开展地下水环境影响评价；单井采气管线、天然气外输管线按照III类建设项目开展地下水影响评价。

表 2.5-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

表 2.5-5 地下水环境影响评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

根据表 2.5-4、表 2.5-5 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。由此判定本项目井场、天然气处理站、外输首站、外输末站、单井采气管线、天然气外输管线地下水评价等级均为三级。

本项目地下水环境影响评价工作等级判定表见表 2.5-6。

表2.5-6 项目地下水环境影响评价工作等级判定表

工程类型	评价等级
井场、天然气处理站、外输首站、外输末站	三级
单井采气管线、天然气外输管线	三级

地下水环境现状评价范围具体见表 2.5-7。

表2.5-7 地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积 (km ²)	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	
三级	≤6	

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目地下水评价范围确定为：以本次开发区块边界为界，西南-东北方向边长15km，西北-东南方向边长8.7km的矩形。地下水评价范围见图 2.5-2。

2.5.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在采气井、天然气处理站。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境影响评价等级为二级。本次噪声评价以采气井、天然气处理站边界向外 200m 作为噪声评价范围。噪声评价范围见图 2.5-3。

2.5.4 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类

别分别判定评价等级。

(1) 土壤污染影响型评价工作等级

①项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“天然气开采（井场、天然气处理站）”属于“采矿业—煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）”，对应项目类别为II类；本项目涉及的集输管线、天然气外输管线属于“交通运输仓储邮政业—其他”，对应项目类别为IV类，无需开展土壤环境影响评价工作。

②占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5-50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目单井、双井平台占地规模为小型；天然气处理站占地规模为中型。具体占地情况见表 2.5-8。

表 2.5-8 本项目井场、天然气处理站占地情况一览表

项目		永久占地面积（ hm^2 ）	占地规模	
采气井场	单井（ZJHW205）	0.12	小型	
	双井平台	ZJHW215、ZJHW216	0.3	小型
		ZJHW217、ZJHW218	0.3	小型
天然气处理站		7.892	中型	

③环境敏感程度

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感和不敏感，判别依据见表 2.5-9。根据现场调查，建设项目周边存在耕地，因此，判定土壤环境敏感程度为“敏感”。

表2.5-9 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 2.5-10），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤环境评价工作等级确定为单井、双井平台、天然气处理站二级。

表2.5-10 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表2.5-11 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
单井、双井平台	二级
天然气处理站	二级

(2) 土壤生态影响型评价工作等级

①环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-12。

表2.5-12 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.5m$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4g/kg$ 的区域	$pH \leq 4.5$	$pH \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5m$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8m$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5m$ 的平原区；或 $2g/kg < \text{土壤含盐量} \leq 4g/kg$ 的区域	$4.5 < pH \leq 5.5$	$8.5 \leq pH < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < pH < 8.5$	

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

根据检测报告，本项目pH值在7.98~8.36之间，不属于酸化或碱化；土壤盐分含量介于1.2g/kg~2.5g/kg之间，介于2g/kg~3g/kg之间，属于轻度盐化，判定本项目敏感程度为“较敏感”。根据表2.5-13，判定本项目土壤生态影响型环境评价工作等级确定为井场、天然气处理站二级。

表2.5-13 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级

不敏感	二级	三级	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作			

表2.5-14 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	生态影响型
天然气开采	二级

(3) 评价范围

①土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤污染影响型调查评价范围为：井场、天然气处理站取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境生态影响型调查评价范围为：井场、天然气处理站取占地范围内及占地范围外 2km 范围。土壤评价范围见图 2.5-4。

表2.5-15 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围①	
		占地范围内②	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

2.5.5 生态环境

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-16。

表 2.5-16 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及

d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为 205648m ² < 20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及前述条款，评价等级确定为三级

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023) 中的相关规定“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场、天然气处理站边界向外延伸 50m，管线工程两侧各 300m。生态评价范围见图 2.5-5。

2.5.6 环境风险

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 B 和附录 C，本项目 Q 值 < 1，环境风险潜势综合等级为 I 级，风险评价等级为简单分析，评价等级为简单分析的项目不设环境风险评价范围。

2.5.7 评价工作等级及评价范围汇总

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-17。

表 2.5-17 评价工作等级及评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	分别以单井井口、天然气处理站为中心，向采气井、天然气处理站四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线，见图 2.5-1
2	地表水	三级 B	—
3	地下水	三级	以本次开发区块边界为界，西南-东北方向边长 14km，西北-东南方向边长 8km 的矩形，见图 2.5-2
4	噪声	二级	以采气井、天然气处理站边界向外 200m，见图 2.5-3

序号	项目	评价等级		评价范围
		污染影响型	生态影响型	
5	土壤	二级	二级	井场、天然气处理站取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，见图 2.5-4
		二级	二级	
6	生态	三级		井场、天然气处理站周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域，见图 2.5-5
7	环境风险	简单分析		/

2.6 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、固体废物环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.1 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、运营期和退役期三个时段，以建设期和运营期两个时段为评价重点。

2.6.2 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井区、天然气处理站、单井采气管线、外输管线。

2.7 环境保护目标

根据资料收集和现场调查，本项目评价范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区，不涉及重点保护物种。评价范围内主要保护目标为玛纳斯河、水浇地、灌木林地、天然牧草地、其他草地和野生动植物。本项目环境保护目标具体情况见表 2.7-1。环境保护目标详见图 2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	保护要求
------	--------	---------------------	------

地表水环境	玛纳斯河分流	ZJHW215、 ZJHW216	东, 95m	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类水体
		天然气处理站	东, 740m	
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响			满足《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中III类标准
土壤环境	调查范围内农用地	井场及调查范围内		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB15618-2018)表1中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	动植物	评价区域内		禁止破坏野生动植物的生境及捕杀野生动物
	水浇地	天然气处理站	西, 170m	严格限制作业带宽度, 减少对周边耕地内农作物的破坏
		ZJHW217、 ZJHW218	东, 60m	
	灌木林地	外输管线占地范围内		减少对植被的破坏
	天然牧草地	井场及调查范围内		
其他草地	井场及调查范围内			

2.8 相关规划、政策法规等符合性分析

2.8.1 与国家产业政策相符性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业, 根据《产业结构调整指导目录》(2024年本), “石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目, 本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施, 对于保障国家能源安全, 促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.2 与相关政策、法规等符合性分析

2.8.2.1 与《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)相符性分析

本项目与《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)相符性分析见表 2.8-1。

表 2.8-1 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目用地不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境	环评要求项目开展工程环境监	符合

	<p>监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。</p>	<p>理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度</p>	
3	<p>煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。</p>	<p>报告要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。</p>	符合
4	<p>煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。</p> <p>煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。</p> <p>鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进行运行管理。</p>	<p>本项目应依法取得环境保护主管部门的审查意见，并按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。</p>	符合
5	<p>开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。</p>	<p>项目应按本报告提出的监测计划实施监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。</p>	符合
6	<p>煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。</p>	<p>项目应取得排污许可证后方可排污。</p>	符合
7	<p>石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。</p> <p>散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。</p>	<p>严格落实中石油 SHEQ 管理措施，平整井场；工程所在地属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。井下作业铺设防渗膜，事故状态下产生的落地油送至天然气处理站凝析油稳定系统处理。</p>	符合
8	<p>石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。</p>	<p>本项目运营作业区人员定期对采气井、站场及管线进行巡检。对管线定期进行腐蚀、泄漏检测，检测出腐蚀管线进行更换，合格管线出具合格报告。</p>	符合
9	<p>石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。</p> <p>对钻井作业产生的污水应当进行回收，</p>	<p>①本项目钻井期钻井一开、二开使用的泥浆为水基泥浆，三开、四开使用油基泥浆，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单</p>	符合

	<p>经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。</p> <p>对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。</p>	<p>位合规处置；油基岩屑收集于岩屑储罐，交由有资质单位处置；</p> <p>②运营期井下作业废水、采出水、拖洗废水及排污撬废水进罐收集后拉运至红山嘴油田原油处理站处理，处理达标后回注油藏，不向外环境排放；生活污水经化粪池收集后送至克拉玛依市第二污水处理厂处理；③落地油 100%回收，回收的落地油送至天然气处理站凝析油稳定系统处理。</p>	
10	<p>石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。</p>	<p>本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；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，并防止油气泄漏污染地下水。</p>	符合
11	<p>运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。</p>	<p>选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。</p>	符合
12	<p>煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。</p> <p>煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。</p>	<p>本环评提出危险废物、含油固体废弃物管理及运输等环节要求，防止污染大气、土壤、水体。</p>	符合
13	<p>煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。</p>	<p>本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产；其余井油气集输均采用密闭管输工艺，采气井→天然气处理站的集输工艺流程；装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理。</p>	符合
14	<p>煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。</p>	<p>本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件</p>	符合

		的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复。	
15	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测，采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害： (一) 对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者回填	本项目报告提出生产期满后的封闭和生态恢复措施要求。	符合
16	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： (一) 建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石； (二) 震裂、压占等造成土地破坏的； (三) 占用土地作为临时道路的； (四) 油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	符合
17	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	本环评在闭井期措施章节提出该要求。	符合
18	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	本次评价要求运营单位更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合

综上所述，本项目符合《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）的相关要求。

2.8.2.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）相符性

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求相符性如下：

表 2.8-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置	项目钻井废水循环利用，井下作业废水拉运至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地质	符合

	率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	术”处理后随钻井队用于后续钻井使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；油基岩屑收集于岩屑储罐，交由有资质单位处置；钻井作业产生的落地油 100%回收处理。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井工程一开、二开使用水基钻井液，三开、四开采用油基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；油基岩屑收集于岩屑储罐，交由有资质单位处置；钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中，严格按照新疆油田公司要求带罐作业，100%回收。压裂返排液进罐收集后拉运至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，不外排。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用。	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放；井下作业废水进罐收集后拉运至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，不外排；落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的含油污泥等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	井下作业必须带罐（车）操作，将落地油 100%进行回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。	符合
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上已建立健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。	符合

9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合
---	---	-------------------------------	----

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求。

2.8.2.3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相符性见表 2.8-3。

表 2.8-3 与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次为新区块开发,包括井场建设、天然气处理站及配套集输管线、外输管线、道路、供配电等地面工程。在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。	本项目运营期井下作业废水、采出水经红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏,不外排,本项目采取了地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染,详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井工程一开、二开使用水基钻井液,三开、四开采用油基钻井液,采用泥浆不落地工艺,泥浆随钻井队用于后续钻井使用;水基岩屑收集于岩屑储罐,由岩屑处置单位合规处置;油基岩屑收集于岩屑储罐,交由有资质单位处置。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施	施工期严格控制占地面积,施工单	符合

	工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	位在占地范围内施工，严格控制和 管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

2.8.2.4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 2.8-4。

表 2.8-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见“3.8”小节。	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，	边开采，边治理，施工期	符合

		及时治理恢复矿区地质环境	临时用地及时平整、恢复。	
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油气藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油气藏分布及环境情况合理布置各采气井、采气管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目钻井工程一开、二开使用水基钻井液，三开、四开采用油基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；油基岩屑收集于岩屑储罐，交由有资质单位处置。	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	项目油气藏不含硫化氢。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目采用密闭集输工艺，采出水、井下作业废水均处理达标后回注油	符合

			藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%。	
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收。	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收。	符合

2.8.2.5 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》

符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》相符性见表 2.8-5。

表 2.8-5 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
(一)	选址与空间布局		
1	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目选址与布局符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，本项目以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
2	在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	本项目属于天然气开采项目。	符合
3	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护区。	符合
(二)	污染防治与环境影响		
1	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期尽量减少施工占地，严格控制施工作业面积，缩短施工时间，落实各项生态环境保护措施；本项目不在环境敏感区。	符合
2	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取	本项目采取密闭集输工艺；装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理；经预测，井场、天然气处	符合

	<p>设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。</p>	<p>理站边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求；本项目不涉及锅炉；本项目天然气中不含硫。</p>	
3	<p>油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。</p>	<p>本项目油气经管道输至天然气处理站进行处理，处理后的产品外售。</p>	符合
4	<p>陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。</p>	<p>本项目生产废水经处理后回注油藏；压裂返排液进罐收集后拉运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理后回注油藏；钻井液随钻井队用于后续钻井使用。</p>	符合
5	<p>涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>本项目生产废水经处理后回注油藏，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。</p>	符合
6	<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经</p>	<p>本项目落地油 100%回收，送至天然气处理站凝析油稳定系统处理；钻井泥</p>	符合

	“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	浆回用于钻井液配备；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；油基岩屑收集于岩屑储罐，交由有资质单位处置；清罐底泥、含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；含油清管废渣交由有资质单位处置；固体废物无害化处置率达到100%。	
7	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	经预测，本项目井场、天然气处理站厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	符合
8	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	本环评对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施提出生态修复措施，并要求满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	符合

2.8.2.6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）符合性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中要求的相符性分析详见表 2.8-6。

表 2.8-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不	本项目防沙治沙评价内容见“6.11”节。	相符

	予受理		
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见“5.7”节和“6.7”节。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》和《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号),项目区不在新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区范围内。	相符

2.8.2.7 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求的相符性分析详见表 2.8-7。

表 2.8-7 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输,接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	项目天然气采出气液采用密闭管线集输至新建天然气处理站进行处理;处理产生的采出水依托红山嘴油田原油处理站进行处理。各接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程	经预测,本项目区块开发边界非甲烷总烃浓度不超过 4.0mg/m ³ 。	相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。		相符

2.8.2.8 与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(公告 2013 年 21 号)中要求的相符性分析见表 2.8-8。

表 2.8-8 与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
----	----	-----	-----

序号	要求	本项目	相符性
1	对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。	建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；紧急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放。	本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产；剩余井采用密闭集输工艺；装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理。	相符
3	废水收集和处理过程产生的含 VOCs 废气经收集处理后达标排放	本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产；其余井采用密闭集输工艺；装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理；采出水通过红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后，回注油藏，不外排。	相符
4	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台账，并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	相符

2.8.2.9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

本项目与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65号）中要求的相符性分析见表 2.8-9。

表 2.8-9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检。	建设单位对管道、阀门、机械设备等进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产；剩余井的采出液采用密闭集输的方式进入天然气处理站，可有效减少挥发性有机气体的排放；凝析油装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理。	相符

序号	要求	本项目	相符性
3	阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于 0.5% 的阀门。	建设单位使用的是泄漏率小于 0.5% 的阀门，并对管道、阀门进行定期检查，对腐蚀、损坏进行及时更换。	相符
4	石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处置，不作为日常大气污染治理设施。	本项目属于油气开采项目，本项目火炬燃烧装置只用于应急处置。	相符
5	企业应按标准要求火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	本项目在火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等。	相符

2.8.2.10 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）相符性分析

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）中要求的相符性分析见表 2.8-10。

表 2.8-10 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	优化含 VOCs 原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs 含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs 含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs 含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行 VOCs 含量限值标准。	本项目属于陆地石油开采项目，不属于高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目。	相符
2	深化扬尘污染综合治理。鼓励经济发达地区 5000 平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到 2025 年，装配式建筑占新建建筑面积比例达 30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达 80% 左右，县城达 70% 左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造。	本项目主要是场地平整、井场设备安装，管道施工所引起的扬尘。在施工过程中，作业场地将采取围挡、大风天气禁止施工，对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布，车辆进出、装卸场地时应用水将轮胎冲洗干净，硬化道路，施工现场定期洒水降尘等，通过采取相应的措施减少扬尘的污染。	符合

序号	要求	本项目	相符性
3	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本项目本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产；剩余井油气集输均采用密闭管输工艺，采气井→天然气处理站的集输工艺流程。接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施；凝析油装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理；建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况产生。	符合

2.8.3 相关规划符合性分析

2.8.3.1 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“实施能源资源安全战略”，按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

本工程属于陆地天然气开采建设项目，符合规划中夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

2.8.3.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》：

建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促

进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目为准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南斜坡中佳 2_H 区块，项目建成后将新建天然气产能 $1.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。项目的开发与建设《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

2.8.3.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

本项目位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，所在区域属于天山北坡地区，为国家级重点开发区域，本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。见图 2.8-1。

2.8.3.4 与《新疆生态功能区划》相符性分析

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—18.大拐—小拐农业开发生态功能区。本项目在新疆生态环境功能区划图中的位置详见图 2.8-2，其生态功能见表 2.8-12。

表 2.8-12 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区	18 大拐—小拐农业开发生态功能区	克拉玛依市	荒漠化控制、农产品生产	土壤盐渍化、底土粘重、废水污染、风大多沙、	土壤盐渍化轻度敏感	保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染	分期开发、逐步实施和完善防护林体系、土壤培肥改良、治理污染、农田精量灌溉	建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地

相符性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对项目区域的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。

总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

2.8.3.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析见表 2.8-13。

表 2.8-13 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	相符性
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量。	本项目无组织废气排放涉及 VOCS 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
2	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目不属于“高污染、高风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上限要求；符合“三线一单”的要求。	符合
3	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施。	符合
4	积极引导重点产废企业自建危险废物利	本项目运营期含油污泥不在站	符合

	用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	内暂存，直接委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运处置；落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理；废润滑油回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理；废弃防渗膜、清管废渣、乙二醇废液定期委托有资质的单位进行无害化处置。	
5	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	采气一厂已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度。	符合
6	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	采气一厂已积极开展了第三轮清洁生产审核工作，审核过程中已工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订，且第三轮清洁生产审核已通过竣工验收，目前正在开展第四轮清洁生产审核。	符合
7	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	采气一厂已编制了《新疆油田分公司采气一厂玛河气田突发环境事件应急预案》并进行了备案工作，定期开展了应急演练工作。	符合

2.8.3.6 与《克拉玛依市生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《克拉玛依市生态环境保护“十四五”规划》：

持续深化工业污染防治。一是加强挥发性有机物（VOCs）污染治理，抓好 VOCs 和氮氧化物协同治理。重点推进石油开采、石油炼化、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 污染防治，完成 VOCs 减排任务。开展 VOCs 整治行动，严厉打击违法排污行为，对治理效果差、技术服务能力弱、运营管理水平低的治理单位，公布名单，实行联合惩戒，扶持培育 VOCs 治理和服务专业化规模化龙头企业。

加强油（气）资源开发集中区域土壤环境风险管控。以克拉玛依油田为重点，加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用。

相符性分析：本项目属于天然气开采项目，本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产，其余井采用密闭集输工艺，运行期管理单位会定期对井场、管线、站场、阀门等进行检查；凝析油装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理。项目区无组织 VOCs 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；本项目含油污泥委托有资质单位处置，落地油 100%回收。项目与《克拉玛依市生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

2.8.3.7 与《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

根据《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》：

“全力保障新疆油田公司增储上产。进一步加大常规油气、页岩油、油砂等资源的勘探开发力度，提高勘探开发技术与效率，扩大勘探区域”。

本项目实施后可增加天然气的产能，符合规划及纲要中的相关要求。

2.8.3.8 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

（1）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于 2020 年 11 月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于天然气加快发展工程。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，十四五期间天然气主要通过以老区加密及未动用储量开发为主，部署勘探开发井 103 口，新建产能 45.6 亿方。其中：克拉美丽气田探明未动用及周缘累计建产 6.6 亿方，产气 47.8 亿方，沙湾凹陷（中佳）建产 6 亿方，前哨井区新建产能 4.95 亿方，南缘区域新建产能 28 亿方。本项目属于“中佳区块”，运营后属于新疆油田分公司采气一厂管辖，符合规划要

求。

(2) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于 2022 年 12 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252 号）。项目与审查意见符合性分析详见表 2.8-14。

表 2.8-14 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目建设不在生态保护红线内，符合克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区。	符合
3	严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害	①本项目钻井期一开、二开使用水基钻井液，三开、四开采用油基钻井液，采用泥浆不落井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由	符合

	<p>化的处理要求,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。</p>	<p>岩屑处置单位合规处置;油基岩屑收集于岩屑储罐,交由有资质单位处置;②运营期井下作业废水、采出水进罐收集后拉运至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏,不外排;③落地油 100%回收,回收的落地油送至天然气处理站凝析油稳定系统处理。</p>	
4	<p>加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>	<p>本报告提出了生态保护及恢复措施,详见“6.7”“6.9”节。</p>	符合
5	<p>加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。</p>	<p>本报告已提出跟踪监测计划。</p>	符合

2.8.4 与“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

2.8.4.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》,自治区共划定 1323 个环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。

(1) 优先保护单元 465 个: 主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土沙化防控区、水土流失

防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

(2) 重点管控单元 699 个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

(3) 一般管控单元 159 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域属于克奎乌-博州片区，属于一般管控单元，具体位置关系详见图 2.8-3。本项目为陆地天然气开采项目，符合一般管控单元的发展方向。

2.8.4.2 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）相符性分析

①总体要求

表 2.8-15 本项目与“七大片区”总体要求相符性一览表

序号	管控要求		本项目	相符性
1	空间布局约束	严格执行国家、自治区产业政策和环境准入要求，严禁“三高”项目进新疆，坚决遏制“两高”项目盲目发展。	本项目为油气田开发，不属于“三高项目”。	符合
2	污染物排放管控	提升土壤环境监管能力，加强污染地块安全利用监管。强化工矿用地管理，严格建设用地土壤环境风险管控。	本评价已提出土壤监测要求，严格落实本评价提出的风险防范后，可以有效降低采出液对土壤的污染风险，属于可控范围。	符合
3	环境风险防控	禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格落实危险废物处置相关要求。加强重点流域水环境风险管控，保障水环境安全。	本项目产生的油泥、事故状态下产生的落地油属于危废，油泥经过收集后委托有资质的单位进行处置；落地油送至天然气处理站凝析油稳定系统处理。	符合
4	资源	优化能源结构，控制煤炭等化石能源使用	本项目钻井使用的水	符合

开发利用效率	量，鼓励使用清洁能源，协同推进减污降碳。全面实施节水工程，合理开发利用水资源，提升水资源利用效率，保障生态用水，严防地下水超采。	基钻井液循环利用，可以有效提升水资源利用效率。
--------	--	-------------------------

②克奎乌-博州片区管控要求

克奎乌-博州片区包括克拉玛依市、奎屯市、乌苏市和博尔塔拉蒙古自治州。

严格落实“奎-独-乌”联防联控区内有关法规政策要求。“奎-独-乌”联防联控区和克拉玛依市所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准。强化与生产建设兵团第七师的联防联控，确保区域环境空气质量持续改善。

加强艾比湖、赛里木湖周边地区、博尔塔拉河流域生态防护林地保护，维护区域生物多样性功能。开展奎屯河流域地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。

持续推进山区森林草原和准噶尔盆地南缘防沙治沙区域的生态恢复治理工作。煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。

强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。

2.8.4.3 与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023版）》，全市共划定环境管控单元45个（不含兵团），分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元18个，占全市国土面积的3.90%。主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、自然公园、重要湖库等一般生态空间管控区。优先保护单元中的生态保护红线区要严格按照国家和自治区生态保护红线管理相关规定进行管控；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元15个，占全市国土面积的4.79%。主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优

化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量下降、生态环境风险高等问题。

一般管控单元12个，占全市国土面积的91.29%。主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目位于克拉玛依市，属于克拉玛依市克拉玛依区一般管控单元（ZH65020330004），具体如图 2.8-4 所示，管控要求相符性详见表 2.8-16。

表 2.8-16 项目与克拉玛依市“三线一单”管控要求相符性分析

环境管控单元类别	管控要求	本项目	相符性	
一般管控单元	空间布局约束	1、执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求。	本工程为《产业结构调整指导目录》（2024 年本）中鼓励类项目；本项目不属于石化、化工等挥发性有机物排放重点行业建设项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目；施工期扬尘采用洒水降尘措施，运输车辆加盖篷布；本项目不占用基本农田；	相符
	污染物排放管控	1、执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中污染物排放管控的相应管控要求。	本项目属于天然气开采项目；ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产，其余井采用密闭集输工艺，可减少 VOCs 的排放；运营期采出水、井下作业废水、天然气处理站拖洗废水、排污撬废水均运至红山嘴油田原油处理站处理，处理达标后回注油藏。餐饮废水经隔油池处理后与生活污水经化粪池收集后送至克拉玛依市第二污水处理厂处理；本项目含油污泥、清管废渣、废弃防渗膜委托有资质单位处置，废润滑油、落地油送至天然气处理站凝析油稳定系统处理，危险废物可做到合规处置；本项目不涉及重金属。	相符
	环境风险管控	1、执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。	本项目不在饮用水水源保护区内；本项目投产后归属采气一厂管辖。中国石油新疆油田分公司采气一厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得第八师生态环境局的备案，备案编号为 660800-2023-004-M；本项目运营期已采取相应环境风险防范措施，减少风险事故的影响；本项目含油污泥、清管废渣、废弃防渗膜、乙二醇废液委托有资质单	相符

			位处置，废润滑油、落地油送至天然气处理站凝析油稳定系统处理，危险废物可做到合规处置；严格落实运营期污染源监测计划；本项目不占用公益林，严格落实报告提出的水土流失措施和各项污染防治措施。本项目位于一般管控单元；本项目废水、固废均合规处置，不向农用地排放。	
	资源利用效率	1、执行克拉玛依市总体管控要求中资源开发利用要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中资源开发利用的相应管控要求。	本项目钻井液、管线试压废水、井下作业废水、采出水及拖洗废水经处理后回用；本项目运营期消耗的能源均为清洁能源（电能及新鲜水），资源消耗水平较低。	相符

2.8.5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）的相关要求符合性分析见表 2.8-16。

表 2.8-16 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目严格按照临时征地范围开展建设工作，项目占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，项目按“用多少、批多少、占多少、恢复多少”的原则施工并进行恢复。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为天然气开采项目，属于能源建设项目，项目会按临时用地使用期限开展工作。	符合
3	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目为天然气开采项目，先办理临时用地手续，后续转入生产使用时办理永久用地手续。	符合
4	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后，会拆除临时建（构）筑物，使用耕地的复垦为耕地，施工结束后对临时占用的土地进行平整，并采用能适应项目区自然条件的种类进行植被恢复。	符合

2.8.6 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）的相关要求符合性分析见表 2.8-17。

表 2.8-17 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	本项目向大气排放的污染物主要为非甲烷总烃，本报告已制定了环境监测计划，在项目建成运营后建设单位委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测，并保留原始监测数据。	符合
2	禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目为天然气开采项目，不属于高污染工业项目，项目建设过程中未使用淘汰类的工艺、设备。	符合
3	产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油方式生产，其它的井采用密闭集输工艺；凝析油装车废气采用 VCU（油气燃烧装置）处理。	符合
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本报告要求项目建成运行后，在设备检修、维修时要严格按照相关技术规范操作，减少挥发性有机气体的排放。	符合

2.8.7 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

2.8.7.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。本工程对敏感区域及敏感目标进行避让，工程选址做到以下内容：

①新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；

②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；

③道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

④线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

⑤本项目植被覆盖度约为 40%左右，井场、站场、道路、集输管线及外输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。不占用、不破坏国家及新疆地方重点保护植物；

⑥本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围以内；

⑦本项目土地利用占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，不占用生态保护红线、基本农田、公益林等环境敏感区；

⑧本项目总占地面积为 391458.4m²，其中永久占地 120655.5m²，临时占地 270802.9m²。施工结束后对临时占地进行平整恢复，妥善处置施工期产生的废水、固废等，减少对土壤的扰动。

⑨本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑩本项目所在区域地势平坦，地震烈度为VII度，抗震设防烈度为 7 度，地质稳定性较好。

⑪本项目符合《克拉玛依市国土空间总体规划（2021-2035年）》，位于规划内的油气生产区。

2.8.7.2 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是单井采气管线、天然气外输关系。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型主要为农作物、红皮沙拐枣荒漠、花花柴草甸、芦苇草甸，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物；

②本项目管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行，同时集输管线开挖临时作业宽度控制在 15m 内，外输管线开挖临时作业宽度控制在 12m 内，严格控制土壤扰动面积；

③本项目管线建设距离油气田道路均较近，项目区野生动物极少出入油气田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响；

④管道穿越油气区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。穿越沥青路采用顶管方式。

⑤项目区年降蒸发量2287.7mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑地边埂，施工结束尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合克拉玛依市“三线一单”的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

3 建设项目概况与工程分析

3.1 工程基本情况

项目名称：中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整地面工程

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：中佳气田中佳 2_H 区块位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南翼，行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。中心点经纬度坐标：E85°11'34.702"，N45°11'1.384"。地理位置见图 3.1-1

产能规模：新建产能 $1.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$

产品：天然气

建设周期：项目计划施工期为 2024 年 10 月至 2026 年 2 月。

3.2 油气田概况

3.2.1 油气田范围

中佳气田中佳 2_H 区块位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南翼，行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，距克拉玛依市中心城区南偏东约 54km 处，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。（见附图 3.2-1）。

试气产能不佳，试产期间表现出产量低、压力下降快、稳产能力差的特征，试产资料和复压试井解释表明储层具有渗透率低、泄流半径短、单井控制储量小等特点。针对直井试气产能低的实际情况，2013 年部署上钻中佳 2_H 水平井，目的在于提高单井产量。2014 年 7 月 12 日进行试采，该井初期产量较高，后期基本保持稳产。截止 2020 年 9 月 30 日，累计产油 $2.34 \times 10^4 \text{t}$ ，累计产气 $0.27 \times 10^8 \text{m}^3$ ，水平井提产试验初获成功，也进一步展现出该区的勘探开发潜力，2016 年上交天然气控制储量 $70.89 \times 10^8 \text{m}^3$ ，控制含气面积 9.8km^2 。2016~2017 年，在该区块继续深化地质认识，开展研究工作，部署上钻了中佳 6、中佳 7 井，完钻试气均获工业气流，2018 年，中佳 6 区块和中佳 7 区块共上交天然气预测储量 $432.67 \times 10^8 \text{m}^3$ ，预测含气面积 35.2km^2 。

3) 2020 年进入开发试验阶段。中佳 2_H 区块佳木河组二段气藏储量规模较大，气藏分布较复杂。为了进一步验证地质认识，优化后续开发部署，加快储量升级并建产动用，2020 年开展水平井提产试验，优选新光 1 井上倾位置部署开发试验水平井 ZJHW201。该井于 2021 年 3 月开钻，7 月完钻，完钻井深 5900m，完钻层位佳木河组二段，水平段长 1200m，录井油层钻遇率 100%，于 2021 年 9 月 20 日试气，9 月 24 日完成 19 级压裂改造，开井后放喷排液求产，10 月 4 日用 9mm 油嘴测试，获油压 32.30MPa，日产气 $23.559 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 34.77t/d，水平井开发提产试验获得成功。

截止 2024 年 7 月，中佳 2 区块共部署了评价井 27 口，其中有 10 口评价井转为产能井。配套建设 1 座露点控制站，形成天然气开采→集输→处理外输的全套生产流程。

3.2.3 地层特征

佳木河组根据岩性、电性特征可分为三段，自下而上为佳木河组一段 (P_{1j1})、佳木河佳二段 (P_{1j2}) 和佳木河佳三段 (P_{1j3})，其中佳木河组三段 (P_{1j3}) 在该区块缺失 (附图 2-1~附图 2-4)。

佳木河组二段 (P_{1j2}) 为本区目的层，自上而下分为 P_{1j2}^1 、 P_{1j2}^2 ， P_{1j2}^3 三个砂层组。

佳二段一砂组 (P_{1j2}^1)：岩性主要为大套褐灰色含浊沸石的凝灰质砂砾岩和薄层杂色泥岩，砾石成份以火成岩块为主。

佳二段二砂组 (P_{1j2}^2)：岩性主要为大套褐色、褐灰色含浊沸石的凝灰质砂砾岩，砾石成份以火成岩块为主。

佳二段三砂组 (P_{1j2}^3)：该套地层在中佳 2_H 区块遭受削蚀，仅工区西南侧的中佳 1 井钻遇该套地层，主要岩性为大套灰色凝灰质砂砾岩和砂岩。

3.2.4 构造特征

中佳 2_H 区块 P_{1j2}^1 顶面构造形态表现为西北高东南低的单斜构造特征，地层倾角 $3^\circ\sim 5^\circ$ 。区内断裂发育，主要分为两组断裂，一组为北西向的逆断裂，一组为近东西向的走滑断裂，断裂相互切割，形成不同的断块，断块局部发育宽缓的鼻状构造；近北西向的拐 13 井东断裂和拐 191 井西断裂控制了佳木河组二段地层的展布，由于这两条断裂的作用，断裂以东佳二段 (P_{1j2}^1) 地层断缺，地层缺失线走向与断裂走向基本一致。

中佳 2_H 井区二叠系佳木河组二段气藏位于中佳 2 井断裂、中佳 7 井西断裂、新光 1 井北断裂、新光 1 井东断裂所夹持的断块内，中佳 2 井断裂是一条贯穿全区的走滑断裂，区内延伸长度约 20.3km，走向近东西向，断至二叠系上乌尔禾组，平面上走滑性质明显，剖面上断距较小。中佳 7 井西断裂、新光 1 井东断裂均为北西向逆断裂，倾向北东；新光 1 井北断裂为近东西向逆断裂，倾向北，三条断裂断距 5m~40m，剖面上具有上陡下缓的特征，深部断距明显增大，断裂在平面和剖面上显示清楚。

3.2.5 储层特征

中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段一砂组储层粒间填隙物以浊沸石为主（含量 1.0%~20%，均值 7.45%），其次为石膏（含量 3.0%~6.0%，均值 4.5%）、方解石（含量 1.0%~10%，均值 4.42%）、泥质（含量 1.0%~12%，均值 2.61%）、绿泥石（含量 1.0%~20%，均值 2.0%）、硅质（含量 1.0%）等胶结物。储层所含粘土矿物类型以绿泥石为主（相对含量 55.31%），其次为伊蒙混层（相对含量 10.13%）、伊利石（相对含量 9.25%）、高岭石（相对含量 4.22%）。

通过样品分析，中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段一砂组储层孔隙度范围在 3.9%~21.11%，平均值为 13.22%，中值为 12.22%；渗透率范围在 0.02mD~3430.00mD，平均值为 22.62mD，中值为 12.6mD。

3.2.6 油气藏流体性质

3.2.6.1 原油物性

中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段 P_{1j2}¹ 气藏探明含气面积内共有 7 口井 42 个原油分析样品，地面原油密度 0.7651t/m³~0.8462t/m³，平均 0.7995t/m³；50℃粘度 0.89mPa·s~13.03mPa·s，平均 2.98 mPa·s；含蜡量 0.22%~14.61%，平均 5.12%；不含硫；凝固点-10.00℃~28.00℃，平均 7.5℃；初馏点 82.00℃~160.00℃，平均 114.14℃。

综合以上分析结果，中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段 P_{1j2}¹ 气藏地面原油属于轻质常规油。

表 3.2-1 中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段气藏地面原油性质表

区块	计算单元	层位	井数口	样品数个	密度 t/m ³	50℃粘度 mPa·s	凝固点 °C	含蜡量 %	初馏点 °C
中佳 2_H	中佳 2_H	P _{1j2} ¹	7	42	0.7995	2.98	7.5	5.12	114.14

3.2.6.2 天然气物性

中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段 P_{1j2}¹ 气藏为凝析气藏，气藏探明含气面积内共有 7 口井 44 个天然气分析样品，天然气相对密度为 0.5880~0.6267，平均 0.6008kg/m³，甲烷含量为 85.50%~95.60%，平均 93.09%，乙烷含量为 1.63%~3.12%，平均 2.04%，丙烷含量为 0.59%~1.20%，平均 0.78%，氮气含量为 0.95%~11.43%，平均 3.18%，二氧化碳含量为 0%~1.245%，平均 0.10%，无 H₂S。

表 3.2-2 中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段气藏天然气性质表

井区	相对密度	天然气组分 (%)										
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮气	硫化氢
中佳 2_H	0.6008	93.49	2.07	0.81	0.26	0.36	0.14	0.17	1.17	0.10	2.43	-

3.2.6.3 地层水性质

本断块气藏范围内未见水，外围试气结论为水层 1 井 1 层，含油水层 1 井 1 层，含气水层 1 井 1 层，其中 2 口井取得了 4 个合格的地层水资料。根据实际取得地层水分析资料，地层水型均为 CaCl₂ 型，地层水矿化度 11784.88mg/L~20805.24mg/L，平均 14985.82mg/L；氯离子含量 6848.54mg/L~12701.75mg/L。

表 3.2-3 中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段地层水性质表

井层号位	射孔井段	取样日期	密度	主要离子 mg/l	矿化度	水型	P H
------	------	------	----	-----------	-----	----	-----

				t/m ³	K ⁺ 和 Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ₂₊	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HC O ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	mg/l		
中 佳 6	P ₁ j ₂	4990.00~49	2016-0 9-19	1.00 7	2170. 51	2138. 05	35. 68	6848. 54	214. 84	385. 85	0	11793 .47	Ca Cl ₂	6. 5
		98.00	2016-0 9-28	-	2276. 89	2045. 88	30. 26	6883. 72	92.8	455. 34	0	11784 .88	Ca Cl ₂	6. 95
拐 1 3	P ₁ j ₂	4214.00~42	1998-0 6-08	1.02 31	3235. 64	2594. 38	27. 22	9138. 01	324. 32	480. 23	0	15559 .69	Ca Cl ₂	6. 5
		26.00	1998-1 0-08	1.02 31	3117. 65	4520. 22	90. 41	12701 .75	169. 57	411. 27	0	20805 .24	Ca Cl ₂	6

3.2.7 气藏类型

中佳 2_H 区块二叠系佳木河组二段 (P₁j₂¹) 气藏类型为构造气藏，上部以气为主，下部以油为主，判断气藏底界海拔-4329.5m。气藏埋深 4320.0m~4630.0m，中部深度 4475.0m，中部海拔-4175.0m，气藏高度 310.0m，气层驱动类型为弹性驱。

3.3 工程组成

本项目计划在中佳 2_H 区块共部署 5 口采气井，其中，新钻水平井 4 口，评价井 ZJHW205 井转为生产井。对已建 ZJHW201 井、ZJHW213 井井场进行改造。新建集输管线 6.65km，新建 1 座天然气处理站，新建天然气外输管道 11km。新建 1 座 35kV 变电站，35kV 供电线路 50km，10kV 供电线路 52km。新建道路 7.59km。配套自控系统、通信、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

本项目钻井及集输工程主要工程组成见表 3.3-1、天然气处理站主要工程组成见表 3.3-2、外输工程主要工程组成见表 3.3-3。

表 3.3-1 本项目钻井及集输工程主要工程组成一览表

类别	名称	工程量	建设内容	备注
主体 工程	钻前工程		钻井前准备工作，包括井场平整、设备基础修建等，均在井场临时占地范围内实施。	新建
	钻井工程	采气井 4 口	新钻采气井 4 口，均为四开井身结构、水平井。钻井总进尺 25182m，累计施工 405 天，施工人数为 20 人。本项目一开、二开采用水基钻井液，三开、四开采用油基钻井液。	新建
	储层改造工程	射孔、压裂	新钻 4 口井储层改造主要包括射孔、压裂，射孔采用连续油管携带射孔枪、压裂采用裸眼封隔器+投球滑套分段压裂工艺。	新建
	采气工程	新钻采气井井口装置 4 口	新建水平井采气井场 4 座，井场中每口单井设采气树 1 座，井口设保温盒，压力表置于保温	新建

类别	名称	工程量	建设内容	备注
			盒内，井场按照控制系统采用远程终端控制系统。	新建
		评价井转生产井	1 口 新建水平井采气井场 1 座，井场中每口单井设采气树 1 座，井口设保温盒，压力表置于保温盒内，井场按照控制系统采用远程终端控制系统。	
		已建井采气井场改造	2 口 已建 ZJHW201 井增加电加热节流撬；已建 ZJHW213 井设置 70kW 单井式电加热节流撬 1 座，φ1800×7000 计量撬 1 座，60m ³ 立式固定顶储罐 2 座（用于储存分离出的液体），50m ³ 齿轮泵 2 台。	
	油气集输工程	新部署 5 口井集输系统建设工程	4.9km 本工程新建单井采气管道采用 DN65 12MPa 无缝钢管，长度 4.9km，管道保温采用“一步法”成型的“聚氨酯泡沫+硬质聚乙烯防护层”型式，保温厚度 50mm，管底标高-2.0m。	新建
		已建 7 口井集输系统调整工程	1.75km 已建 7 口井集输系统调整工程由已建露点控制站至新建天然气处理站，其中，采用 DN114 10MPa 无缝钢管，长度 700m；采用 DN65 10MPa 无缝钢管，长度 1050m。保温层采用聚氨酯泡沫塑料，黄夹克保温 50mm，防护层采用高密度聚乙烯。管底标高-2.0m。	新建
	穿越工程	单井采气管线	32m 本项目新建单井采气管线穿越气田道路 5 处，穿越已建管线 2 处，穿越长度 32m，穿越方式为顶管穿越。	/
公用工程	供配电	新建 35kV 变电站 1 座，35kV 电力线 50km，10kV 电力线 52km。建设杆塔式变电站 156 座，电线杆 79 座。		新建
	供水	本项目施工期所需新鲜水采用水源井形式供给。		依托
	排水	井下作业废水定期由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理。		依托
	供热	项目施工期冬季不施工，不涉及供热；运营期井口加热采用电加热。		新建
	道路	新建气田公路 3939m，宽度 6m，天然砂砾路面；新建巡井道路 990m，宽度 7m，天然砂砾+土基；新建 35kV 变电站道路 91m，宽度 5m，水泥混凝土路面。		新建
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。	/
			焊接烟气：使用国家合格焊条产品，间歇性少量排放。	/
			柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国家标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。	/
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/
	运营期	集输过程排放的非甲烷总烃：本项目油气集输采用密闭集输工艺，集输过程无组织排放，加强巡检及设备的维护、检修。		新建
		ZJHW213 井储罐储存、装卸过程排放的非甲烷总烃：无组织排放至大气环境。		
废水	施工期	压裂返排液：压裂返排液采用专用收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理，不外排。	依托	

类别	名称	工程量	建设内容	备注	
噪声	运营期		管道试压废水：采用中性洁净水，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘。	/	
			井下作业废水：采用专用收集罐收集后拉至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，不外排。	依托	
	施工期		采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	新建	
			①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建	
	固废	施工期		水基岩屑：水基岩屑经不落地系统处置后进罐收集，委托岩屑处置单位合规处理。	依托
				油基岩屑：油基岩屑经不落地系统处置后进罐收集，委托有资质单位合规处理。	依托
				施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	/
				管线焊接废渣：集中收集后回收处理。	/
				废弃防渗膜、机械设备废油：直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。	依托
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。	/	
		运营期		落地油：井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。	依托
				清管废渣：委托有危废处置资质单位进行处置。	依托
			废防渗膜：委托有危废处置资质单位进行处置。	依托	
			废润滑油：回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。	依托	
环境风险		①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材；③井下作业配备回收罐。	新建		
生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	/		
依托工程	红山嘴油田原油处理站		红山嘴联合站 2022 年 4 月投产，红山嘴油田原油处理站采出水设计规模 2300m ³ /d，实际处理量 1900m ³ /d，剩余处理能力 400m ³ /d，本项目产生采出水、废洗井水、废洗井液、拖洗废水共 88.85m ³ /d，依托可行。压裂返排液设计处理规模 1500m ³ /d，实际处理量 1400m ³ /d，剩余处理能力 100m ³ /d，本次产生压裂返排液 8.68m ³ /d，依托可行。	依托	

表 3.3-2 本项目新建天然气处理站主要工程组成一览表

类别	名称	建设内容	备注
主体工程	进站集气装置	设计气流量 95.7×10 ⁴ m ³ /d，油流量 106.72t/d，水流量 285.02t/d。主要设备有进站生产管汇橇、进站生产分离橇、进站计量管汇橇、进站计量分离橇。	新建
	露点控制装置	设计天然气处理能力 100×10 ⁴ m ³ /d，主要设备包括入口气液分离器、预冷换热器、预冷分离器、低温分离器、醇烃加热器、液烃分离器等，采用注乙二醇防冻、J-T 阀。	新建
	凝析油稳定装置	凝析油稳定设计规模 110t/d。主要设备有闪蒸换热器、油气换热器、凝析油稳定塔、富气压缩机橇、二级三相分离	新建

类别	名称	建设内容	备注	
		器、富气压缩机出口分离器。		
	外输计量装置	外输设计规模 100×10 ⁴ m ³ /d。主要设备有外输汇管、超声波计量装置、限流孔板、切断及放空阀组、调压及放空阀组、露点在线分析仪。	新建	
辅助工程	污油污水回收装置	天然气处理站内设置 1 座低位罐池，罐池内设置 1 座含油污水罐，污油回收罐用于回收装置区含油污水装置检修清洗排污。设置 1 座乙二醇低位罐，用于配制乙二醇溶液，停产检修时用于收集系统中的乙二醇溶液。	新建	
	乙二醇再生及注入装置	装置再生规模为 90kg/h。主要设备有乙二醇再生撬、乙二醇注醇撬、乙二醇配液罐、乙二醇卸车装置。	新建	
	空氮系统	设置空氮站 1 座，生产能力为 50m ³ /h。由空气压缩系统、空气净化系统、变压吸附制氮系统组成。	新建	
	火炬及放空系统	设置高压放空系统、低压放空系统。高压放空设计规模为 100×10 ⁴ m ³ /d，低压放空系统放空量为 2×10 ⁴ m ³ /d。主要设备有放空火炬、火炬塔架、火炬除液器、凝液提升泵撬。	新建	
	燃料气系统	设计规模为 0.2×10 ⁴ m ³ /d。主要设备有燃料气调压计量撬、燃料气调压阀组、燃料气分配汇管、燃料气计量管路。	新建	
	分析化验室	设置分析化验室 1 间，承担生产过程中原料气、过程气、产品气、乙二醇溶液等常规分析工作和新鲜水等水质分析工作。	新建	
	维修间	设置维修间 1 间，用于维修设备。面积 360m ² 。	新建	
	办公生活楼	主要由综合值班室、门卫室、食堂组成。面积 1384.5m ² 。	新建	
公用工程	供配电	新建 35kV 变电站 1 座，35kV 电力线 50km，10kV 电力线 52km。建设杆塔式变电站 156 座，电线杆 79 座。同表 3.3-1。	新建	
	供水	本项目施工期、运营期所需新鲜水采用水源井形式供给。	依托	
	排水	餐饮废水先经隔油池隔油处理后与生活污水汇集于化粪池（60m ³ ）中，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理；采出水、拖洗废水定期由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理。	依托	
	供热	项目施工期冬季不施工，不涉及供热；运营期井口加热采用电加热，天然气处理站采用空气能供热。	新建	
	道路	天然气处理站新建道路 2570m，宽度 6m，水泥混凝土路面。	新建	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。 车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/
		运营期	无组织排放的非甲烷总烃：本项目处理过程均采用密闭输送工艺，加强巡检及设备的维护、检修。	/
			装车废气：本项目凝析油罐车顶部逸散气体进入 VCU（油气燃烧装置）处理后排放。	/
			食堂油烟：厨房安装使用油烟去除率不低于 75% 的油烟净化器，经净化后的食堂烟气从专用烟道排出。	/
	废水	施工期	施工期生产废水经沉淀池沉淀后用于道路洒水降尘。	/
		运营期	采出水：采用专用收集罐收集后拉至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，不外排。	依托

类别	名称	建设内容	备注	
		拖洗废水：采用专用收集罐收集后拉至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，不外排。	依托	
		餐饮废水：经隔油池处理后，输至化粪池暂存，定期送至克拉玛依市第二污水处理厂处理。	依托	
		生活污水：暂存在化粪池，定期送至克拉玛依市第二污水处理厂处理。	依托	
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	/
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	/
	固废	施工期	施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	/
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。	/
		运营期	含油污泥：委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。	依托
			废润滑油：回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。	依托
			乙二醇废液：委托有危废处置资质单位进行处置。	依托
			生活垃圾：经天然气处理站站內垃圾桶收集后定期送至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处置。	依托
	环境风险	天然气处理站设置放空火炬，选用质量、防腐措施合格的储罐，配备消防设施。	/	
生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	/		
依托工程	红山嘴油田原油处理站	红山嘴联合站 2022 年 4 月投产，红山嘴油田原油处理站采出水设计规模 2300m ³ /d，实际处理量 1900m ³ /d，剩余处理能力 400m ³ /d，本项目产生采出水、废洗井水、废洗井液、拖洗废水共 88.85m ³ /d，依托可行。压裂返排液设计处理规模 1500m ³ /d，实际处理量 1400m ³ /d，剩余处理能力 100m ³ /d，本次产生压裂返排液 8.68m ³ /d，依托可行。同表 3.3-1。	依托	
	克拉玛依博达环保科技有限公司	运营期含油污泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。克拉玛依博达环保科技有限公司的经营范围有劳务输出；收集、处置利用危险废物种类为 HW08（矿物油）；污水治理及其再生利用，危货运输；容器（储油罐）清洗等。现有含油污泥处理线采用水—助溶剂萃取法对含油污泥进行无害化处理。设计年处理能力为 118.5×10 ⁴ t/a，实际处理量 35×10 ⁴ t/a，剩余处理能力 83.5×10 ⁴ t/a，本项目 12 口采气井全部投产后预计年含油污泥最大产生量为 65.35t/a，可满足本工程处理需求，依托可行。	依托	
	克拉玛依市第二污水处理厂	克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依市中心城以南 9 公里、217 国道南侧，一期已于 2011 年年底正式投产运营，	依托	

类别	名称	建设内容	备注
		处理规模为 5 万 m ³ /d, 出水水质为《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A。本项目生活污水产生量 4.016m ³ /d, 依托可行。	
	克拉玛依生活垃圾填埋场	克拉玛依生活垃圾填埋场二期位于石西公路 20km 处(奎北铁路以南), 有效库容 223.6×10 ⁴ m ³ , 使用年限约为 10 年。本项目运营期生活垃圾产生量为 0.022t/a, 占比很小, 克拉玛依生活垃圾填埋场可接收本项目运营期天然气处理站人员产生的生活垃圾, 依托可行。	依托

表 3.3-3 本项目外输工程主要工程组成一览表

类别	名称	工程量	建设内容	备注
主体工程	外输管线	11km	新建 1 条中佳天然气处理站至 702 站的天然气管道, 输气量近期为 100×10 ⁴ m ³ /d, 远期为 150×10 ⁴ m ³ /d, 选用直缝高频焊钢管, 管径为 DN350, 设计压力为 6.3MPa。管底标高-2.0m。	新建
	外输首站	1 座	设计来气按 150×10 ⁴ m ³ /d, 外输能力 260×10 ⁴ m ³ /d。由紧急截断系统、放空系统、清管设备组成。	新建
	外输末站	1 座	设计来气按 150×10 ⁴ m ³ /d, 外输能力 260×10 ⁴ m ³ /d。由紧急截断系统、过滤系统、放空及排污系统组成。	新建
	穿越工程	54m	本项目新建外输管线穿越已建管道(富城能源 DN150 管道) 1 处, 公路 2 处, 穿越省道 1 处, 穿越长度 54m, 穿越方式为顶管穿越。	/
公用工程	供配电	新建 35kV 变电站 1 座, 35kV 电力线 50km, 10kV 电力线 52km。建设杆塔式变电站 156 座, 电线杆 79 座。同表 3.3-1。		新建
	供水	本项目施工期所需新鲜水采用水源井形式供给。		/
	排水	施工期管道试压废水用于项目区洒水降尘。		/
	供热	本项目外输工程不涉及供热。		/
环保工程	废气	施工期	施工扬尘: 材料及临时土方采用防尘布覆盖, 逸散性材料运输用苫布遮盖。	/
			焊接烟气: 使用国家合格焊条产品, 间歇性少量排放。	/
			车辆尾气: 使用国家合格燃油, 间断不连续排放。	/
	废水	施工期	管道试压废水: 采用中性洁净水, 试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘。	/
		运营期	排污撬废水: 采用专用收集罐收集后拉至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏, 不外排。	依托
	噪声	施工期	采用低噪声设备, 定期维护, 装设基础减振和设置隔声罩, 合理安排施工时间, 高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	/
		运营期	①尽量选用低噪声设备; ②采取减噪措施; ③定时保养设备。	/
	固废	施工期	建筑垃圾: 施工废包装材料尽量回收利用, 建筑垃圾由施工单位清运。	/
		运营期	清管废渣: 委托有危废处置资质单位进行处置。	依托
	生态恢复	①严格控制占地范围; ②开挖时分层开挖、分层回填; ③施工结束后, 恢复地表原状, 将施工迹地平整压实; ④永久占地地面硬化; ⑤对临时占地进行平整, 实施砾石覆盖等措施。		/

3.4 工程方案

3.4.1 部署情况

根据《中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整方案》部署结果，中佳 2_H 区块整体部署水平井 5 口，其中，新钻水平井 4 口，1 口井为评价井转生产井，钻井总进尺 $2.52 \times 10^4 \text{m}$ ，设计单井产能 $7.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 10.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建天然气产能 $1.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，凝析油产能 $0.72 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。

表 3.4-1 中佳 2_H 井区 P_{1j2}¹ 气藏部署表

断块	井数 口	设计井深 m	设计 水平段长度 m	设计 单井产能 $10^4 \text{m}^3/\text{d}$	累积进尺 10^4m	新建产能 $10^8 \text{m}^3/\text{a}$	备注
中佳 2_H 块	4	6086-6281	1400-1764	7.0-9.0	2.52	0.99	新钻
	1	/	/	10	/	0.33	评价井转 产
	合计	6086-6281	1400-1764	7.0-10	2.52	1.32	

表 3.4-2 中佳 2_H 区块开发区域坐标表

序号	井号	X 坐标	Y 坐标	地理坐标		备注
				E	N	
1	ZJHW215	5005961.61	15358840.2	85°12'15.389"	45°10'27.131"	新钻
2	ZJHW216	5005958.25	15358830.79	85°12'14.962"	45°10'27.016"	
3	ZJHW217	5006557.48	15358399.02	85°11'54.586"	45°10'46.105"	
4	ZJHW218	5006561.38	15358408.31	85°11'55.007"	45°10'46.238"	
5	ZJHW205	5007469.64	15357660.34	85°11'19.834"	45°11'15.103"	评价井 转生产 井
6	新建天然 气处理站	/	/	85°11'31.492"	45°10'40.008"	新建
7	外输首站	/	/	85°11'31.789"	45°10'45.084"	新建
8	外输末站	/	/	85°5'32.472"	45°9'47.013"	新建

3.4.2 开发指标预测

本项目新部署 5 口井总体生产指标预测见表 3.4-3。

表 3.4-3 中佳气田中佳 2_H 井区气藏整体部署新井产量预测表

年度	采气 井数 (口)	平均单井 日产气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	平均单 井日产 油量 (t/d)	单井 日产 水量 (t)	年产气 (10^4m^3)	年产油 (10^4t)	年产水 (10^4m^3)	累产气 (10^8m^3)	累产油 (10^4t)	累产水 (10^4m^3)

2024	5	8.67	11.60	43.33	638	0.08	1.64	0.06	0.08	1.64
2025	5	8.67	9.73	34.67	6380	0.72	3.53	0.70	0.79	5.17
2026	5	8.67	9.13	30.33	8598	0.67	0.73	1.34	1.47	5.90
2027	5	8.67	8.43	26.00	13200	0.63	0.21	1.98	2.09	6.11
2028	5	8.67	8.00	22.53	13200	0.58	0.15	2.62	2.67	6.25
2029	5	7.40	6.53	19.60	10465	0.47	0.16	3.15	3.15	6.42
2030	5	6.27	5.37	18.33	9348	0.39	0.15	3.61	3.55	6.55
2031	5	5.53	4.50	17.73	8068	0.33	0.13	4.02	3.87	6.69
2032	5	4.83	3.80	17.17	7023	0.28	0.12	4.39	4.15	6.81
2033	5	4.33	2.90	17.00	6244	0.21	0.12	4.70	4.36	6.94
2034	5	3.93	2.33	16.83	5581	0.17	0.11	4.99	4.54	7.04
2035	5	3.57	2.03	16.67	5023	0.15	0.11	5.26	4.68	7.15
2036	5	3.20	1.60	16.47	4520	0.12	0.11	5.49	4.80	7.26
2037	5	2.87	1.13	16.33	4068	0.08	0.10	5.69	4.89	7.36
2038	5	2.60	1.13	16.57	3699	0.08	0.10	5.89	4.98	7.47
2039	5	2.43	0.87	16.73	3381	0.07	0.10	6.08	5.04	7.57
2040	5	2.23	0.73	16.93	3110	0.06	0.10	6.23	5.09	7.67
2041	5	2.07	0.43	17.13	2861	0.03	0.10	6.38	5.13	7.77
2042	5	1.90	0.43	17.53	2646	0.03	0.10	6.53	5.16	7.86
2043	5	1.73	0.43	16.83	2453	0.03	0.10	6.66	5.20	7.96

3.4.3 总体布局

项目的主要建设内容包括：本项目整体部署 5 口水平井，其中，新钻水平井 4 口，评价井 ZJHW205 转为生产井，对已建 ZJHW201 井、ZJHW213 井井场改造。新建集输管线 6.65km，新建 1 座天然气处理站，新建天然气外输管道 11km。新建 1 座 35kV 变电站，35kV 供电线路 50km，10kV 供电线路 52km。新建道路 7.59km。

本项目采用“单井→天然气处理站”一级布站方式。新部署的 5 口井（ZJHW215、ZJHW216、ZJHW217、ZJHW218、ZJHW205），其中，ZJHW215、ZJHW216 构成 2 井式平台井场，ZJHW217、ZJHW218 构成 2 井式平台井场，ZJHW205 为单井井场，单井加热后分别管输至天然气处理站。

经处理后的天然气经本项目新建外输管线管输至 702 泵站接入克-乌输气管线，供给准噶尔环网。凝析油采用罐车拉运销售至独山子石化。

项目总体工艺流向见图 3.4-1，总平面布置图见图 3.4-2。



图 3.4-1 气田总体工艺流向图

3.5 主要建设内容

3.5.1 钻前工程

钻前工程主要包括井场地面平整夯实，修建进场道路，布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等工作内容，并对设备进行调试，保证正常运行。

①钻前整理场地，按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行施工，剥离表层土，平整土地后，柴油罐区、钻井液材料房及泥浆循环罐区、泥浆罐区处属于重点防渗区，采用底层 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗；钻井泵、钻台、材料房做一般防渗处理，采用 1.5mm 土工布进行防渗。临时占地内划分作业带，

建设柴油储罐基础及机房等临时工程，尽量减少临时占地。钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

②钻机安装，注意保护原井口设备。

③开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。

④设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

⑤设备安装完成后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件正常工作，保证可靠。进行高压试运转时，运转 30min 以上，所有管线不刺不漏，油气水路畅通，且经验收合格后方可开钻。

3.5.2 钻井工程

本项目钻井工程包括钻井、录井、测井、固井、完井，本项目钻井工程涉及射孔及压裂作业。本项目生产井通过井组优化，井型为水平井。

3.5.2.1 钻井设计

本次新钻 4 口采气井，井型均为水平井。井号、井身结构、设计井深及井型详见表 3.5-1。

表 3.5-1 钻井基本参数

序号	平台	井号	井别	井型	井身结构	设计井深 (m)	钻井周期 (d)
1	2 井式	ZJHW215	采气井	水平井	四开	6563	110
2	平台	ZJHW216	采气井	水平井	四开	6252	100
3	2 井式	ZJHW217	采气井	水平井	四开	6086	95
4	平台	ZJHW218	采气井	水平井	四开	6281	100

3.5.2.2 井身结构

(1) 水平井

拟新钻 4 口水平井均采用四开井身结构，井身结构设计见表 3.5-2、图 3.5-1。

表 3.5-2 井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	444.5	333.4	采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m，下入 $\Phi 365.1\text{mm}$ 表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔地表松散易塌地层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。
二开	333.4	273.1	采用 $\Phi 333.4\text{mm}$ 钻头钻至白碱滩中部稳定地层（预计井深 3560m），下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 技术套管，固井

③下完表层套管后要循环洗井、找正并固定好井口后再固井。

④内管串：钻杆插入接头（带扶正器）+钻杆。

⑤注水泥前注入 2m³ 清水作隔离液。

⑥现场注水泥施工要连续进行，套管外水泥浆应返出地面。

⑦注水泥时，要随时观察井口钻井液返出情况，若发生井漏，水泥浆未返至地面，井口应打水泥帽子至地面。

⑧注水泥结束后候凝 8h 再动井口。

3) $\Phi 273.1\text{mm}$ 技术套管

①采用低密度双凝体系双胶塞固井。

②为确保中完固井正常施工和固井质量，电测完后根据实际完钻钻井液密度和使用的水泥浆密度，采用井口憋压或者大排量洗井的方式做地层承压试验，井口憋压压力值以现场计算为准，要求稳压 15min 以上，压降不大于 0.5MPa。大排量洗井要求按照固井最大排量循环 15min，无井漏，井口液面稳定可见为准。

③下套管前必须换 $\Phi 273.1\text{mm}$ 套管防喷器芯子，按照井口装置试压要求进行试压，

试压合格，提前准备好防喷单根和循环洗井接头。下完套管后要循环洗井，循环洗井不少于 2 个循环周。

④采用流变学注水泥方法进行固井施工设计，保证施工过程中的压力平衡。

⑤水泥浆密度允许偏差范围 $\pm 0.02\text{g} / \text{cm}^3$ ，注水泥施工要连续进行，水泥浆返至地面。

⑥固完井候凝 48h 后进行固井质量评价测井，完成后再进行套管内试压。

4) $\Phi 193.7\text{mm}$ 技术尾管

①尾管固井：严格按 SY/T 5374.2-2023《固井作业规程 第 2 部分：特殊固井》中尾管固井要求进行施工。悬挂器坐挂位置初步按尾管与上层套管重叠段按 200m 左右考虑，但当此处套管磨损严重，应予以避开。尾管悬挂器下部安装 3 个刚性扶正器，以保证尾管居中座挂成功。

②电测结束后下钻对套管悬挂器坐挂位置上下 50m 井段进行认真刮壁（不少于 3 次），刮壁时对送入钻杆进行逐根通径，下钻洗井，记录钻具悬重及压力。

③为确保中完固井正常施工和固井质量，电测完后根据实际完钻钻井液密度和使用的水泥浆密度，采用井口憋压或者增大循环排量模拟固井的方式做地层承压试验，压力值以现场计算为准。井口憋压要求稳压 15min 以上，压降不大于

0.5MPa；增大循环排量模拟固井要求按照固井时最大施工排量循环 15min，无井漏且井口液面稳定可见。

④下套管前换 $\Phi 193.7\text{mm}/\Phi 127\text{mm}$ 防喷器芯子，按井口装置试压要求试压合格。准备好防喷单根和循环洗井接头。下部结构由固井工程师现场监督组装，井队严格按照设计安装好套管串下部结构、尾管悬挂器等入井工具和附件。

⑤尾管下到位后开泵循环洗井，清洁井眼后投球打压坐尾管悬挂器。下放钻具重量，确认悬挂器座挂。坐挂成功后，憋压至球座剪切压力将球座整通。正转倒扣，累计有效倒扣不少于 25 圈，缓慢上提钻具至悬重不变，再上提 0.5~1.8m，判断倒扣情况。倒扣成功后将钻具下放，保证悬挂器受压。

⑥水泥浆密度允许偏差范围 $\pm 0.02\text{g}/\text{cm}^3$ ，注水泥施工要连续进行，水泥浆返至尾管悬挂器顶部。用水泥车替浆，维持排量，注意观察大小胶塞复合压力。大胶塞释放后，继续替浆，采用计量罐准确计量替浆量，避免尾管下部替空。

⑦坐封尾管顶部封隔器，上提钻具 2.7m~2.8m，将封隔器坐封工具提到回接筒以上，下放钻具重量，坐封封隔器。注意观察悬重表，记录销钉剪切值。继续下压至 30t~40t，稳 3min。再次上提钻具并下放，探回接筒顶，记录其深度。

⑧再次上提钻具，开泵循环洗井，洗井排量控制在 $1.0\text{m}^3/\text{min}$ ，洗井 5min 后上提 10m，排量增加至 $1.8\sim 2.0\text{m}^3/\text{min}$ ，清洗液返出井口后排量降至 $1.2\sim 1.5\text{m}^3/\text{min}$ ，多余水泥浆洗出后提钻，提钻过程中要求井口连续灌钻井液，每起钻 3~5 柱检查一下灌浆情况，观察井内液面是否在井口，提出钻具关井候凝。

⑨关井候凝 48h 后下钻通井、测固井质量。

5) $\Phi 139.7\text{mm}+\Phi 127\text{mm}$ 油层套管

①采用低密度（含胶乳）+韧性三凝水泥浆常规固井。

②电测后采用原钻具或带扶正器通井，通井时准确记录钻具上提、下放时的悬重及变化，以确定下套管的摩阻。全井在通井过程中须保证阻卡段上提下方无阻卡，同时分段洗净井底岩屑，通井到底后，边循环边调整钻井液性能，要求性能稳定在最后正常钻进时的性能，钻具转速参考钻进工况执行。

③下套管前换 $\Phi 139.7\text{mm}$ 防喷器芯子并按井口装置要求试压合格，提前配备防喷单根及循环洗井接头。

④下套管前应按照维护为主、调整为辅的原则合理调整钻井液性能，满足下套管和注水泥作业要求。下套管前的钻井液性能以降低摩阻和防止钻屑沉积为目的，注水泥前的钻井液性能以改善流动性为目的。

⑤下完套管后要进行循环洗井，循环洗井不少于 2 个循环周。

⑥下套管前根据完井钻井液密度计算套管伸长量和压缩距并调配套管，井队严格按照设计安装好套管串下部结构、套管扶正器等下井工具和附件。专业下套管作业队进行下套管作业，使用带扭矩仪的液压套管钳紧扣。

⑦采用流变学注水泥方法进行固井施工设计，保证施工过程中的压力平衡。尤其防止注水泥及候凝期间因水泥浆失重造成井内压力平衡的破坏，而导致井喷。

⑧水泥浆密度允许偏差范围 $\pm 0.02\text{g/cm}^3$ ，注水泥施工要连续进行，水泥浆返至地面。

⑨固完井候凝 48h 后进行固井质量评价测井，固井质量评价测井完成后再进行套管内试压。

3.5.2.3 钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 3.5-3。

表 3.5-3 钻井主要设备配置（单井）

序号	名称		型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注
一	钻 机		ZJ-70D	4500		
二	井 架		JJ450/45-K	4500		
三	提 升 系 统	绞 车	JC-70-09		1470	
		天 车	TC450-1	4500		
		游动滑车	YC450	4500		
		大 钩	DG450	4500		
		水龙头	SL-450-H	4500		
四	顶部驱动装置		DQ70BS	4500		三/四开安装
五	转 盘		ZP375			开口直径 952.5mm
六	循 环 系 统 配 置	钻井泵	F1600HL		1193	3 台
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量: 400m ³
		高压管汇				52MPa
		搅拌器	NJ-7.5			12 个
七	钻 机 动 力 系 统	柴油机 1#	CAT3512(B)		1022	4 台
八	发	发电机 1#	MAGNETEC689SR4		400	4 台

	电机组	MCC 房				1 栋		
九	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12			6.5m ³ /min		
		电动压风机	2V-6.5/12			6.5m ³ /min		
		气源净化装置						
		刹车系统						
		辅助刹车						
十	固控系统	振动筛			2.2	4 台 单台处理量 ≥210m ³ /h		
		除砂器				1 台 处理量 ≥200m ³ /h		
		除泥器						
		离心机	LW600×1000-N			2 台，（高速+ 低速） 总处理量 ≥80m ³ /h		
十一	井控系统	二开	双闸板防喷器	2FZ53-21			1 套	
			节流管汇	JG-21			1 套	
			压井管汇	YG-21			1 套	
			控制装置	FKQ3204			1 套	
		三开 / 四开	环形防喷器	FH35-35				1 套
			单闸板防喷器	FZ35-70				1 套（剪切）
			双闸板防喷器	2FZ35-70				1 套
			节流管汇	JG-70				1 套
			压井管汇	YG-70				1 套
			控制装置	FKQ6406				1 套
			司钻控制台					1 套
			节流控制箱					1 套
			液气分离器	YFQ-1200				1 套（处理量 ≥240m ³ /h）
十二	仪器仪表	钻井参数仪	八参数仪			1 套		
		测斜仪	自浮式测斜仪			1 套		
	防硫仪器	H ₂ S 监测仪	固定式				1 套（录井配置）	
			便携式				≥4 套	

	正压式呼吸器			12 套
	空气压缩机			1 台
	备用钢瓶			5 套
	防爆排风扇			4 台
十三	液压大钳	Q10Y-M		1 台
十四	Φ127mm 钻杆死卡			1 套
十五	不落地系统			2 套
十六	净化罐	40m ³		4 个
十七	套装水罐	60m ³		1 个
十八	油水罐	40m ³		3 个
十九	柴油罐	20m ³		1 个
二十	岩屑储罐	60m ³		8 个

3.5.2.4 钻井液体系

一开：坂土-CMC 钻井液体系，钻井液密度控制在 1.10~1.20g/cm³；

二开：钾钙基聚合物钻井液体系，钻井液密度控制在 1.15~1.30g/cm³。

三开、四开：白油基钻井液体系，钻井液密度控制在 1.30~1.50g/cm³。

根据钻井工程设计，本项目新钻井组钻井液设计及用量详见表 3.5-4，钻井液性能指标详见表 3.5-5。

表 3.5-4 钻井液体系及用量一览表

开钻次序	一开	二开	三开	四开
钻头尺寸 (mm)	444.5	333.4	241.3	165.1
井段 (m)	0~500	~3560	~4550	6086~6563
钻井液用量 (m ³)	207	570	425	580

表 3.5-5 钻井液性能指标表

开钻次序	密度 (g/cm ³)	钻井液类型	配方
一开	1.10~1.20	坂土-CMC 钻井液体系	8%坂土+0.4%Na ₂ CO ₃ +0.4% CMC (中)+重晶石
二开	1.15~1.30	钾钙基聚合物钻井液体系	4%坂土+0.2%Na ₂ CO ₃ +0.3%NaOH+0.4%~0.6%FA367+0.4%~0.6%SP-8 +0.4%复配铵盐+5%KCl+1%~2%HY-2+2%~3%阳离子乳化沥青+0.5%液体润滑剂+0.2%~0.5%CaO+重晶石
三开	1.30~1.50	白油基钻井液体系	75:25 (白油: 30%CaCl ₂ 水溶液)+2%~2.5%主乳化剂+2%~2.5%辅乳化剂+2.5%降滤失剂+1%~1.5%润湿剂+2.5%~3%有机土+2%封堵剂+1.5%CaO+1%絮凝剂+重晶石
四开			

3.5.2.5 钻井周期

(2) 压裂工艺

采用裸眼封隔器+投球滑套分段压裂工艺。

1) 压裂方式

Φ114.3mm×7.37mm P110 套管回接Φ114.3mm×7.37mm P110 套管注入，采用 KQ103-78/105 采气井口装置，耐压 105MPa，井口主通径 103mm，旁通径 78mm。

2) 压裂材料

压裂液采用胍胶压裂液体系。支撑剂承压不低于 69MPa，段塞选用 70/140 目的陶粒，主体支撑剂选用 30/50 目中密高强度陶粒。

射孔、压裂的主要设备见表 3.5-6。

表 3.5-6 单座井场射孔、压裂工艺主要设备一览表

阶段	设备名称	数量（台、座）
储层改造	压裂车	20
	混砂车	2
	仪表车	1
	砂罐车	4
	连续输砂撬	1
	柔性储水罐	8
	地面储水池	1
射孔	射孔车	1
	射孔工具车	1
	BOP 井口防喷器	1
	防喷管	1

裸眼封隔器+投球滑套分段压裂工艺示意图见图 3.5-4。

点控制站拆除，因此，本工程天然气处理站建成后，相关单井集输调整至新建天然气处理站，本次新建已实施井集输管道起点位于 48 万 m³ 临时露点控制站，终点为新建天然气处理站。后期，ZJHW213 井采出的气液在井场进行分离，天然气经单井采气管线输至天然气处理站，分离出的液体通过罐车拉运至天然气处理站进行处理。

集输管线图见图 3.5-9。

3.5.4.4 已建井采气井场改造

本项目拟对 2 口已建井（ZJHW201、ZJHW213）采气井场进行改造。

（1）已建井 ZJHW201 井增加电加热节流橇

ZJHW201 井增加电加热节流橇 1 座，功率 70kW，压力等级 16MPa。

（2）已建井 ZJHW213 井工艺调整

ZJHW213 井设置 70kW 单井式电加热节流橇 1 座，φ1800×7000 计量橇 1 座，60m³ 立式固定顶储罐 2 座（用于储存分离出的液体），50m³ 齿轮泵 2 台。

3.5.5 集输工程

3.5.5.2 新部署 5 口井集输系统建设

新部署 5 口井拟建集输管线共 4.9km，管径为 DN65，选用 20G 无缝钢管。管道设计压力 12MPa。管道保温采用“一步法”成型的“聚氨酯泡沫+硬质聚乙烯防护层”型式，保温厚度 50mm。埋地敷设，管底埋深-2m。

表 3.5-7 新部署 5 口井集输管线情况

名称		管道长度 /m	管道规格	壁厚选值 /mm	设计压力 /MPa	保温厚度 /mm	
平台井集气管线	ZJHW215、ZJHW216 平台井	ZJHW215	1100	DN65	6	12	50
		ZJHW216	1100	DN65	6	12	50
	ZJHW217、ZJHW218 平台井	ZJHW217	600	DN65	6	12	50
		ZJHW218	600	DN65	6	12	50
单井集气管线	ZJHW205	1500	DN65	6	12	50	

3.5.5.3 已建 7 口井集输系统调整工程

本次新建管线共长 1.75km，起点为 48 万 m³ 露点站，终点为新建天然气处理站。管道采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度≥300μm，保温层采用聚

氨酯泡沫塑料，黄夹克保温50mm，防护层采用高密度聚乙烯。钢质管道保温层采用“一步法”成型工艺，单管预制合格后两端加防水帽。埋地敷设，管底埋深-2m。已建7口井天然气管道调整工程量见表3.5-8。

表 3.5-8 已建 7 口井管道调整工程量表

名称		管道长度 /m	管道 规格	壁厚选值 /mm	设计压力 /MPa	保温厚度 /mm
平台井集 气管线	ZJHW203、 ZJHW204 平台井	350	DN114	7	10	50
	ZJHW213、 ZJHW214 平台井	350	DN114	7	10	50
单井 集气管线	ZJHW201	350	DN76	6	10	50
	ZJHW202	350	DN76	6	10	50
	ZJHW208	350	DN76	6	10	50

3.5.5.4集输管线穿越

本项目新建单井采气管线穿越气田道路5处，穿越已建管线2处，本工程各类管道与已建地下管线交叉、穿越时安全距离满足规范要求。本次采用顶管穿越方式，顶管穿越施工工艺即采用横孔钻机顶进钢套管穿越的施工方式，随后在套管中穿入管道。线路穿越工程分布见图3.5-10。

表3.5-9 集输管线穿越工程一览表

穿跨工程	次数	穿越长度	穿越方式
穿越气田道路	5处	30m	顶管穿越
穿越已建管线	2处	2m	顶管穿越

3.5.5.5 集输主要工程量

集输部分主要工程量见表3.5-10。

表3.5-10 新建集输工程主要工程量一览表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
一	采气工程				
1	新建采气井场				
1.1	单井式电加热节流橇	80kW PN42MPa	台	1	
1.2	两井式电加热节流橇	100kW PN42MPa	台	2	
1.3	有导流孔平板闸阀	PN16MPa DN65	套	15	每个井场 3 套
1.4	井口锻件		个	10	
1.5	绝缘接头	DN50 PN16MPa	套	5	
1.6	自限温型电伴热带	60W/m	m	500	每个井场 100m
1.7	采气树保温盒		个	5	
1.8	采气树操作平台		个	5	
1.9	井场标示牌	0.5m×0.3m	个	3	

1.10	井场警示牌	0.5m×0.3m	个	3	
2	已建井采气井场改造				
2.1	ZJHW201				
(1)	电加热节流橇	70kW PN42MPa	座	1	
2.2	ZJHW213				
(1)	电加热节流橇	100kW PN42MPa	座	1	
(2)	计量橇	φ1800×7000 PN16MPa	座	1	
(3)	固定顶储罐	立式圆筒形 60m ³	座	2	
(4)	齿轮泵	50m ³ /h 排压 0.4MPa	台	2	
二	集输系统				
1	新建单井集气管线	无缝钢管 D76×6/20G	m	1500	ZJHW205
2	新建平台井集气管线	无缝钢管 D76×6/20G	m	3400	ZJHW215、 ZJHW216 平台井； ZJHW217、 ZJHW218 平台井
3	已建单井集气管线	无缝钢管 D76×6/20G	m	1050	ZJHW201、 ZJHW202、 ZJHW208
4	已建平台井集气管线	无缝钢管 D114×7/20G	m	700	ZJHW203、 ZJHW204 平台井； ZJHW213、 ZJHW214 平台井
5	热煨弯管	(R=6D) D76×6/20G	个	60	
6	警示牌		个	30	
7	警示带	宽度 400mm	m	5800	

3.5.6 处理工程

本项目拟建 1 座天然气处理站，天然气设计处理能力 100×10⁴m³/d，凝析油稳定规模 110t/d。主要装置有进站集气装置、露点控制装置、凝析油稳定装置、外输计量装置、辅助生产装置（污油污水回收装置、乙二醇再生及注入装置、空氮系统、火炬及放空系统、燃料气系统、分析化验室）。

天然气总平面布置图见图 3.5-11。

3.5.6.1 产品指标

(1) 产品天然气

产品天然气输送至 702 泵站接入克-乌输气管线，供给准噶尔盆地环网。

产品天然气质量要求见表 3.5-11。

表 3.5-11 产品天然气质量要求

项目	单位	指标
高位发热值	MJ/m ³	≥34.0
总硫	mg/m ³	≤20
硫化氢	mg/m ³	≤6.0
二氧化碳摩尔分数	%	≤3.0
一氧化碳摩尔分数	%	≤0.1
氢气摩尔分数	%	≤3.0
氧气摩尔分数	%	≤0.1
水露点	°C	水露点应比输送条件下最低环境温度低 5°C

a.标准参比条件：101.325kPa（绝压），20°C，高位发热量以干基计。
 b.高位发热量以干基计。
 c.在输送条件下，当管道管顶埋地温度为 0°C 时，水露点应不高于 -5°C。
 d.进入天然气长输管道的气体，水露点的压力应是进气处的管道设计最高输送压力。

(2) 稳定原油

本项目原油采用汽车拉运销售至独山子石化。

本项目原油稳定后无饱和水，满足水含量小于 0.5% 要求；原油进站后经三相分离、稳定塔前三相分离，机械杂质与水一同被分离，满足机械杂质含量小于 0.05% 要求；来气及原油组分分析未见有机氯，满足有机氯含量要求；盐主要溶解于水中，并在稳定过程已脱除满足含盐量要求；密度（20°C）约 730kg/m³；不含硫；无饱和水，酸碱度满足要求。

本项目原油采用汽车拉运销售至独山子石化，稳定后饱和蒸气压应不大于 66.7kPa，项目考虑组分波动等因素，按照 60kPa 作为原油稳定指标。

3.5.6.2 主体工艺装置

(1) 进站集气装置

进站集气装置实现单井进站的接入和油气水初次分离，包括进站集气管汇橇和进站生产分离橇。

工艺流程：井口采出气液混输至天然气处理站，压力 8.5MPa，温度 ≥20°C，气流量 95.7×10⁴m³/d，油流量 106.72t/d，水流量 285.02t/d。首先进入生产管汇橇、计量管汇橇进行汇集，然后进入生产分离橇、计量分离橇进行缓冲分液，分离出

的天然气去露点控制装置，分离出的含水凝析油去凝析油稳定装置。进站集气装置工艺流程见图 3.5-12。

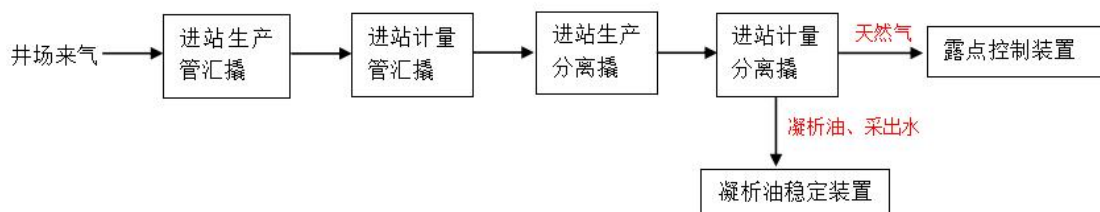


图 3.5-12 进站集气装置工艺流程图

进站集气装置主要设备见表 3.5-12。

表 3.5-12 进站集气装置主要设备

序号	单项名称	单位	数量
1	进站生产管汇撬 PN10MPa	座	1
2	进站生产分离撬Φ1600×8000（切）	座	1
3	进站计量管汇撬 PN10MPa	座	1
4	进站计量分离撬Φ1400×6000（切）	座	1

(2) 露点控制装置

露点控制装置采用低温分离工艺，同时脱除天然气中的水和重烃，实现天然气脱水、脱烃，控制天然气水露点和烃露点，工艺成熟、操作简单。

露点控制装置主要设备包括入口气液分离器、预冷换热器、预冷分离器、低温分离器、醇烃加热器、液烃分离器等，采用注乙二醇防冻、J-T 阀。

工艺流程：进站集气装置来气（8.5MPa，20℃），进气液分离器缓冲分离，分离出的气相经一级注醇（注醇量：30kg/h）后通过预冷换热器预冷至-5~0℃，进入预冷分离器（集成于预冷换热器管束底部）进行气、液分离，分离的气相经二级注醇（注醇量：15kg/h）后经 J-T 阀节流至 5.8MPa，温度降至-15℃左右进入低温分离器，分离的低温干气返回预冷换热器复热至 5~8℃，输送至凝析油稳定装置与稳定凝析油换热至 14~16℃去外输计量装置。预冷分离器和低温分离器分的液相经调压至 0.8MPa，通过醇烃加热器加热至 35~38℃，进入液烃三相分离器，分离出来的气相（0.6MPa）去富气增压装置集中增压，分离出的液烃去凝析油稳定装置二级闪蒸分离器，分离出的乙二醇富液去乙二醇再生装置。为防止节流降温形成水合物，采用两级注入方式，分别在预冷换热器前和 J-T 阀前单泵对单点注入乙二醇。露点控制装置工艺流程图见图 3.5-13。

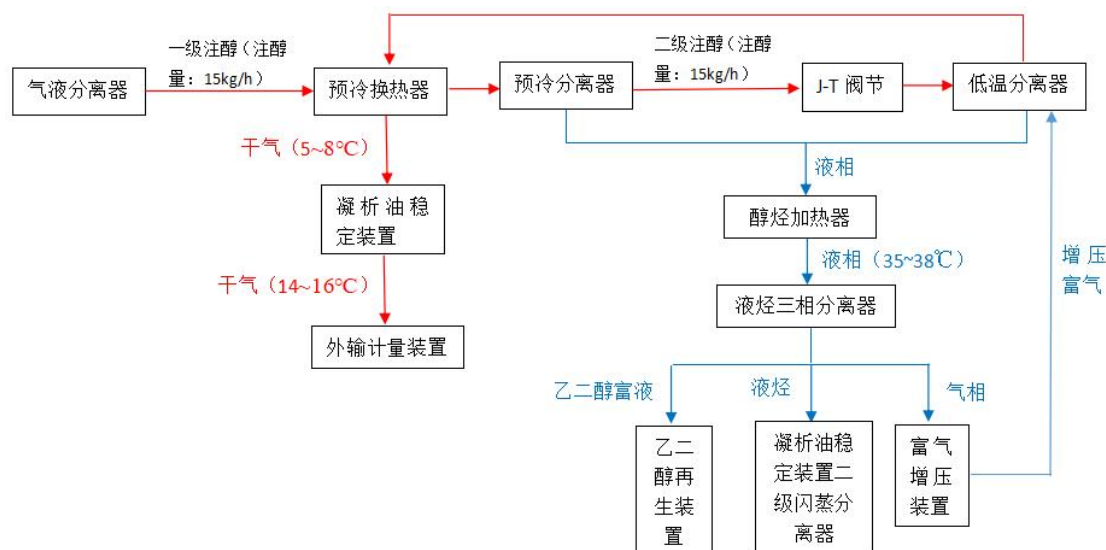


图 3.5-13 露点控制装置工艺流程图

露点控制装置主要设备见表 3.5-13。

3.5-13 露点控制装置主要设备

序号	设备名称	设备规格	单位	数量	备注
1	气液分离撬	Φ1400×5600 (切)	台	1	卧式分离器
2	预冷换热撬	Φ1600×11000 (切)	台	1	
3	预冷分离撬	Φ1600×8000 (切)	台	1	
4	低温分离撬	Φ1200×3600 (切)	台	1	
5	液烃三相分离撬	Φ1200×4400 (切)	台	1	
6	注醇雾化器	PN10MPa DN200	台	2	
7	醇烃加热撬	负荷: 35kW	台	1	电加热器

(3) 凝析油稳定装置

1) 装置设置理念

目前常用的稳定方法为降压闪蒸、分馏稳定工艺，降压闪蒸是使凝析油在较低压力条件下闪蒸，脱除部分易挥发的轻烃，以达到初步稳定凝析油的目的，加热分馏能较好的控制塔底的凝析油产品质量。

2) 工艺流程描述

生产分离器来液节流至 5.8MPa 进行二级分离，分离出的含油水去采出水单元，分离出的气去外输气换热器；分离出的含水油与稳定凝析油换热至 50°C，节流至 0.6MPa 左右进入到闪蒸分离器。闪蒸分离器分离出的水去含油污水储罐，分离出的气节流至 0.2MPa 去富气压缩机；分离出的油进凝析油稳定塔。

凝析油稳定塔操作压力控制在 0.2MPa 左右，塔底加热温度为 145°C 左右。塔顶气经空冷至 45°C 左右进入塔顶分离器，分离出的凝液经泵提升至 0.6MPa 循

环至闪蒸分离器入口再处理，分离出的塔顶富气与露点控制装置醇烃分离器来富气、闪蒸分离器来富气汇集至富气增压压缩机，压缩机增压至 6.0MPa 去露点控制单元低温分离器。塔底稳定凝析油自压去闪蒸换热器换热至 100°C，与一级闪蒸分离器换热至 70°C 左右，再与外输气换热至 35~40°C，然后去储罐缓存。凝析油稳定装置工艺流程见图 3.5-14。

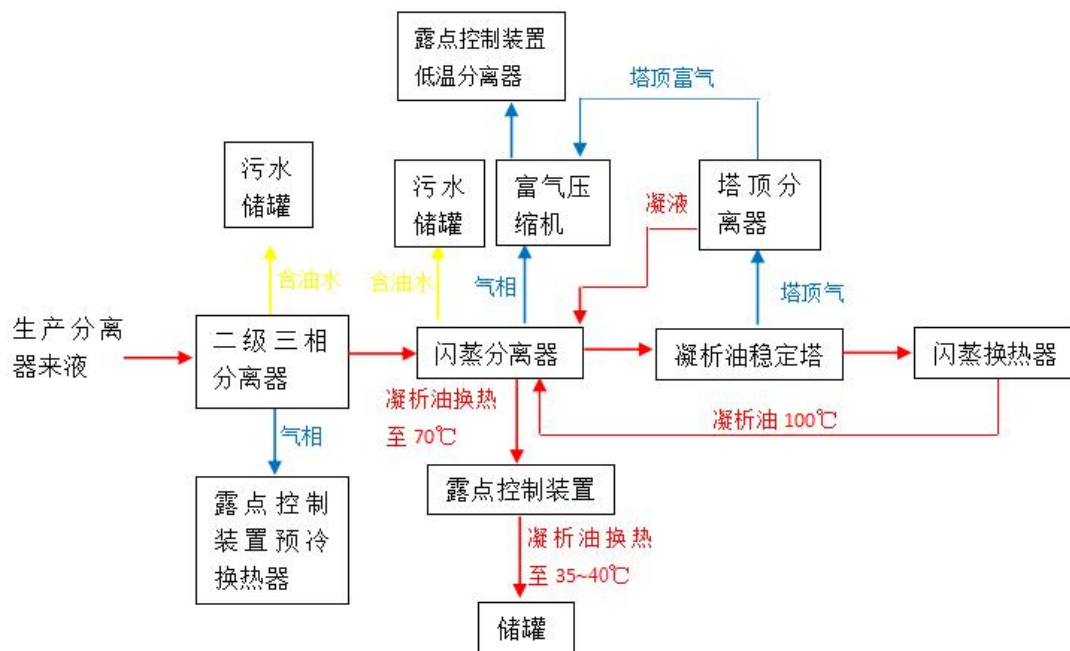


图 3.5-14 凝析油稳定装置工艺流程图

凝析油稳定装置主要设备见表 3.5-14。

表 3.5-14 凝析油稳定装置主要设备

序号	设备名称	规格参数	单位	数量	备注
1	闪蒸换热器	热负荷：120kW	座	1	
2	油气换热器	热负荷：250kW	座	1	
3	凝析油闪蒸分离器	Φ2000×6000（切），1.0MPa	座	1	
4	凝析油稳定塔	DN600×6000/DN1200×2000	座	1	P：0.3MPa
5	凝析油稳定塔顶分液罐	WE 1.0×4.2-0.8	座	1	
6	塔顶回流泵	流量：0.5m ³ /h；扬程：50m；功率：11kW；转速：2950r/min	台	2	1用1备
7	富气压缩机橇	容积流量：1.2m ³ /min；排气压力：6.0MPa	套	2	1用1备
8	塔顶空冷器	风量：6×10 ⁴ m ³ /h；叶片角：15度；电机功率：5kW；转速：610r/min；设计压力：0.8MPa	套	1	变频控制
9	塔底重沸器	热负荷：235kW	台	1	

10	二级三相分离器	Φ1400×6000（切），6MPa	台	1	
11	富气压缩机出口分离器	Φ1200×5000（切），6MPa	台	1	

(4) 外输计量装置

1) 装置设置理念

外输计量装置主要包括出站紧急调压放空、紧急放空、紧急切断、计量设施、发球装置、在线露点分析等设施。主要设计功能包括：

- ①处理站或外输管线发生事故时，具备紧急截断功能；
- ②外输管道发生超压时，天然气能够调压放空；
- ③处理站或外输管线发生事故时，具备紧急放空；
- ④在线分析烃水露点。

外输设计规模 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

2) 工艺流程描述

经处理后的产品气，流量 $96.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，压力为 2.4~5.7MPa，温度 14~16°C，进入外输装置，取约 $50 \text{m}^3/\text{h}$ 气量供给站内自用气系统（主要为放空火炬系统点火燃料气和污油回收罐密封气），采用常规生产计量；其余部分全部进入交接计量装置，经交接计量后进入外输首站。外输计量装置工艺流程见图 3.5-15。

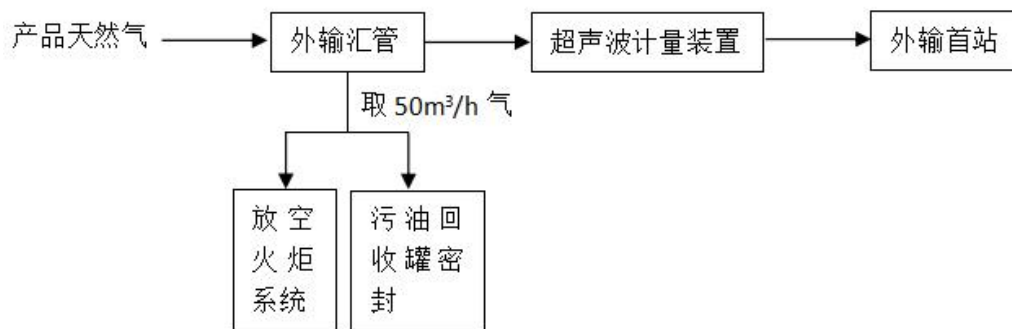


图 3.5-15 外输计量装置工艺流程图

天然气外输计量装置主要设备见表 3.5-15。

表 3.5-15 天然气外输计量装置主要设备

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
1	外输汇管	DN350×1000	套	1	
2	超声波计量装置	DN150 PN10MPa	套	2	1 用 1 备，小流量交接计量
3	限流孔板	DN150 PN10MPa	套	1	

4	切断及放空阀组	DN150 PN10MPa	套	2	SIS
5	调压及放空阀组	DN150 PN10MPa	套	2	
6	露点在线分析仪	/	套	1	

(5) 辅助生产装置

1) 污油污水回收装置

装置设置理念：天然气处理站内设置 1 座低位罐池，罐池内设置 1 座含油污水罐，污油回收罐用于回收装置区含油污水装置检修清洗排污。设置 1 座乙二醇低位罐，用于配制乙二醇溶液，停产检修时用于收集系统中的乙二醇溶液。

污油污水回收装置主要设备见表 3.5-16。

表 3.5-16 污油污水回收装置主要设备

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
1	乙二醇低位罐	Φ2000×6000，容积： 20m ³	座	1	卧式储罐
2	含油污水储罐	Φ2000×6000，容积： 20m ³	座	1	卧式储罐

2) 乙二醇再生及注入装置

工艺流程描述：经计算，乙二醇总注入量（80%wt）约 57kg/h，进系统乙二醇富液量为 68kg/h。考虑一定富余量，确定装置再生规模为 90kg/h。乙二醇注入装置及再生装置均橇装化，配低位配液罐，为系统补充新鲜乙二醇。原料乙二醇贮存在低位罐中，罐池采取相应防渗措施。

注醇泵选用柱塞式计量泵，为提高生产的可靠性，设置 3 台计量泵，2 用 1 备。计量泵与注醇点（预冷换热器前端，预冷换热器后端）一一对应。计量泵行程可在 0-100%范围内无级调节，在最大行程时被输送介质的计量精度为±1%。

露点控制单元液烃三相分离器来乙二醇富液（30~40℃，0.2MPa）进入乙二醇富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液进入乙二醇富液活性炭过滤器和机械过滤器，除去富液中可能存在的机械杂质及降解产物。乙二醇富液进入再生塔塔顶换热器，换热至 70~80℃，再进入乙二醇贫富液换热器换热至 85~90℃从中部进入乙二醇再生塔，与来自重沸器的蒸汽逆流接触，继续被加热后的乙二醇富液进入重沸器，被加热至约 140℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的蒸汽（116℃，0.10MPa）经再生塔顶冷却器冷却到 50℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，分离出的液去污水系统，从重沸器底部出来的乙二醇贫液经贫富液换热器换热到 90℃，再由塔底空

冷器冷却至 45℃，进入乙二醇贫液缓冲罐循环使用。乙二醇再生及注入装置工艺流程图见图 3.5-16。

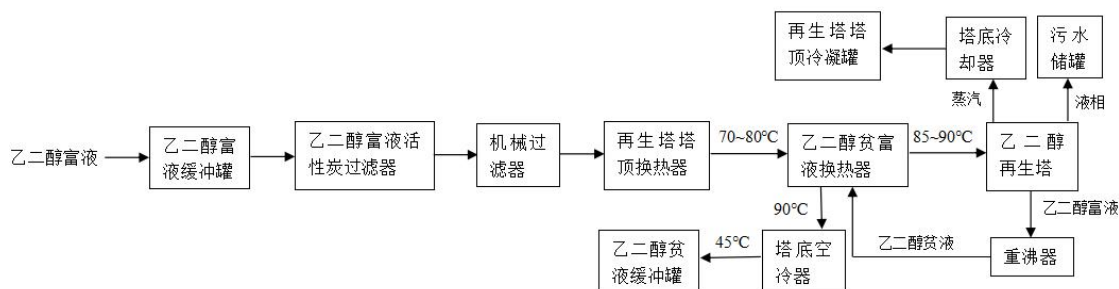


图 3.5-16 乙二醇再生及注入装置工艺流程图

乙二醇再生及注入装置主要设备见表 3.5-17。

表 3.5-17 乙二醇再生及注入装置主要设备

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
1	乙二醇再生橇	90kg/h	座	1	
2	乙二醇注醇橇	Q=40kg/h（单泵）	座	1	注醇泵 2 用 1 备
3	乙二醇配液罐	Φ2000×6000	座	1	低位罐池安装
4	乙二醇卸车装置	Q=10m ³ /h	套	1	

3) 空氮系统

①建设规模

天然气处理厂设置空氮站 1 座，为全站各装置提供正常生产用的净化空气、保护用氮气及检修时设备吹扫置换用氮气。全站各单元正常生产需净化空气 100m³/h，非净化空气用量为 20m³（低位罐池通风），总用风量为 120m³/h，考虑一定富裕量，空气压缩机选用排气量为 2.5m³/min 的空压机 2 台，1 用 1 备，每台空气压缩机的最高排气压力为 1.0MPa，设置 2 套无热再生吸附式干燥系统，处理量与空气压缩机配套。

全站最大氮气用量约 20m³/h，考虑装置检修置换时用氮气，在处理厂内设置 1 套变压吸附制氮装置，生产能力为 50m³/h。为减少压缩机及制氮装置频繁启动，设置了 1 个 37m³ 氮气储罐、2 个 37m³ 净化空气储罐和 1 个 37m³ 非净化空气储罐，净化空气储罐的总容量可满足工程全部投产后紧急停电时全厂 30 分钟内的仪表风需求量。

②空氮产品指标

A.净化空气

压力：0.8~1.0MPa；水露点：≤-40℃（0.8MPa 压力下）；

温度：40°C；含油量 $\leq 0.01\text{ppm(w)}$ 。

B.氮气

压力：0.8~1.0MPa；水露点： $\leq -40^\circ\text{C}$ （0.8MPa 压力下）；

纯度： $\geq 99.9\%$ （vol）；

温度：40°C。

C.非净化空气

压力：0.8~1.0MPa；水露点： $\leq -40^\circ\text{C}$ （0.8MPa 压力下）。

③制氮工艺

采用变压吸附法（PSA）制氮，选用碳分子筛作为吸附剂。其装置投资少，占地面积小，操作维护简单。产气速度快，开机 15 分钟可产出氮气。自动化程度高，可不用专人看管，由空压站的操作工兼管即可。氮气纯度可灵活调节，特别适用于不使用液氮的中小用气量场合。

④工艺流程简述

空氮站由空气压缩系统、空气净化系统、变压吸附制氮系统三部分组成。

A.空气压缩系统

设置 2 台排气量为 $2.5\text{m}^3/\text{min}$ 的空气压缩机，提供最高压力为 1.0MPa 的压缩空气。来自压缩机的压缩空气分别经管道进入缓冲罐，缓冲罐的作用是避免后面干燥部分受脉动气流固频冲击、同时分离出凝结水。

B.空气净化系统

来自缓冲罐的压缩空气分别经前置过滤器、无热再生吸附式干燥器、后置过滤器的先后净化，净化后的压缩空气水露点 $\leq -40^\circ\text{C}$ （1.0MPa 压力下），油含量 $\leq 0.001\text{ppm(w)}$ ，含尘粒径 $\leq 0.01\mu\text{m}$ 。净化后的压缩空气分两路：一路进入净化空气储罐和非净化风储罐，另一路至变压吸附式制氮撬块。

C.变压吸附制氮系统

净化后的压缩空气经进入变压吸附制氮系统，在装填有专用碳分子筛的吸附塔内，氧气被碳分子筛所吸附，99.9%（V）纯度的产品氮气由吸附塔上端流出，经一段时间后，碳分子筛被所吸附的氧饱和。这时，第 1 个塔自动停止吸附，压缩空气被自动切换到第 2 个吸附塔，同时对第 1 个塔进行再生。吸附塔的再生是通过将吸附塔逆向泄压至常压来实现的。2 个吸附塔交替进行吸附和再生，从而

确保氮气的连续输出。氮气输出最大量为 50m³/h，纯度为 99.9%（v），压力为 0.8~1.0MPa。输出氮气进入氮气储罐，然后进入氮气系统管网。空氮系统工艺流程图见图 3.5-17。

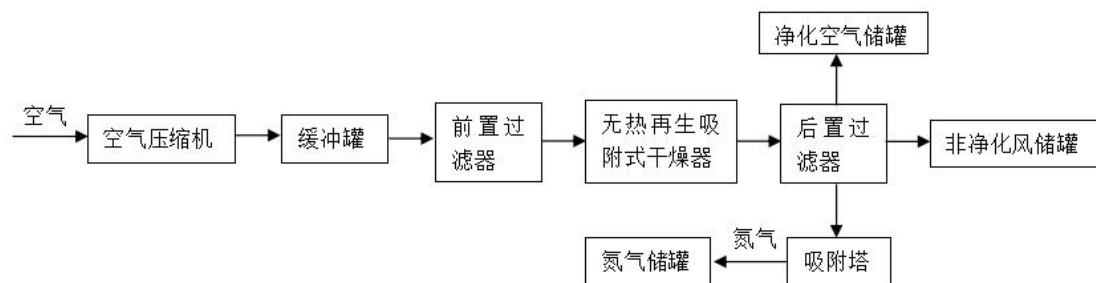


图 3.5-17 空氮系统工艺流程图

空氮站主要设备见表 3.5-18。

表 3.5-18 空氮站主要设备

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
1	空压机橇	排量 2.5m ³ /min，压力 1.0MPa	套	2	1 用 1 备
2	无热再生吸附式干燥器橇	处理量 2.5m ³ /min	套	2	1 用 1 备
3	制氮装置	处理量 50m ³ /h，纯度 99.9%	台	1	
4	空气储罐	容积：37m ³	座	3	
5	氮气储罐	容积：37m ³	座	1	
6	前置过滤器	PN1.6MPa DN50	台	1	
7	后置过滤器	PN1.6MPa DN50	台	1	
8	净化风储罐	容积：20m ³	座	2	1 用 1 备
9	非净化风储罐	容积：20m ³	座	2	1 用 1 备

4) 火炬及放空系统

火炬及放空系统是保障工艺装置安全生产的重要辅助生产设施，分别设置火炬除液器、点火系统。根据工程实际情况，分别设置高压放空系统、低压放空系统。高压放空设计规模为 100×10⁴m³/d，低压放空系统放空量为 2×10⁴m³/d。

高、低压放空流程：高压放空系统和低压放空系统分别设置放空管网，但共用一座火炬除液器，高压放空总管和低压放空总管分别独立接入火炬除液器，将排放气中大于 300μm 的液滴分离出来，防止火炬气体燃烧时下火雨。火炬除液器出口至放空火炬的放空管道上配置阻火器、爆破片，阻止回火确保火炬系统放空燃烧安全。

全站各泄放点以及放空总管均设置流量计，随时检测各泄放点的放空量，以供生产运行人员跟踪分析放空量和造成放空的因素，以便尽量消除放空。

火炬放空管道上设置双流量开关，实现火炬放空气体双保险检测。

放空管道安装坡度不小于 0.002%，坡向火炬除液器，以便于排液。

高、低压放空系统工艺流程图见图 3.5-18。

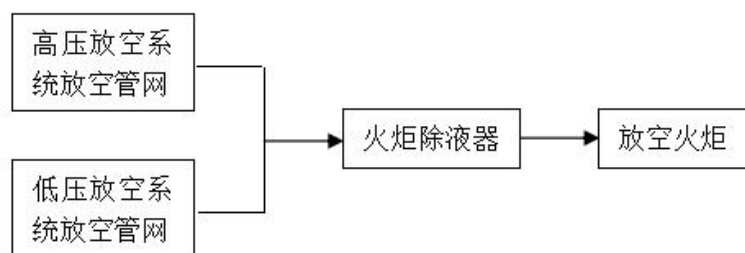


图 3.5-18 高、低压放空系统工艺流程图

火炬及放空系统主要设备见表 3.5-19。

表 3.5-19 火炬及放空系统主要设备

序号	设备名称	规格	单位	数量
1	放空火炬	DN300×35000mm	座	1
2	火炬塔架	高 40m	座	1
3	火炬除液器	DN2000×10000mm	座	1
4	凝液提升泵撬	Q=20m ³ /h, N=7.5kW	座	1

5) 燃料气系统

为满足处理站放空火炬点火和污油污水储罐补压的燃料气供应，需新建燃料气系统，为用气点提供可靠的燃料气，根据本工程各个用气点对燃料气的需求情况，适当考虑一定的富裕量，燃料气系统设计规模为 0.2×10⁴m³/d。

燃料气供应流程：外输装置来干气（压力 2.4~5.7MPa，温度 14~16℃）先经两级调压至 0.2MPa，进入缓冲分离器，分离出凝液后共分两路，一路去污油储罐做补压密封气，一路调压放空火炬系统，燃料气每路去向均设置流量计计量。

燃料气系统工艺流程图见图 3.5-19。

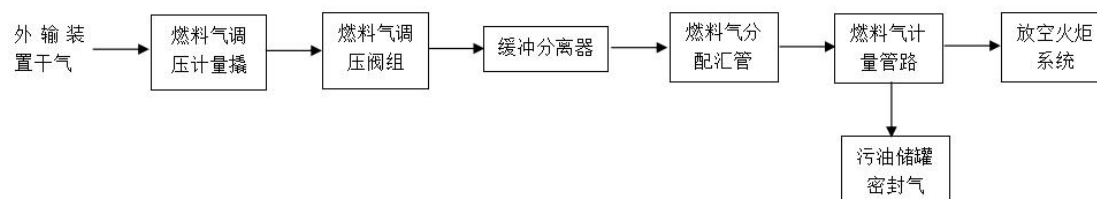


图 3.5-19 燃料气系统工艺流程图

燃料气系统主要设备见表 3.5-20。

表 3.5-120 燃料气系统主要设备

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
1	燃料气调压计量撬	尺寸 4000×8000mm	座	1	
2	燃料气调压阀组		套	2	1 用 1 备
3	燃料气分配汇管		套	1	
4	燃料气计量管路		套	3	

6) 分析化验室

分析化验室配备有色谱分析、油水分析等分析化验所需的分析仪器和设备，承担生产过程中原料气、过程气、产品气、乙二醇溶液等常规分析工作。污油污水化验采用委外送检。

本分析化验室按分析功能的不同共设有 3 个开间，钢瓶使用间设在分析化验室外，各单元建议分析项目、分析次数、采样地点详见表 3.5-21。

表 3.5-21 各装置分析项目汇总表

单元名称	样品名称	采样地点	分析项目	分析次数
各单井	湿原料气、凝析油	各井站工艺气	气、液相组分	1 次/月
脱水脱烃装置	产品气	预冷换热器	烃露点：≤-5℃ 水露点：≤-5℃	2 次/天
	乙二醇富液	液烃分离器	乙二醇浓度浓度 (wt) > 60%	1 次/天
	乙二醇贫液	乙二醇贫液缓冲罐	乙二醇浓度浓度 (wt) > 80%	1 次/天

自检项目配套设备见表 3.5-22。

表 3.5-22 分析化验室仪器汇总表

序号	设备	型号规格	技术指标
1	饱和蒸汽压测定仪		饱和蒸汽压
2	气相色谱仪	6890N	组分
3	铜片腐蚀测定仪	TZ-7003B	铜片腐蚀
4	蒸馏测定仪		馏程

3.5.6.3 天然气处理站主要工程量

天然气处理站主要工程量见表 3.5-23。

表 3.5-23 天然气处理站主要工程量

序号	名称	规格	单位	数量	备注
一	进站单元				
1	生产管汇撬		座	1	12 井式
2	生产分离撬		座	1	

3	计量管汇橇		座	1	12 井式
4	计量橇		座	1	
5	橇外管线		m	510	
二	脱水脱烃单元				
1	气液分离橇		座	1	
2	预冷换热器橇		座	1	
3	预冷分离橇		座	1	
4	J-T 阀汇管橇		座	1	
5	低温分离橇		座	1	
6	醇烃加热橇		座	1	电加热器
7	液烃三相分离橇		座	1	
8	橇连接管线		m	490	
三	外输单元				
1	外输阀组		套	1	
2	管线		m	220	
3	阀门				
(1)	蜗杆传动手动球阀	DN250 PN10MPa	套	12	配法兰垫片及紧固件
(2)	手动球阀	DN100 PN10MPa	套	2	
(3)	手动截止阀	DN100 PN10MPa	套	2	
四	凝析油稳定单元				
1	凝析油稳定一体化装置		套	1	
2	富气压缩机出口分离橇	DN1200×6000	套	1	
五	辅助生产单元				
1	乙二醇再生及注入一体化装置		套	1	
2	空氮系统				
(1)	成套空压机、干燥剂		套	2	1 用 1 备
(2)	制氮机		套	1	
(3)	空气储罐	DN2400×8000	座	3	
(4)	氮气储罐	DN2400×8000	座	1	
3	燃料气调压计量橇		套	1	
4	放空火炬系统		套	1	
5	富气压缩机组		套	2	
6	管线		m	800	
7	阀门		套	140	配法兰垫片及紧固件
六	储运及装车单元				
1	稳定凝析油储罐	700m ³	座	2	内浮顶罐
2	含油污水储罐橇		座	1	
3	乙二醇低位罐		座	1	
4	稳定凝析油定量装车橇		座	2	
5	凝析油装车泵		套	2	

6	污油污水装车泵房	10m×5m×4.5m	座	1	
7	污油泵	Q=30m ³ /h, H=220m, N=30kW	台	1	螺杆泵
8	装车泵	Q=50m ³ /h, H=30m, N=7.5kW	台	2	离心泵
9	过路双管管架	L=12m, H=5m	座	2	
10	管线	PN1.6MPa	m	320	
11	阀门		套	50	配法兰垫片及紧固件
七	分析化验室				
1	氮气钢瓶	40L 15Mpa	只	2	
2	氩气钢瓶	40L 15Mpa	只	2	
3	氢气钢瓶	40L 15Mpa	只	2	
4	空气钢瓶	40L 15Mpa	只	2	
5	不锈钢管	316L 不锈钢, BA 级 1/4"	m	100	
6	不锈钢管	316L 不锈钢, BA 级 3/8"	m	120	
7	不锈钢进气切换装置		套	6	
8	气相色谱		套	1	
9	蒸气压测定仪		套	1	
10	铜片腐蚀试验器		套	1	
11	密度测定仪		套	1	
12	便携式露点仪		套	1	
13	电子天平	最大称量值: 2200g, 精度: 0.01g	台	1	
14	分析天平	最大称量值: 220g, 精度: 0.1mg	台	1	
15	玻璃仪器烘干器		台	1	
16	通风柜	1500×850×2350 mm	台	1	
17	桌上型洗眼器		台	1	
18	器皿柜		套	2	
19	色谱台	1m×3m	套	1	
20	试验台	1m×3m	套	1	

3.5.7 外输工程

本项目新建 1 条中佳天然气处理站至 702 站的天然气外输管道。管道总长 11km。新建外输首站、外输末站各 1 座。

本工程一期外输规模为 100×10⁴m³/d。考虑到外输管道后期扩建难度大，且站外征地困难，因此外输管道考虑按远期规模一次建成。

按照远期规划，中佳气田未来整体上产 $5 \times 10^8 \text{m}^3$ 并保持稳产，折算外输规模为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。因此新建外输管道最大设计规模为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

新建管道计划通过改造位于 702 站的 2# 阀室接入克-乌输气管道，供气量为 $(100 \sim 150) \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力与克乌输气管道相同，取 6.3MPa。

702 泵站：目前 702 泵站已停用，本项目产品天然气外输使用 702 泵站的阀门，在 702 泵站建设外输末站。

克-乌输气管道：克-乌输气管道起点位于克拉玛依金龙镇一级配气站，沿途经 702、703、704、705、706 中间泵站，终点到达乌鲁木齐王家沟末站，全长 288.67km，管线规格为 $\Phi 610 \times 8 \text{mm}$ ，设计压力为 4.0MPa。输气能力克拉玛依方向为 $4.9 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，乌鲁木齐方向为 $4.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

3.5.7.1 线路工程

(1) 外输线路总体概述

根据新建天然气处理站所处地理位置及周边外输管道情况，结合现场调研结果，本项目外输管道设计分为两部分：

1) 站场部分：在新建天然气处理站内新建外输管道首站（即外输装置区），设置发球装置，在 702 站内新建外输管道末站，设置收球装置，下游接至克乌输气管道 2# 阀室阀组间（以下简称克-乌气线阀组间）；

2) 线路部分：新建 1 条天然气处理站至 702 站的输气管道：管径为 DN350，一期稳产输气量 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，远期最大输气量按照 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 考虑，管道总体自东北向西南敷设，全长约 11km，线路起点位于新建天然气处理站东侧围墙外 2m，终点位于 702 站围墙外 2m。

(2) 线路走向方案描述

1) 总体描述

本项目新建外输管道线路走向总体自东北向西南，线路起点位于新建天然气处理站东侧围墙外 2m，终点位于 702 站围墙外 2m。沿线周边主要为农田和光伏电站，局部为荒地，周边可利用的道路有已建沥青路、碎石路和机耕道。根据现场情况，线路走向可分为前半段和后半段，分界点在新建处理站西南方向轧花厂附近的机耕道。

2) 前半段走向描述

前半段由于所在区域主要为农田，且周边有光伏电站，考虑到线路长度、临时征地面积、管道后期运行管理等因素，结合新建处理站和已建道路所在位置以及周边已建管道走向，走向基本确定：管道自新建处理站起，首先伴行新建处理站进站道路向南敷设约 2.8km，到达已建富城能源 DN150 管道北侧，之后与其并行向西敷设约 2.9km，在轧花厂东南侧向南穿越富城能源 DN150 管道和碎石路，避让高压电力线铁塔和埋地电力线，之后在已建沥青路南侧继续向西敷设约 350m，到达轧花厂东南侧的机耕道。

3) 后半段走向描述

自机耕道转向西南，伴行机耕道敷设约 4.5km，之后向西敷设，穿越五克高速后转向北敷设约 90m，到达 702 站东南角附近，再转向西敷设约 100m，到达线路终点 702 站南侧围墙外 2m。

本项目天然气外输管道路径图见图 3.5-20。

(3) 天然气外输管线穿越工程

本项目新建外输管线穿越已建管道（富城能源 DN150 管道）1 处，公路 2 处，穿越省道 1 处。线路穿越工程分布见图 3.5-20。

表 3.5-24 天然气外输管线穿越工程一览表

穿跨工程	次数	穿越长度	穿越方式
穿越公路	2处	12m	顶管穿越
穿越已建管线	1处	2m	顶管穿越
穿越国道	1处	40m	顶管穿越

3.5.7.2 站场工程

(1) 站场设置

新建天然气外输管道，设首站、末站各 1 座。外输首站位于新建天然气处理站内，位于外输装置区。外输末站位于 702 站内，下游通过改造 702 站内的克乌输气管道 2# 阀室接入克乌输气管道。管道沿线不设置阀室，站场设置详见表 3.5-25。

表 3.5-25 新建外输管道站场设置一览表

站场名称	线路里程 (km)	站间距 (km)	功能
外输首站	0	0	发球、紧急切断、放空
外输末站	11	11	收球、紧急切断、放空排污

(2) 站场工艺

1) 外输首站

①功能及组成

本项目外输首站位于新建天然气处理站内，主要流程及功能设置为：

- A.接收经过中新建天然气处理站工艺装置区处理、调压、计量后来气；
- B.发送清管器；
- C.输气管道的事故状态紧急切断；
- D.正常和事故工况下外输管道及站内天然气放空接入新建天然气处理站放空管线。

②本站主要工艺参数

设计外输量：来气按 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，外输能力 $260 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；

设计压力：6.3MPa；

外输压力：2.5~5.8MPa；

外输温度：14~16℃。

天然气组分：本项目外输天然气的气质组分符合国标《天然气》（GB 17820-2018）中一类气标准。

③主要工艺设备

A.紧急截断系统

为了减少事故状态下天然气的损失和保护站场安全，在出站管线上设置紧急切断阀（ESD），紧急切断阀由气液联动执行机构驱动。当站场或输气管线发生事故时，可关闭紧急切断阀，切断站场与下游管道的联系。

B.放空系统

站内放空管线采用双阀串联，前端为球阀，后端为具有节流截止功能的放空阀，放空管线通过放空汇管连接至新建处理站放空总管。

C.清管设备

站内设置 1 台 PN63 DN350/DN450 的发球筒，发送清管器用于外输管道清管及检测。

2) 外输末站

①功能及组成

新建外输末站位于 702 站内，克乌输气管道 2# 阀室东北侧约 150m。本项目外输天然气到新建外输末站后，经过进站收球装置区后接入克乌输气管道 2# 阀室，站内设置过滤分离、收球设施及其放空、排污等装置。

外输末站的主要流程及功能设置为：

- A. 输气管道的事故状态紧急切断；
- B. 接收清管器；
- C. 来气过滤分离；
- D. 正常和事故工况下外输管道及站内天然气放空；
- E. 站内管道和设备的排污。

② 本站主要工艺参数

输气量：设计外输量：来气按 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，外输能力 $260 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；

设计压力：6.3MPa；

来气进站压力：2.4~5.6MPa；

进站温度：14~16℃。

③ 主要设备

A. 紧急截断系统

为了减少事故状态下天然气的损失和保护站场安全，在进站管线上设置紧急切断阀（ESD），紧急切断阀由气液联动执行机构驱动。当站场或输气管线发生事故时，可关闭紧急切断阀，切断站场与输气管线的联系。

B. 过滤系统

为了保证进入站场的气体符合气质要求，在进入站场工艺设施前设置过滤分离器，可过滤掉天然气中自带的污物、铁锈、粉尘等杂质。

C. 放空、排污系统

站内放空管线采用双阀串联，前端为球阀，后端为具有节流截止功能的放空阀，放空管线通过放空汇管连接至 702 站内已建放空管集中放空。

发球筒中排出的粉尘和残液接入新建排污系统。排污管线采用双阀串联，前端为手动球阀，后端为排污阀。站内设 1 座 5m^3 密闭排污罐，用于收集站内收球筒排出的粉尘和残液。

本项目天然气外输工程主要工程量见表 3.5-26。

表 3.5-26 天然气外输工程主要工程量

序号	项目	规格	单位	数量	备注
一	新建输气管道				
1	输气管道	DN350 6.3MPa	km	11	直缝高频焊钢管
2	热煨弯头	D355.6×7.1mm/L360MR=6D	个	30	两端各带 0.5m 直管段
3	冷弯弯管	D355.6×6.3mm/L360MR=40D	个	130	两端各带 2m 直管段
4	警示牌		个	30	
5	警示带		km	13	宽 450mm
二	外输首站				
1	设备				
1.1	发球筒	PN6.3MPa DN450/350	座	1	
1.2	气液联动球阀		套	1	
1.3	气动球阀		套	3	焊接连接
1.4	手动球阀		套	8	
1.5	弹簧全启式安全阀		套	1	法兰连接
1.6	节流截止放空阀		套	3	法兰连接
1.7	气动节流截止放空阀		套	1	法兰连接
2	站内管道组装焊接				
2.1	直缝高频焊钢管	D355.6×6.4 L360M	m	60	
2.2	无缝钢管		m	157	
3	其他				
3.1	就地压力表	0~6.3MPa 精度 1.5 级	套	3	
3.2	压力变送器		套	2	
3.3	温度变送器		套	1	
3.4	通球指示器		套	1	
3.5	绝缘接头	PN6.3MPa DN350	套	1	
三	外输末站				
1	设备				
1.1	发球筒				
1.2	气液联动球阀				
1.3	气动球阀				
1.4	手动球阀				
1.5	弹簧全启式安全阀				
1.6	节流截止放空阀				
1.7	气动节流截止放空阀				
1.8	排污撬	1.6MPa 5m ³	座	1	
2	站内管道组装焊接				
	直缝高频焊钢管	D355.6×6.4 L360M	m	60	
	无缝钢管		m	157	

3	其他				
3.1	就地压力表	0~6.3MPa 精度 1.5 级	套	3	
3.2	压力变送器		套	2	
3.3	温度变送器		套	1	
3.4	通球指示器		套	1	
3.5	绝缘接头	PN6.3MPa DN350	套	1	

3.5.8 主要指标

3.5.8.1 技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.5-27。

表 3.5-27 本项目主要经济技术指标表

序号	项目		单位	数量
1	动用资源储量		万 m ³ /a	13200
2	设计井数		口	5
3	不同规模站场数		座	1
4	管道长度		km	6.65
5	施工期	水基钻井液	m ³	3108
6		油基钻井液	m ³	4020
7		压裂液	m ³	29800
8		柴油	t	810
9	运营期	乙二醇	t/a	499.32
10	工程占地	永久占地	m ²	120655.5
		临时占地	m ²	270802.9
11	工作制度		天	365
12	劳动定员	施工期	人	20
		运营期	人	44
13	总投资		万元	32874.78
14	环保投资		万元	1009.2

3.5.8.2 占地情况

本工程总占地面积为 391458.4m²，其中永久占地 120655.5m²，临时占地 270802.9m²。占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，占地面积详见表 3.5-28。本项目征地手续为钻井和地面分开办理，目前钻井的征地手续正在办理中，地面征地部分尚未启动，后续根据项目进展情况开展地面征地手续办理工作。项目施工需在取得征地手续后方可施行。

表 3.5-28 本工程占地概况一览表

分区	总占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		

采气井场	钻井工程	双井平台	7950	3000	4950	人工牧草地、其他草地	2 井式平台井 2 座，2 井式平台井单座临时占地面积 105m×75m，永久占地面积 50m×30m
	评价井转生产井	单井	1200	1200	/	其他草地	评价井转生产井 1 口，永久占地面积 40m×30m
	已实施井改造	ZJHW201	200	200	/	人工牧草地	占地面积 20m×10m
		ZJHW213	1200	1200	/	其他草地	占地面积 40m×30m
站场	天然气处理站		78920	78920	/	人工牧草地、其他草地	①天然气处理站 300m×250m；②火炬区 24m×24m；③火炬除液器区 24m×19m；④放空管廊 150m×8m；⑤放空区道路 211m×8m
管线区	单井采气管线		99750	/	99750	人工牧草地、其他草地	长度 6650m，作业宽度 15m
	外输管道		132000	/	132000	其他草地、水浇地、灌木林地、公路用地	长度 11000m，作业宽度 12m
道路			40162.4	31020.5	9141.9	人工牧草地、其他草地、盐碱地、水浇地	①气田道路：长度 3939m，路面宽度 6m；②巡井道路：长度 990m，路面宽度 7m；③35kV 变电站：长度 91m，路面宽度 5m。④作业宽度均为 8m。⑤天然气处理站道路面积已包含在天然气处理站面积核算中，此处不再核算
供配电	35kV 变电站		30076	5115	24961	/	①35kV 变电站永久占地面积 60m×50m（临时工程占用永久占地，不单独占用土地）；②35kV 线路：电线杆 79 座，杆塔

						式变电站 150 座，单座永久占地面积为 3m×3m，临时占地面积为 10m×10m；③10kV 线路：杆塔式变电站 6 座，单座永久占地面积为 3m×3m，临时占地面积为 10m×10m
总计		391458.4	120655.5	270802.9	/	/

3.5.8.3 土石方平衡情况

本项目建设挖方总量 114480m³，填方总量 114480m³，天然气处理站及 35kV 变电站多余土石方用于敷设道路、低洼处等，无弃方。土石方平衡见表 3.5-29。

表 3.5-29 土石方平衡计算表 单位：m³

项目组成	挖方	填方	借方	弃方
单井采气管线	13300	13300	0	0
外输管线	93600	93600	0	0
天然气处理站	5630	5630	0	0
35kV 变电站	1950	1950	0	0
合计	114480	114480	0	0

3.5.8.4 能源物料消耗

(1) 原辅材料消耗量

① 钻井液

根据钻井工程设计，本项目一开、二开使用水基钻井液，三开、四开使用油基钻井液。单井一开钻井液使用量约 207m³，二开钻井液使用量约 570m³，三开钻井液用量 425m³，四开钻井液用量 580m³。本项目有 4 口钻井，则本项目钻井液用量为 7128m³。钻井液设计用量见表 3.5-30。

表 3.5-30 单井钻井液材料用量设计

开钻次序	一开	二开	三开	四开	备注
钻头尺寸 mm	444.5	333.4	241.3	165.1	
井段 m	0~500	~3560	~4550	~完钻井深	
井筒容积 m ³	78	312	223	237	
钻井液用量 m ³	207	570	425	580	
新配钻井液用量 m ³	87	450	324	184	
材料名称	用量 t				合计 t
坂土	7.0	18.0			25.0

CMC (中)	0.4				0.4
Na ₂ CO ₃	0.4	0.9			1.3
NaOH		1.4			1.4
SP-8		2.3			2.3
FA367		2.3			2.3
KCl		22.5			22.5
复配铵盐		1.8			1.8
HY-2		6.8			6.8
阳离子乳化沥青		11.3			11.3
CaO		1.6	4.0	2.4	8.0
液体润滑剂		2.3			2.3
白油			168.3	117.0	285.3
CaCl ₂			19.8	11.7	31.5
主乳化剂			5.9	3.6	9.5
辅乳化剂			5.9	3.6	9.5
润湿剂			3.3	2.0	5.3
有机土			7.3	4.3	11.6
降滤失剂			6.6	3.9	10.5
封堵剂			5.3	3.2	8.5
絮凝剂			2.6	1.6	4.2
Ⅱ级重晶石	20.0	111.0	249.0		380.0
I级重晶石				118.0	118.0
备用材料名称	用量 t				合计 t
I级重晶石					30.0
堵漏剂					10.0
可选材料	SP-8: JT-888、NAT20、BA-8、BA-9; FA367: HMP、IND10、TC-DBY				

②压裂液

根据建设单位提供资料，压裂液选择胍胶压裂液体系，支撑剂采用陶粒。

压裂液用量见表 3.5-31。

表 3.5-31 储层改造工程压裂液用量一览表

类别	名称	井数 (口)	单井数量		合计	单位
			数量	单位		
压裂液	压裂液	4	7456.6	m ³ /口	2.98	万 m ³
支撑剂	石英砂	4	710	m ³ /口	0.28	万 m ³

③乙二醇

根据建设单位提供资料，乙二醇注入量为 57kg/h，则每年乙二醇注入量为 499.32t。

④柴油

本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，每个井队配备钻井钻机（电钻）2台，柴油发电机2台，柴油消耗量平均2t/d，本项目新钻井4口，钻井周期405d，施工期间共耗柴油810t。

(2) 主要原辅材料理化性

① 钻井液

钻井液主要成分理化性质见表3.5-32。本项目钻井液不涉及重金属、持久性有机污染物等有毒有害物质。

表 3.5-32 钻井液主要成分理化性质

类型	成分	理化性质
水基 钻井 液	坂土	又称膨润土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
	NaOH	氢氧化钠又称烧碱、火碱或苛性钠。白色结晶，有液体、固体片状三种产品，纯度从50%至99%不等，密度2g/cm ³ ~2.2g/cm ³ ，易吸潮，有强烈的腐蚀性。
	SP-8	聚丙烯酰胺钾盐，一种无色无味的结晶体，常见于粉末状或颗粒状。其分子结构含有聚丙烯酰胺基团和钾离子，具有良好的溶解性和稳定性。聚丙烯酰胺钾盐在水中具有高度的吸水性，能迅速形成胶体溶液。此外，它还具有较好的胶凝性和黏附性，可用于沉淀、固化和黏合等多种用途。
	FA367	FA367是由多种阴离子、非离子、有机离子单体共聚而成的水溶性高分子聚合物。白色粉末，水分≤7%，热稳定性好，抗温>180℃。
	KCl	外观与性状：白色晶体，味极咸，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。 折射率：1.334。 水溶解性：342g/L（20℃）。 稳定性：稳定。与强氧化剂不相容，强酸。防潮。 储存条件：2-8℃
	复配铵盐	淡黄色粉末，溶于水，含有-COOH、-COONH ₄ 、-CONH、-CONH ₂ 、-CN等基团，分子量在10000~50000之间，有降低高压差失水的功能和良好的热稳定性。
	阳离子乳化沥青	沥青粉，又称沥青沉淀物，是一种从石油沥青中提取的黏稠物质，主要由芳香类和环烷烃类组成。
	CaO	氧化钙为碱性氧化物，对湿敏感。易从空气中吸收二氧化碳及水分。与水反应生成氢氧化钙（Ca(OH) ₂ ）并产生大量热，有腐蚀性。
油基 钻井 液	白油	无色透明油状液体。在日光下观察不显荧光。室温下无味。无臭。相对密度0.860~0.905(25/4℃)。粘度(50℃)7.5~18MPa·s。着火点130℃~185℃，粘度指数90~125。凝固点-3℃~-30℃。酸价0.01~0.02mgKOH/g。色泽0°~3°。不溶于水、冷乙醇和甘油，能溶于二硫化碳、乙醚、氯仿、

		苯和热乙醇。樟脑、薄荷油、麝香可在白油中溶解。
润湿剂		主要成分为醇醚类、酯类等，或选择同类型润滑剂，密度 0.94g/cm ³ ~1.04g/cm ³ ，pH 值 7~9。
降滤失剂		属阴离子型纤维素醚类，外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无臭无味，无毒；易溶于冷水或热水，形成具有一定粘度的透明溶液。溶液为中性或微碱性，不溶于乙醇、乙醚、异丙醇、丙酮等有机溶剂，可溶于含水 60%的乙醇或丙酮溶液。
CaCl ₂		5%水溶液 pH 值为 4.5~9.2。1.7%水溶液同血清等渗。该品以碳酸钙和盐酸为原料制得，为镁中毒时的解毒剂。钙离子可与氟化物形成不溶性氟化钙，用于氟中毒解救。
封堵剂		随钻堵漏剂外观为灰白色粉末，细度为 60 目，水分≤8%，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，黏附性强，与传统的随钻堵漏剂相比，不受粒径“匹配”限制，适用于各种泥浆体系，可用于封堵漏失层，也可保护低压产层（油、气、水等）。
絮凝剂		延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的 0.1%~0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。
重晶石		化学组成为 BaSO ₄ ，常呈厚板状或柱状晶体，多为致密块状、板状或粒状集合体。质纯时无色透明，含杂质时被染成各种颜色，条痕白色，玻璃光泽，透明至半透明。

②压裂液

压裂液选择胍胶压裂液体系，压裂液成分主要有水、胍胶和助剂（KCl、交联剂、破胶剂、纤维）。支撑剂设计全部采用陶粒。本项目压裂液不涉及重金属、持久性有机污染物等有毒有害物质。压裂液主要成分理化性质见表 3.5-33。

表3.5-33 拟建项目压裂液主要成分理化性质

序号	压裂液主要成分	理化性质
1	支撑剂	主要为陶粒，具有球状的外形，表面光滑而坚硬，内部呈蜂窝状，有密度小、热导率低、强度高的特点。
2	胍胶	胍胶，主要含有高分子量水胶体多糖。具有优异的黏度和流变性能，能够有效地改善液体的黏度和浓度，增加液体在岩石裂隙中的渗透性。
3	KCl	白色晶体，味极咸，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。口服过量氯化钾有毒。
4	交联剂	主要成分为硼酸盐，单斜晶系。产品常呈短柱状，亦常呈土状块体或皮壳状产出。纯净者无色。条痕白色。玻璃至油脂光泽。硬度 2~2.5。性脆。微带涩口的甜味。在空气中易脱

		水，颜色变浊，表面出现白色粉末状的皮壳。极易熔，烧时显著膨胀，随后熔成透明的玻璃状小球。易溶于水中，溶液呈弱碱性。
5	破胶剂	主要成分为过硫酸盐，具有较好的氧化性能，能够在水溶液中迅速分解释放出活性氧，常被用作氧化剂或促进剂。
6	纤维	压裂中选用的纤维主要为腈纶纤维，强度较高，在水中的分散性和悬浮性好，耐酸、耐碱性强，在地层水和较高温度（80℃）下性能稳定，与压裂液配伍性好。

③乙二醇

本项目脱水、脱烃采用注乙二醇+J-T 阀节流脱水脱烃工艺。乙二醇主要理化性质见表 3.5-34。

表 3.5-34 乙二醇主要成分理化性质

序号	成分	理化性质
1	乙二醇	化学式为 (CH ₂ OH) ₂ ，是最简单的二元醇。乙二醇是无色无臭、有甜味液体，对动物有低毒性，乙二醇能与水、丙酮互溶，但在醚类中溶解度较小。属低毒类。

3.5.8.5 工程投资

项目总投资 32874.78 万元，环保投资约 1009.2 万元，占总投资的 3.07%。

3.5.8.6 劳动定员

本项目运营期新增劳动定员 44 人，由采气一厂负责管理运行。

3.5.9 公辅工程

3.5.9.1 防腐保温

(1) 站场内管道设备

1) 保温管道外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

2) 地面不保温管道及设备、储罐外附件防腐层：二道环氧富锌底漆（60μm）-二道环氧云铁中间漆（100μm）-二道交联氟碳涂料（80μm），防腐层干膜厚度≥240μm。

3) 设备、储罐内壁及保温外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

4) 储罐底板外表面防腐层：无机富锌底漆，涂敷二道，防腐层厚度≥100μm，环氧煤沥青涂料，涂覆二道，防腐层总厚度≥300μm。

5) 所有的金属表面处理均采用喷砂除锈，除锈等级达到 Sa2.5 级。

6) 管道防腐层补口结构同管体。

(2) 集输管道

1) 防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 50mm，保温管轴向偏心量为 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用高密度聚乙烯，防护层厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。采用“一步法”成型工艺。

2) 管道外壁补口防腐层均采用无溶剂环氧涂料和辐射交联聚乙烯热缩补口带，保温层材料同管体，外防护层采用补口套。

3) 管道表面处理均采用喷砂除锈，除锈等级达到 Sa2.5 级。

(3) 外输管道

管道外壁采用挤压聚乙烯三层结构（3PE）防腐层，其中，环氧粉末层厚度 $\geq 120\mu\text{m}$ ，胶粘剂层厚度 $\geq 170\mu\text{m}$ ，防腐层总厚度 $\geq 2.7\text{mm}$ 。焊缝部位防腐层厚度不小于管体部分的 80%。防腐层补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级达到 Sa2.5 级。

管道防腐保温部分工程量见表 3.5-35。

表 3.5-35 总体部署方案主要工程量

序号	项目	单位	数量	备注
一	站场管道			
1	天然气处理站管道			
1.1	地面不保温管道防腐层	m ²	1145	氟碳耐候防腐层，厚度 $\geq 240\mu\text{m}$
1.2	埋地不保温管道防腐层	m ²	320	无溶剂环氧防腐层，厚度 $\geq 400\mu\text{m}$
1.3	地面保温管道防腐层	m ²	960	无溶剂环氧防腐层，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$
2	单井井场管道			
2.1	地面不保温管道防腐层	m ²	60	氟碳耐候防腐层，厚度 $\geq 240\mu\text{m}$
2.2	地面保温管道防腐层	m ²	8	无溶剂环氧防腐层，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$
3	平台井井场管道			
3.1	地面不保温管道防腐层	m ²	67	氟碳耐候防腐层，厚度 $\geq 240\mu\text{m}$
3.2	地面保温管道防腐层	m ²	21	无溶剂环氧防腐层，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$
二	站外管道			
1	集输管道			
1.1	集输管道 D114×7/20G 管体防腐保温	m	700	防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；

1.2	集输管道 D76×6/20G 管 体防腐保温	m	5950	保温层采用聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 50mm，保温管轴向偏心量为±3mm（DN≤100mm）；防护层采用高密度聚乙烯，防护层厚度≥1.4mm。采用“一步法”成型工艺。
1.3	集输管道 D60×13/20G 管 体防腐保温	m	200	
1.4	集输管道 D114×7/20G 防腐保温补口	处	74	无溶剂环氧涂料（300μm）和辐射交联聚乙烯热缩补口带，保温层材料同管体，外防护层采用补口套。
1.5	集输管道 D89×6/20G 防 腐保温补口	处	990	
1.6	集输管道 D60×13/20G 防腐保温补口	处	21	
2	外输管道			
2.1	D355.6×6.3mm/L360M 外壁 3PE 防腐层			加强级，防腐层厚度≥2.9mm
2.2	防腐层补口			配环氧底漆的聚乙烯热收缩带

3.5.8.2 供配电工程

本工程供配电为新建 3 座采气井场（1 座单井，2 座平台井）及天然气处理站设计。

（1）新建 35kV 变电站（以下简称中佳变）

在中佳区块新建 1 座 35/10kV 变电站。新建 35kV 进线 2 回。35kV 工作电源引自金龙 2 110kV 变 35kV 金 205 出线柜，导线采用 1×JL/G1A-185/30，架设 30km；35kV 备用电源引自 110kV 八师小拐变 35kV 备用出线柜，导线采用 1×JL/G1A-185/30，架设长度约 20km。35kV 变电站位置见图 3.4-2。

（2）新建 10kV 线路

从新建 35kV 变电站引出 4 路 10kV 架空线路，10kV 导线规格均为绝缘导线 1×JKLGYJ-10kV-95/15，总计约 8km。

（3）供配电系统

1) 采气井场

根据气井布置形式，采用单变压器（10/0.4kV）带单座采气井场的配电方式。电源引自新建 35kV 中佳变电站新建 2 回 10kV 主干线路，导线截面采用 2×JKLGYJ-10kV-120/20，单回长度 15km，共 30km。变压器采用 S-NXII 节能型。单井井场均采用 125kV 杆架式变电站，双井井场采用 10/0.4kV 200kV 杆架式变电站。

2) 天然气处理站

新建 10/0.4kV 变配电室 1 座、10kV 配电室 1 间、0.4kV 配电室 1 间、变压器室 2 间，UPS 室 1 间、直流室 1 间。新建变配电室电源引自新建 35kV 中佳变 10kV 不同母线段，电缆沿站区电缆沟或电缆桥架敷设至新建变配电室。

3) 外输首、末站

①外输首站

外输首站位于拟建处理站内，处理站将建有完善的供配电系统。

阀门电源引自室外新增防爆配电箱，防爆配电箱电源引自配电室。

RTU 及控制系统安装于控制室内，电源由站区控制室内拟建 UPS 引接。

②外输末站

外输末站位于已建 702 泵站内，702 泵站已建有完善的供配电系统。

阀门电源引自室外新增防爆配电箱，防爆配电箱电源引自己建配电室。

RTU 安装于已建控制室内，电源由已建控制室内已有 UPS 引接。

本工程电气部分主要工程量详见表 3.5-36。

表 3.5-36 电气部分主要工程量表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
一	35kV 变电站				
1	主变				
1)	变压器	SZ20-12500/35 35±3×2.5%/10.5kV Yd11,Ud%=8	台	2	二级能效
2)	户外检修箱	XL-51	只	2	
2	35kV 一、二次设备				
1)	35kV 电源进线柜	KYN61-40.5(Z)	面	2	含计量和保护
2)	35kV 出线柜	KYN61-40.5(Z)	面	2	
3)	35kV 分段柜	KYN61-40.5(Z)	面	1	含保护
4)	35kV 分段隔离柜	KYN61-40.5(Z)	面	1	
5)	35kV 电压互感器柜	KYN61-40.5(Z)	面	2	含保护
6)	35kV 封闭式母线桥		座	4	
7)	动力配电箱	XRL	只	2	
3	10kV 一、二次设备				

1)	10kV 电源进线柜	KYN28A-12Z	面	2	
2)	10kV 出线柜	KYN28A-12Z	面	12	含计量和保护
3)	10kV 无功补偿出线柜	KYN28A-12Z	面	2	含计量和保护
4)	10kV PT 柜		面	2	含保护
5)	10kV 分段柜	KYN28A-12Z	面	1	含保护
6)	10kV 分段隔离柜	KYN28A-12Z	面	1	
7)	10kV 站用变出线柜	KYN28A-12Z	面	2	含计量和保护
8)	10kV 封闭式母线桥		座	4	
9)	动力配电箱	XRL	只	2	
4	10kV 无功补偿室				
1)	10kV 动态无功补偿装置	SVG-3600kvar	套	2	
2)	动力配电箱	XRL	只	2	
二	35kV 变电站 10kV 出线				
1	10kV 柱上真空断路器		套	2	
2	10kV 避雷器	HY5WS2-17/50TL	套	2	
3	10kV 隔离开关		套	2	
4	10kV 架空线路		km	38	
5	10kV 真空断路器		套	14	
6	10kV 避雷器	HY5WS2-17/50TL	套	14	
三	35kV 变电站 35kV 线路				
1	金龙变电源出线				
1)	35kV 电缆	ZA-YJV22-26/35kV 1×240	km	0.6	
2)	35kV 架空线路	1×JL/G1A 185/30	km	30	
3)	角钢塔		座	67	
4)	砼电杆		基	68	
2	八师变电源出线				
1)	35kV 出线柜		面	1	
2)	35kV 电缆	ZA-YJV22-26/35kV 1×240	km	0.6	
3)	35kV 架空线路	1×JL/G1A 185/30	km	20	
4)	角钢塔		座	83	
5)	砼电杆		基	11	
四	天然气处理站				
1	电力变压器	S20-M-1600	台	2	
2	10kV 开关柜		面	10	
3	直流柜	40Ah	套	1	
4	监控柜		面	1	
5	低压电气监控管理系统		套	1	

6	低压进线柜	GGD2	面	2	
7	低压电容无功补偿柜	GGD2 200kvar	面	2	
8	低压分段柜	GGD2	面	1	
9	低压出线柜	GGD2	面	15	
10	消防巡检柜		面	1	
11	双电源进线柜		面	2	
12	进线封闭式母线桥	每套 2000mm 4×[TMY-125×10] (带热缩套)	套	2	
13	0.4kV 室联络封闭式母线桥	每套 4600mm 4×[TMY-125×10] (带热缩套)	套	2	
14	变配电室	12×20×5.4m	座	1	
15	UPS 不间断电源装置	40kVA 后备时间: 120 分钟	套	1	
16	电力电缆	ZA-YJV22-8.7/15kV 3×95	km	0.5	
17	10kV 柱上真空断路器		套	2	
18	10kV 避雷器	HY5WS2-17/TL	套	2	
19	电力电缆		km	27	
20	梯阶式电缆桥架		节	120	
五	井场				
1	杆架式变电站	10/0.4kV 125kVA	座	1	
2	杆架式变电站	10/0.4kV 200kVA	座	3	
3	杆架式变电站	10/0.4kV 50kVA	座	1	
4	杆架式变电站	10/0.4kV 315kVA	座	1	
5	10kV 真空断路器		套	17	
6	10kV 避雷器	HY5WS2-17/50TL	套	17	
7	电力电缆		m	800	
8	3kV UPS 不间断电源 后备时间≥1h		套	4	含低压配电柜
9	10kV 架空线路	1×JKLGYJ-10kV-95/15	km	14	
六	外输首站				
1	防爆动力配电箱	6 回路	面	1	
2	电力电缆		m	250	
3	镀锌钢管	42.4×3.5	m	50	SC32
4	铜接线端子	DT-16	个	10	
5	接地角钢	∠50×5×2500	根	4	
6	接地线	-40×4	m	100	
7	防腐降阻剂		t	2	
七	外输末站				
1	防爆动力配电箱	6 回路	面	2	
2	电力电缆		m	725	
3	镀锌钢管	60.3×3.8	m	20	SC50
4	镀锌钢管	42.4×3.5	m	100	SC32

5	铜接线端子	DT-16	个	20	
6	接地角钢	∠50×5×2500	根	4	
7	接地线	-40×4	m	100	

3.5.9.3 仪表自动化工程

仪表部分根据工艺主体方案，按照集输部分及天然气处理站部分分别进行自动化系统的方案设计。主要工艺方案为：

(1) 设置有高性能的过程控制系统，保证设备运行的高可靠性，具有动态流程显示、数据显示、参数报警及记录、事件记录、历史数据存储、历史数据显示、报表打印等功能，监测整个生产动态。

(2) 设置安全仪表系统，实时检测站内重要的工艺参数，当发现参数波动异常时，能够根据预设的 ESD 级别，分级进行紧急停车保护，保障人身、设备、工艺系统安全。

(3) 设置可燃气体检测报警系统，实时检测站内可能突发的可燃气体泄漏，并能自动联锁相关设备动作。

本工程仪表部分主要工程量详见表 3.5-37。

表 3.5-37 仪表部分主要工程量表

序号	名称	型号	单位	数量	备注
一	井场部分				
1	压力变送器		台	17	
2	电液联动紧急切断阀	DN50 PN420	台	5	
3	RTU 系统主要材料		套	5	含 RTU 箱
4	磁致伸缩液位计		台	2	
5	已建 RTU 系统组态及扩容		套	1	
6	天然气处理站 DCS 系统组态及扩容		套	1	
二	天然气处理站				
1	DCS 控制系统		套	1	
2	SIS 控制系统	SIL 等级≥SIL2	套	1	
3	消防联动系统		套	1	
4	可燃气体报警系统		套	1	
5	PLC 控制系统		台	2	
6	采气一厂厂部已建监控平台系统组态、扩容		套	1	
7	温度变送器		台	20	
8	压力变送器		台	20	

9	单法兰液位变送器		台	3	
10	磁致伸缩液位计		台	2	
11	交接计量装置		套	2	
12	电磁流量计	DN100 PN16	台	2	
13	可燃气体探测器		台	40	
14	清管球指示器		台	2	
15	水露点分析仪		套	1	
16	烃露点分析仪		套	1	
17	管道泄漏检测系统		套	1	
18	防爆仪表接线箱		个	20	

3.5.9.4 道路工程

(1) 道路设计内容

本工程道路设计，满足油田车辆消防及日常生产使用的需要。本工程道路部分主要包括 4 个部分：

- 1) 气田巡检道路：新部署 5 口单井（3 座井场）的单井巡检道路；
- 2) 集气区主干道路：天然气处理站至已建沥青路间道路建设，具体为延伸 136 团田间已建呼黑线沥青路至天然气处理站，为气田开发、建设提供必要的交通和后勤保障；
- 3) 天然气处理站站内道路：满足站场日常生产、巡检及消防之需；
- 4) 35kV 变电站站内消防道路和站外连接道路。

(2) 道路主要工程量

气田公路、巡井道路、天然气处理站和 35kV 变电站站内道路工程量见表 3.5-38。道路示意图见图 3.5-21。

表 3.5-38 本项目道路主要工程量

项目	单位	长度	宽度	路面结构
集气区主干道路	m	3939	6	天然砂砾路面
天然气处理站	m	2570	6	水泥混凝土路面
巡井道路	m	990	7	天然砂砾+土基
35kV 变电站	m	91	5	水泥混凝土路面
总计	m	7590	/	/

3.5.9.5 供排水

(1) 供水

本工程生产生活、采暖用水采用现有农业水源井形式供给。

1) 施工期

①生产用水

本项目施工期生产用水主要为泥浆配比用水，根据建设单位提供的资料，泥浆配比用水约为泥浆用量的 90%，则整个钻井周期单井用水量 1603.8m^3 ，4 口井预计用水量 6415.2m^3 。

施工期管道试压用水量 1586.68m^3 。

压裂液用水主要来自红山嘴油田原油处理站处理达标后的水，压裂液在项目现场配置，项目最大压裂液用量 $2.98 \times 10^4\text{m}^3$ ，压裂液配比用水约为压裂液的 90%，则压裂液用水量约 $2.68 \times 10^4\text{m}^3$ 。

②生活用水

项目施工人员不另设生活营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，生活用水及排水均依托施工单位供排水设施，本环评不再进行核算。

2) 运营期

运营期用水节点为生产、生活用水。

①生产用水

生产用水主要为井下作业用水、天然气处理站拖洗用水。井下作业用水（洗井液和压裂液）提前配置，无需单独供水。

根据《中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整地面工程方案》，天然气处理站拖洗用水量为 $0.8\text{m}^3/\text{d}$ （ $292\text{m}^3/\text{a}$ ）。

②生活用水

本项目新增劳动定员 44 人，生活用水参照《新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额》中用水定额通用值 $80\text{L}/(\text{人} \cdot \text{d})$ ，则本项目生活用水量为 $3.52\text{m}^3/\text{d}$ （ $1284.8\text{m}^3/\text{a}$ ）。

③餐饮用水

根据方案设计，天然气处理站厨房用水约 $1.5\text{m}^3/\text{d}$ （ $547.5\text{m}^3/\text{a}$ ）。

(2) 排水

1) 施工期

①生产废水

施工期管道试压产生量 30m^3 ，试压废水用于场地降尘。

压裂液与采出液一起采用罐车运至红山嘴油田原油处理站处理，不外排。

②生活污水

本项目施工人员食宿依托施工单位集中公寓，不再进行单独核算及评价。

2) 运营期

①生产废水

运营期井下作业废水、采出水依托红山嘴油田原油处理站处理达标后用于回注油藏，不向外环境排放。

天然气处理站拖洗废水排放量按用水量的 80% 计算，排放量为 0.72m³/d(262.8m³/a)。

②生活污水

本项目生活污水产生量以用水量的 80% 计，则生活污水产生量为 2.816m³/d (1027.84m³/a)。

③餐饮废水

本项目餐饮废水产生量以用水量的 80% 计，则生活污水产生量为 1.2m³/d (438m³/a)。

水平衡图见图 3.5-22。

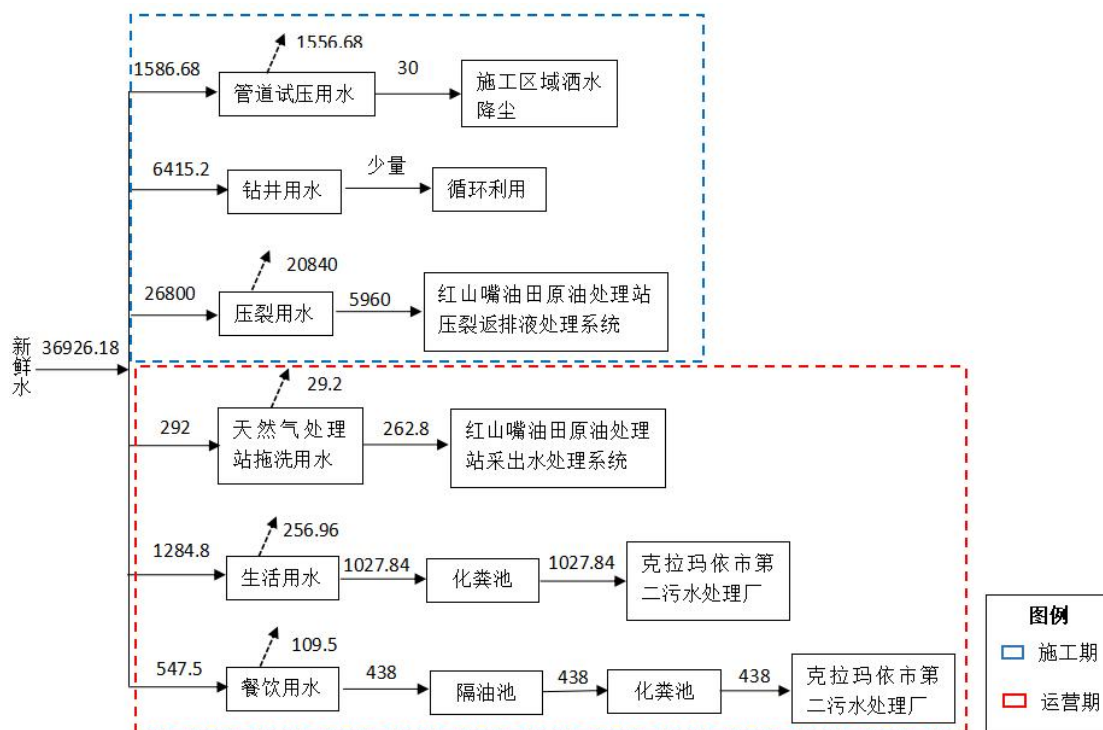


图 3.5-22 本项目水平衡图 (m³/a)

3.5.9.6 消防

(1) 井场部分

新建水平井规模为五级站场，根据《石油天然气工程设计防火规范》，不需设消防冷却水系统；根据《建筑灭火器配置设计规范》，配置一定数量的移动式灭火器材即可满足要求。初期火灾，由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救。

(2) 天然气处理站

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），新建天然气站场为三级站场，需设置消防给水系统，并配备一定数量的移动式灭火器材。罐区采用移动式消防冷却水系统及移动式泡沫灭火系统，装置区及辅助生产用房设室外消火栓给水方式。

3.5.10 依托工程

本项目井下作业废水（废洗井液、压裂返排液）、采出水、拖洗废水及排污撬废水均依托红山嘴油田原油处理站进行处理；含油污泥依托克拉玛依博达生态环境科技有限责任公司处置；生活污水、餐饮废水依托克拉玛依市第二污水处理厂处理；生活垃圾依托克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处置。

3.5.10.1 红山嘴油田原油处理站

(1) 环保手续

红山嘴油田原油处理站设有原油处理系统、采出水处理系统和压裂返排液处理系统，具体的环保手续履行情况详见下表 3.5-39。

表 3.5-39 红山嘴油田原油处理站主要环保手续履行情况

工程名称	主要建设内容	环评批复及时间	验收批复及时间
采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程	新建原油处理装置 1 套、原油稳定装置 1 套、原油外输系统、常规采出水处理设施 1 套（处理规模为 1300m ³ /d）、压裂返排液采出水处理设施 1 套（设计规模 3500m ³ /d）注水系统、30000m ³ 压裂返排液储存池 1 座、伴生气增压设施 1 套。	克环函〔2020〕141 号，2020 年 8 月	工程在建设过程中因部分工序规模、工艺发生变化，重新报批
采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程（变更）	新建原油处理装置 1 套，原油稳定装置 1 套、压裂返排液预处理装置 1 套（1500m ³ /d）和采出水处理装置（2000m ³ /d）、注水系统、30000m ³ 压裂返排液储存池 1 座、伴生气增压设施 1 套。	克环函〔2022〕140 号，2022 年 9 月	正在验收

(2) 排污许可证

采油一厂红山嘴油田原油处理站已申领排污许可证，证书编号为 91650200715597998M。

(3) 主要依托工程内容

1) 采出水处理

红山嘴油田原油处理站采出水处理系统分为自建系统和第三方处理系统。自建系统采用“压力缓冲+聚结除油+反应沉降”工艺处理常规采出水，处理完后回注油藏，处理能力 1300m³/d。第三方处理系统有 1 套，采用“重力除油+气浮+过滤”工艺，可处理非常规与常规采出水，处理完后回注油藏，处理能力 2000m³/d；第三方水处理工艺示意图，见图 3.5-23。

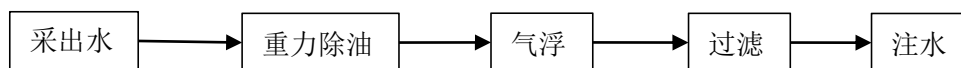


图 3.5-23 采出水注水处理工艺示意图

2) 压裂返排液处理

本项目压裂返排液的处理工艺主要为气浮+生化+混凝沉降+过滤(1500m³/d)。具体工艺流程如下：进水泵安装在压裂返排水储存池取水区，取水泵出口设流量计，经过计量后的污水与系统内部回收污水一起进入气浮单元，气浮出水经过中间水箱和提升泵进入生化单元，单元出水重力流进入生化后处理单元处理后进入过滤吸水水箱，然后通过过滤提升泵提升进入过滤单元，过滤出水进入外输水箱，经外输泵提升进入外排管线，在外输泵出口设外排水量流量计，在流量计之前设不合格水回流管线，当监测到不合格出水时，排水切换至回收水箱。加药系统和专属菌培养系统分别为气浮和生化提供药剂和菌液，加药系统采用清水进行药剂配制，专属菌培养系统采用培养基进行培养。过滤反洗采用产水箱中的滤后水，该部分水未经过总出水流量及计量。反洗排水进入回收水箱。气浮排泥和生化后处理单元排泥均进入污泥箱，经过提升泵提升进入污泥脱水机进行脱水，脱水污泥输送至外运装载区，定期拉运至指定点。

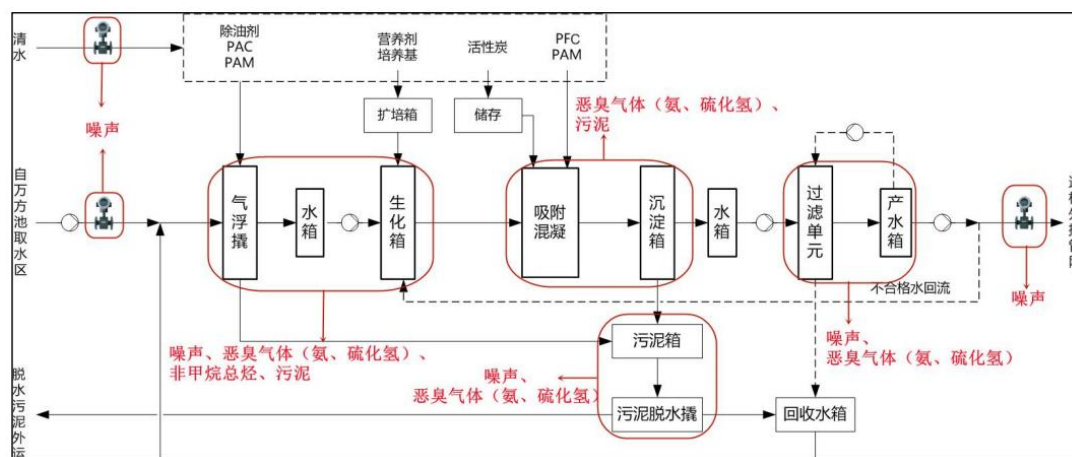


图 3-24 压裂返排液处理工艺流程

(4) 依托可行性分析

红山嘴油田原油处理站依托系统能力平衡见表 3.5-40。

表 3.5-40 红山嘴油田原油处理站依托系统能力平衡表

依托工程名称	设计处理能力	实际处理能力	剩余处理能力	本项目预测量	新增负荷	平衡情况
采出水处理	2300m ³ /d	1900m ³ /d	400m ³ /d	88.85m ³ /d (采出水、废洗井水、废洗井液、拖洗废水)	24.7%	可满足
压裂返排液处理	1500m ³ /d	1400m ³ /d	100m ³ /d	8.68m ³ /d	8.68%	可满足

根据上表3.5-23，本项目新增采出水和污水均能在红山嘴油田原油处理站处理，富余量可满足本项目需求，本项目距红山嘴油田原油处理站约22.6km，距离较近，油田道路交通设施完善，故依托可行。

3.5.10.2 克拉玛依博达生态环保有限公司

克拉玛依博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块。2018 年克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司废弃物处置再生利用项目建于克拉玛依市白碱滩区，石油化工园区东南 7km，克拉玛依危险废物处置中心西侧 250m，石西公路东侧，厂区中心地理坐标 N45°33'51.05"、E85°10'43.69"。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 100m³/d，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 300m³/d，并委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司对其进行了环境

影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函〔2007〕28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函〔2010〕127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。2018 年原新疆维吾尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司油田污泥污水处理项目升级改造固体废物污染防治设施项目》（新环函〔2018〕1182 号）予以批复，2019 年 6 月通过新疆维吾尔自治区生态环境厅验收（新环审〔2019〕67 号）。博达废弃物处置再生利用项目设计处理能力为 118.5 万 t/a（其中含油泥废液 34 万 t/a、含油污泥 30 万 t/a、干化油泥及废矿物油 40.5 万 t/a、含油钻井废弃物 10.5 万 t/a、废防渗膜及废树脂 3.5 万 t/a），该项目于 2018 年原新疆维吾尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司废弃物处置再生利用项目》（新环函〔2018〕1447 号）予以批复，2023 年 10 月通过企业自主验收。克拉玛依博达生态环保有限公司已申领排污许可证，证书编号为 91650200784680525Y001V。

依托可行性分析：

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040117），年处理能力 118.5 万 t/a，实际处理量 35×10^4 t/a，留有 83.5×10^4 t/a 的富余量。本项目 5 口采气井全部投产后预计油泥最大产生量为 65.35t/a，占比较小，完全在博达公司的处理能力范围内，本项目距离克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司 41.4km，依托可行。

3.5.10.3 克拉玛依市第二污水处理厂

克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依市中心城以南 9 公里、217 国道南侧，由克拉玛依天创水务有限公司建设。污水处理厂一期工程于 2011 年年底正式投产运营，处理规模为 5 万 m^3/d ；二期工程于 2019 年 7 月建成投运，处理规模为 10 万 m^3/d ；出水水质为《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A。

根据克拉玛依市人民政府网公布的《2021 年上半年全市废水监督性监测信息公开表》，克拉玛依天创水务有限公司第二污水厂污水外排口出水水质可以满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A。本项目生活污水产生量为 2.25 m^3/d ，占比很小，克拉玛依市第二污水处理厂可接收本项目施工期施工人员产生的生活污水，依托可行。

3.5.10.4 克拉玛依生活垃圾填埋场

克拉玛依生活垃圾填埋场二期位于石西公路 20km 处（奎北铁路以南），有效库容 223.6 $\times 10^4\text{m}^3$ ，使用年限约为 10 年。本项目运营期生活垃圾产生量为 0.022t/a，占比很小，克拉玛依生活垃圾填埋场可接收本项目运营期施工人员产生的生活垃圾，依托可行。

本项目与依托工程相对位置关系图见图 3.5-25。

3.6 现有工程开发回顾

3.6.1 井区开发现状

3.6.1.1 区块开发简况

中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏勘探开发历程大体可分为三个阶段：

第一阶段：1993 年~2004 年为预探阶段。1993 年，在新光断块南部高点部署钻探拐 3 井，该井完钻后获得日产天然气 $(1.09\sim 2.81)\times 10^4\text{m}^3$ ，油气显示良好，从而发现了佳木河组二段气藏。后续拐 3 井在佳木河组二段获得突破后，1995 年实施了拐 3 井区三维，满覆盖面积 152.07 km^2 ，面积 50m \times 50m。利用该套资料复查该区构造特征后，部署上钻了拐 201 井，试气期间仅见较弱油气显示，加之试气段为裸眼段，难以实施压裂改造而结束试气。预探阶段均为直井，整体产量低，开发无效益。

第二阶段：2005 年~2019 年为评价阶段。2005 年对二叠系佳木河组二段构造重新认识，部署实施了新光 1 井，完钻后在 4552.0m~4566.0m 井段射孔后不出，地层测试资料显示储层渗透率极低。压裂后，试产，获日产气 22230m³，日产油 1.35t，累产油 73.57t。虽然拐 3 井和新光 1 井相继在佳木河组二段获得油气发现，但是试气产能不佳，试产期间表现出产量低、压力下降快、稳产能力差的特征，试产资料和复压试井解释表明储层具有渗透率低、泄流半径短、单井控制储量小等特点。针对直井试气产能低的实际情况，2013 年部署上钻中佳 2_H 水平井，目的在于提高单井产量。2014 年 7 月 12 日进行试采，该井初期产量较高，后期基本保持稳产。截止 2020 年 9 月 30 日，累计产油 2.34×10⁴t，累计产气 0.27×10⁸m³，水平井提产试验初获成功，也进一步展现出该区的勘探开发潜力，2016 年上交天然气控制储量 70.89×10⁸m³，控制含气面积 9.8km²。2016~2017 年，在该区块继续深化地质认识，开展研究工作，部署上钻了中佳 6、中佳 7 井，完钻试气均获工业气流，2018 年，中佳 6 区块和中佳 7 区块共上交天然气预测储量 432.67×10⁸m³，预测含气面积 35.2km²。

第三阶段：2020 年进入开发试验阶段。中佳 2_H 区块佳木河组二段气藏储量规模较大，气藏分布较复杂。为了进一步验证地质认识，优化后续开发部署，加快储量升级并建产动用，计划 2020 年开展水平井提产试验，优选新光 1 井上倾位置部署开发试验水平井 ZJHW201。该井于 2021 年 3 月开钻，7 月完钻，完钻井深 5900m，完钻层位佳木河组二段，水平段长 1200m，录井油层钻遇率 100%，于 2021 年 9 月 20 日试气，9 月 24 日完成 19 级压裂改造，开井后放喷排液求产，10 月 4 日用 9mm 油嘴测试，获油压 32.30MPa，日产气 23.559×10⁴m³/d，日产油 34.77t/d，水平井开发提产试验获得成功。

截止 2024 年 7 月，中佳 2 区块共部署了评价井 27 口，其中有 10 口评价井转为产能井。配套建设 1 座露点控制站，形成天然气开采→集输→处理外输的全套生产流程。

现有工程情况详见表 3.6-1。

表 3.6-1 中佳 2 区块现有工程组成表

序号	工程项目	建设内容
----	------	------

序号	工程项目		建设内容
1	勘探工程	钻井工程	截止 2024 年 7 月，已部署评价井 27 口。已完钻井并完成试气的评价井为 6 口；1 口评价井已完钻还未进行试气；剩余评价井尚未开钻
2	主体工程	采气工程	部署产能井 10 口（均为评价井转生产井），天然气设计产能为 $1.3237 \times 10^8 \text{m}^3/\text{d}$ 。4 口井已开始采气
		天然气处理	通过管线密闭集输至中佳 2 区块临时露点控制站，设计处理规模 $48 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。目前临时露点控制站已投产运行
		污水处理	采出水处理依托 81# 联合站采出水处理系统处理后回注油藏
		危险废物	中佳 2 区块临时露点控制站配套建设危险废物暂存间 1 座，用于含油污泥等危险废物的临时贮存
3	公用工程	供水工程	用水由罐车从小拐镇拉运
		供配电工程	就近引自 5kV 黑沙包变电站 10kV 线路中佳线，建有输电线路和杆架式变电站
		道路工程	油区道路就近与油区已建道路相连接
4	环保工程	生活污水	露点控制站职工生活污水排入自建化粪池预处理后，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理
		含油污泥	定期委托有资质的单位进行无害化处置
		生活垃圾	集中收集，统一拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行填埋处理
5	依托工程	克拉玛依市第二污水处理厂	克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依市 S201 省道 181 公里东侧约 1 公里处，地理位置坐标东经 $84^\circ 55' 51''$ ，北纬 $45^\circ 31' 47''$ 。一期工程污水设计处理能力 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“曝气生物滤池”处理工艺；二期工程污水设计处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“多段多级 AO+ 深床滤池”处理工艺。总处理能力为 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，现实际处理量约为 $7.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，余量 $7.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足中佳 2 区块现有钻井工程和产能建设工程产生的生活污水处理需求，依托可行
		克拉玛依市生活垃圾填埋场	克拉玛依生活垃圾填埋场一期工程位于克拉玛依市城区西北侧，距城区边缘约 1km，有效库容 $540 \times 10^4 \text{m}^3$ 。目前，克拉玛依生活垃圾填埋场有较多容量剩余，可满足中佳 2 区块现有钻井工程和产能建设工程产生的生活垃圾处理需求，依托可行

中佳 2 区块共部署了勘探井/评价井 27 口，均为水平井。具体各井口坐标见表 3.6-2。具体点位见图 3.6-1。

表 3.6-2 中佳 2 区块各井口坐标一览表

序号	井号	坐标		实际建设情况	所属项目
		经度	纬度		
1	中佳 601_H	$85^\circ 11' 26.00''$	$45^\circ 9' 23.00''$	已完钻井并完成试气，现已关停	中佳 601_H 井勘探钻探项目环境影响报告表
2	中佳 701H	$85^\circ 5' 55.82''$	$45^\circ 14' 25.13''$		中佳 701H 井勘探钻探项目环境影响报告

序号	井号	坐标		实际建设情况	所属项目
		经度	纬度		
					表
3	ZJHW201	85°11'25.00"	45°10'53.00"	已完钻, 并已完 成试气	中拐凸起中佳 2_H 井 区二叠系 P _{1j2} ¹ 气藏开 发试验井钻试工程 (第一批)
4	ZJHW202	85°11'12.4808"	45°10'53.0359"	已完钻, 尚未试 气	中拐凸起中佳 2_H 井 区二叠系 P _{1j2} ¹ 气藏评 价井项目
5	ZJHW208	85°11'45.9228"	45°10'56.7465"	已完钻, 并已完 成试气	
6	ZJHW209	85°11'40.4604"	45°10'17.7147"	尚未开钻	
7	ZJHW212	85°10'43.4921"	45°11'22.3431"	尚未开钻	
8	ZJHW213	85°11'31.5547"	45°11'30.7321"	已完钻, 并已完 成试气	
9	ZJHW214	85°11'33.1300"	45°11'28.7261"	已完钻, 并已完 成试气	
10	ZJHW211	85°12'05.479"	45°10'43.411"	尚未开钻	中拐凸起中佳 2_H 井 区二叠系 P _{1j2} ¹ 气藏评 价井工程 (第二批)
11	ZJHW701	85°06'59.876"	45°14'24.874"	尚未开钻	
12	ZJHW702	85°07'13.584"	45°14'22.120"	尚未开钻	
13	ZJHW703	85°07'27.299"	45°14'19.138"	尚未开钻	
14	ZJHW704	85°07'40.787"	45°14'17.481"	尚未开钻	
15	ZJHW705	85°07'39.802"	45°14'17.481"	尚未开钻	
16	ZJHW603	85°11'17.871"	45°09'17.466"	尚未开钻	
17	ZJHW604	85°11'28.941"	45°09'11.941"	尚未开钻	
18	ZJHW605	85°11'37.570"	45°09'04.012"	尚未开钻	
19	ZJHW606	85°11'51.286"	45°09'00.212"	尚未开钻	
20	ZJHW607	85°12'03.048"	45°08'54.469"	尚未开钻	
21	ZJHW609	85°12'29.679"	45°08'48.960"	尚未开钻	
22	ZJHW203	85°11'0..4713"	45°11'5.7080"	尚未开钻	中拐凸起中佳 2_H 井 区二叠系 P _{1j2} ¹ 气藏评 价井工程 (第三批)
23	ZJHW204	85°10'59.5769"	45°11'07.9062"	尚未开钻	
24	ZJHW205	85°10'42.8834"	45°11'23.1853"	尚未开钻	
25	ZJHW206	85°10'41.2217"	45°11'25.0149"	尚未开钻	
26	ZJHW207	85°10'38.0162"	45°11'28.5657"	尚未开钻	
27	ZJHW210	85°10'45.1990"	45°11'20.9610"	尚未开钻	

中佳 2 区块共部署了生产井 10 口，均为区块评价井转生产井，已有 4 口生产井投产。具体各井口坐标见表 3.6-3。

表 3.6-3 中佳 2 区块各井口坐标一览表

序号	井号	坐标		实际建设情况	所属项目
		经度	纬度		
1	ZJHW201	85°11'25"	45°10'53"	已投产	新疆油田分公司采气一厂中佳 2 区块地面建设工程（变更）
2	中佳 601_H	85°11'26"	45°9'23"	尚未开始采气	
3	中佳 701_H	85°5'55.82"	45°14'25.13"	尚未开始采气	
4	ZJHW213	85°11'31.5547"	45°11'30.7321"	已投产	
5	ZJHW202	85°11'12.4808"	45°10'53.0359"	尚未开始采气	《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程环境影响报告书》
6	ZJHW203	85°11'0.4713"	45°11'5.7080"	尚未开始采气	
7	ZJHW204	85°10'59.5769"	45°11'07.9062"	尚未开始采气	
8	ZJHW208	85°11'45.9228"	45°10'56.7465"	已投产	
9	ZJHW209	85°11'40.4604"	45°10'17.7147"	尚未开始采气	
10	ZJHW214	85°11'33.1300"	45°11'28.7261"	已投产	

表 3.6-4 现有工程排放表

类型		类别	单位	现有工程污染物排放量	来源
废气	无组织	VOCs	t/a	0.578	《新疆油田分公司采气一厂中佳 2 区块地面建设工程（变更）环境影响报告书》、《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程环境影响报告书》
废水		采出水	m ³ /a	0	
		井下作业废水	m ³ /a	0	
固废		含油污泥	t/a	0	
		井场事故状态下落地油	t/a	0	
		废机油	t/a	0	
		清管废渣	t/a	0	
		废弃防渗膜	t/a	0	

注：因中佳 2 区块现有工程未验收完成，本项目现有工程污染物排放量来自《新疆油田分公司采气一厂中佳 2 区块地面建设工程（变更）环境影响报告书》《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程环境影响报告书》。

3.6.1.3 油藏地质简述

(1) 区域地质概况

中佳 2_H 区块构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南斜坡，中拐凸起二叠

系~侏罗系为继承性的宽缓鼻状古隆起，自西北缘的红车断裂沿东南方向向盆地倾没。中拐凸起及周缘构造活动强烈，断裂发育，二叠系由凹陷向凸起区依次被剥蚀，具备形成构造、构造-地层油气藏的良好地质背景。中拐凸起南斜坡位于红车断裂带下盘，一直延伸到凹陷区。整体为二叠系~侏罗系的平缓鼻状构造，西北高东南低，呈北西—南东向展布，与中拐鼻隆近平行。形成于二叠系早期，佳木河组鼻状构造幅度最大，二叠系末期西部车排子凸起抬升，鼻状构造逐渐隐伏，三叠系、侏罗系继承了二叠系末期的构造格局，随着车排子凸起持续抬升，鼻状构造消失，白垩系沉积时呈现东南倾的单斜，地层倾角 $3^{\circ}\sim 5^{\circ}$ 。

中佳 2_H 区块位于中拐凸起南斜坡红 3 井东侧断裂以南，处于红车断裂带下盘，整体为一大型平缓的单斜构造，地层倾角 $3^{\circ}\sim 5^{\circ}$ ，局部发育鼻状构造。

根据钻井及地震资料，中佳 2_H 区块所在中拐凸起西斜坡在石炭系基底之上发育的地层自下而上为：二叠系佳木河组 (P_{1j})、风城组 (P_{1f})、上乌尔禾组 (P_{3w})，三叠系百口泉组 (T_{1b})、克拉玛依组 (T_{2k})、白碱滩组 (T_{3b})，侏罗系八道湾组 (J_{1b})、三工河组 (J_{1s})、西山窑组 (J_{2x})、头屯河组 (J_{2t}) 和白垩系吐谷鲁群 (K_{1tg})。其中下二叠统佳木河组与风城组、中下二叠统与上二叠统、二叠系与三叠系、三叠系与侏罗系、侏罗系与白垩系为区域性不整合。

中佳气田各层组岩性特征简述如下：

二叠系佳木河组 (P_{1j})：岩性主要为绿灰色、杂色浊沸石化的砂砾岩、凝灰质砂砾岩以及薄层杂色泥岩，砾石成份以火成岩块为主。

二叠系风城组 (P_{1f})：上部为灰褐色、褐色泥岩、泥质粉砂岩、含砾粉砂岩；中部主要为砂砾岩；下部为泥岩与砂砾岩互层状分布。

二叠系上乌尔禾组 (P_{3w})：主要为褐色、灰褐色泥岩、粉砂质泥岩、含砾泥岩夹薄层砂岩及砂砾岩，与上覆及下伏地层均为不整合接触关系。

三叠系百口泉组 (T_{1b})：上部为灰褐色、杂色砂砾岩；下部为浅灰绿色砂砾岩。与下伏地层为不整合接触关系。

三叠系克拉玛依组 (T_{2k})：中、上部主要为厚层褐色泥岩、砂质泥岩。下部为薄—中厚层褐色泥岩、砂质泥岩与薄-中厚层灰色细砂岩、含砾砂岩等厚互层，与下伏地层整合接触。

三叠系白碱滩组 (T_{3b})：主要为深灰色泥岩、粉砂质泥岩，中间夹有泥质砂岩、浅灰色细砂岩，与上覆地层为不整合接触关系。

侏罗系八道湾组 (J_{1b})：上部为深灰色-灰色泥岩、粉砂质泥岩夹煤层及灰

色泥质砂岩、绿灰色不等粒砂岩；中部为灰色泥岩、粉砂质泥岩、浅灰色泥质砂岩；下部主要为浅灰色、灰色砂砾岩、灰色含砾不等粒砂岩、细砂岩夹薄层深灰色泥岩及煤层。与下伏地层为不整合接触关系。

侏罗系三工河组（J_{1s}）：上部为绿灰色砂质泥岩、深灰色泥岩，中部为灰色中、细砂岩夹绿灰色粉砂质泥岩，下部为绿灰色泥岩、砂质泥岩、浅灰色泥质粉砂岩及深灰色泥岩夹灰色粉砂岩。与下伏地层为不整合接触关系。

侏罗系西山窑组（J_{2x}）：主要为灰色、褐灰色泥岩，见薄层粉砂质泥岩。与下伏地层整合接触。

表 3.6-5 中佳气田地层简表

界	层位			层位代号	厚度 m	岩性简述
	系	统	组			
中生界	白垩系	下统	吐谷鲁群	K _{1tg}	50-500	为大套棕褐色、灰褐色泥岩、砂质泥岩夹泥质粉砂岩薄层，底部为绿灰色砂砾岩。
		中统	头屯河组	J _{2t}	0-100	顶部主要为灰绿色砂质泥岩，中部为厚层灰色泥岩，底部为灰绿色粉砂质泥岩、细砂岩。
	西山窑组		J _{2x}	50-150	主要为灰色、褐灰色泥岩，见薄层粉砂质泥岩。	
	侏罗系	下统	三工河组	J _{1s}	50-100	上部为绿灰色砂质泥岩、深灰色泥岩；中部为灰色中、细砂岩夹绿灰色粉砂质泥岩；下部为绿灰色泥岩、砂质泥岩、浅灰色泥质粉砂岩及深灰色泥岩夹灰色粉砂岩。
			八道湾组	J _{1b}	0-200	上部为深灰色-灰色泥岩、粉砂质泥岩夹煤层及灰色泥质砂岩、绿灰色不等粒砂岩；中部为灰色泥岩、粉砂质泥岩、浅灰色泥质砂岩；下部主要为浅灰色、灰色砂砾岩、灰色含砾不等粒砂岩、细砂岩夹薄层深灰色泥岩及煤层。
中生界	三叠系	上统	白碱滩组	T _{3b}	0-150	主要为深灰色泥岩、粉砂质泥岩，中间夹有泥质砂岩、浅灰色细砂岩。
		中统	克拉玛依组	T _{2k}	0-400	中、上部主要为厚层褐色泥岩、砂质泥岩。下部为薄—中厚层褐色泥岩、砂质泥岩与薄-中厚层灰色细砂岩、含砾砂岩等厚互层。
		下统	百口泉组	T _{1b}	0-80	上部为灰褐色、杂色砂砾岩；下部为浅灰绿色砂砾岩。
古生界	二叠系	上统	上乌尔禾组	P _{3w}	0-100	主要为褐色、灰褐色泥岩、粉砂质泥岩、含砾泥岩夹薄层砂岩及砂砾岩。
		下统	风城组	P _{1f}	0-150	上部为灰褐色、褐色泥岩、泥质粉砂岩、含砾粉砂岩；中部主要为砂砾岩；下部为泥岩与砂砾岩互层状分布。
			佳木河组	P _{1j}	80-900	岩性主要为绿灰色、杂色浊沸石化的砂砾岩、凝灰质砂砾岩以及薄层杂色泥岩，砾石成份以火成岩块为主。

侏罗系头屯河组（J_{2t}）：顶部主要为灰绿色砂质泥岩，中部为厚层灰色泥岩，底部为灰绿色粉砂质泥岩、细砂岩。

白垩系吐谷鲁群 (K_{1tg}): 为大套棕褐色、灰褐色泥岩、砂质泥岩夹泥质粉砂岩薄层, 底部为绿灰色砂砾岩, 与下伏地层不整合接触。

中佳 2_H 区块二叠系风城组地层局部发育, 主要目的层佳木河组二段与上覆乌尔禾组呈不整合接触, 佳木河组二段一砂组在拐 13 井东断裂、新光 1 井东断裂和中佳 6 井东断裂以西、红 3 井东断裂以南均有发育, 自西向东、东北地层超覆沉积, 在拐 13 井东断裂、新光 1 井东断裂以东、红 3 井东断裂以北断缺。

(2) 地层特征

佳木河组根据岩性、电性特征可分为三段, 自下而上为佳木河组一段 (P_{1j1})、佳木河佳二段 (P_{1j2}) 和佳木河佳三段 (P_{1j3}), 其中佳木河组三段 (P_{1j3}) 在该区块缺失。

佳木河组二段 (P_{1j2}) 为本区目的层, 自上而下分为 P_{1j2}^1 、 P_{1j2}^2 、 P_{1j2}^3 三个砂层组。

佳二段一砂组 (P_{1j2}^1): 岩性主要为大套褐灰色含浊沸石的凝灰质砂砾岩和薄层杂色泥岩, 砾石成份以火成岩块为主。

佳二段二砂组 (P_{1j2}^2): 岩性主要为大套褐色、褐灰色含浊沸石的凝灰质砂砾岩, 砾石成份以火成岩块为主。

佳二段三砂组 (P_{1j2}^3): 该套地层在中佳 2_H 区块遭受削蚀, 仅工区西南侧的中佳 1 井钻遇该套地层, 主要岩性为大套灰色凝灰质砂砾岩和砂岩。

3.6.1.4 油气集输现状

中佳 2 区块目前有 4 口采气井投产, 日产气 $23.559 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 日产油 $34.77 \text{t}/\text{d}$ 。采用“单井→临时露点控制站”一级布站方式。

现状建成投产天然气露点控制站 1 座, 目前已投产运行。站内设天然气浅冷处理装置, 设计处理能力 $48 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 最大处理能力为 $120\% (57.6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d})$ 。采用注乙二醇防冻、节流制冷脱水脱烃自压外输工艺, 站内设备均为撬装设备。

站内处理工艺具体如下:

采气井场采用混输工艺将采出物输送至中佳试采露点控制站, 采出物温度 $45 \sim 60^\circ\text{C}$, 进站后经过空冷器冷却节流至 $26 \sim 27^\circ\text{C}$ 后进计量管汇, 经段塞流捕集器分离计量后, 进生产分离器进行气液分离。

生产分离器分离出的气相注乙二醇防冻，然后经换热节流至-5~-10℃后，进入低温分离器，低温分离出的气相再依次通过气-气换热器、油气换热器复热后进入天然气外输管道外输。

段塞流捕集器、生产分离器分出的凝析油与低温分离器来油混合通过电热器加热至 50℃，进入液烃分离器进行分离。分离出的乙二醇富液去乙二醇注入再生系统。分离出的凝析油进入凝析油稳定塔稳定后去凝析油储罐，定期装车外运，最终外售至独山子石化公司作为炼油原料。凝析油稳定热源由电加热器供给。

天然气处理过程中分离出的含油废水由罐车拉运至采油二厂 81 号联合处理站处理。

临时露点控制站设计规模 $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，为五级站场，处理能力、供配电、自动化控制、消防等配套工程均不满足中佳 2_H 区块整体开发。待本项目天然气处理站建成后，该露点控制站将被拆除（露点控制站拆除工程不在本项目评价内容内）。

3.6.1.5 供排水现状

中佳油气田中佳 2_H 区块行政上隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，距克拉玛依市南偏东约 54km 处，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。有油田简易公路经过附近，地面交通较便利，周边约 3km 处有农业水源井，无市政排水管网。生活污水汇集于化粪池中，定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理；生产废水定期由罐车拉运至采油二厂 81 号联合处理站采出水处理系统处理。

3.6.1.6 供配电现状

中佳 2_H 区块属于克拉玛依南部电网供电范围，距克拉玛依市南偏东约 54km 处，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。周边有在建金龙 2 110kV 变电站、中石油小拐 35kV 变电站 1 座、车排子 110kV 变电站 1 座、国网奎屯电网 35kV 小拐变电站 1 座、天富热电 110kV 八师小拐变电站 1 座。其中，金龙 2 变位于新建油田区块东北方向，直线距离 20.8km 处；110kV 八师小拐变位于新建区块西南方向，直线距离约 10.8km；35kV 国网奎屯小拐变位于新建区块东部方向，直线距离约 11.3km；车排子 110kV 变电站位于新建油田区块西南方向，

直线距离 32km 处。露点控制站设 1 座箱式变电站。已建井场各设 1 座杆架式变电站。

3.6.1.7 供热现状

运营期井口加热采用电加热。

临时露点控制站办公生活采用电采暖供热。

3.6.1.8 自动化现状

中佳油气田后期交由采气一厂运维管理，井、站数据均需要上传采气一厂已建生产监控系统。该系统设置于克拉玛依市区采气一厂厂部，于 2018 年完成装修改造。监控系统基于云平台架构，配置各类软硬件及网络通讯设备，用于实现采气一厂已建井站的数据集中监控，目前运行正常，可满足本次中佳油气田新增井站数据接入，实现集中监控。

中佳油气田已建露点控制站一座，控制站内已设置 PLC 系统一套，已建 5 口井仪表信号已接入 PLC 系统内，后期天然气处理站建设后露点控制站 PLC 系统信号上传至天然气处理站 DCS 系统内。

702 泵站已建 AB 公司 Controllogix 系统 1 套，用于实现站内工艺的检测控制，该站控系统已建有通往 701 泵站及昌吉调控中心的自控专网，实现数据共享以及远程控制功能。

702 泵站已建 16 路可燃气体控制器一套，已使用 12 路，剩 4 路。

3.6.1.9 道路现状

(1) S201（五克高速）已于 2021 年升级为高速公路，在小拐镇处设有一个互通立交出口和一个高架桥；

(2) 呼黑线连接小拐镇和 136 团及县乡村镇，该公路为四级公路，路面宽 8~9m，沥青混凝土路面，为沿线农田、光伏电站以及村庄提供基础交通服务；

(3) 田间机耕道、便道可作为施工临时便道。

3.6.2 现有工程环保手续情况

根据调查及资料统计，中佳 2 区块已开展了环境影响评价工作，目前区块现有环评手续和验收情况见表 3.6-6。

表 3.6-6 项目环保手续履行情况表

序号	工程名称	主要建设内容	环评批复机关、文号	项目实施情况	环保竣工验收批复机关、文号及时间	备注
1	中佳 601_H 井勘探钻探项目	新钻 1 口勘探井 601_H	克环函（2021）19 号， 克拉玛依市生态环境局 2021 年 3 月 10 日	2021 年 11 月 18 日已完钻，2022 年 6 月 2 日开始试气，2022 年 8 月 4 日完成试气，现已关停	正在验收	
2	中佳 701H 井勘探钻探项目	新钻 1 口勘探井 701_H	克环函（2021）82 号， 克拉玛依市生态环境局 2021 年 6 月 8 日	2022 年 6 月 21 日已完钻，2022 年 8 月 8 日开始试气，2022 年 10 月 6 日完成试气，现已关停	未验收	
3	中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 P _{1j2} ¹ 气藏开发试验井钻试工程（第一批）	新钻 4 口评价井（ZJHW201、ZJHW208、ZJHW209、ZJHW210），完钻后进行试气	克环函（2020）195 号， 克拉玛依市生态环境局 2020 年 12 月 18 日	ZJHW201 井于 2021 年 7 月 27 日完钻，于 2021 年 11 月 8 日完成试气；ZJHW208 井于 2023 年 7 月 27 日完钻，于 2023 年 12 月 9 日完成试气；其余 2 口尚未开钻	正在验收	ZJHW201 为本次改造的井
4	中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 P _{1j2} ¹ 气藏评价井项目	部署评价井 6 口（ZJHW202、ZJHW208、ZJHW209、ZJHW212、ZJHW213、ZJHW214），完钻后进行试气	克环函[2021]190 号， 克拉玛依市生态环境局 2021 年 12 月 10 日	ZJHW202 井于 2023 年 6 月 22 日完钻，尚未采气；ZJHW208 井于 2023 年 7 月 27 日完钻，于 2023 年 12 月 9 日完成试气；ZJHW213 井于 2022 年 10 月 22 日完钻，于 2023 年 10 月 30 日完成试气；ZJHW214 井于 2023 年 5 月 20 日完钻，于 2023 年 12 月 19 日完成试气；ZJHW209 还未开钻	ZJHW213 井、ZJHW214 井已于 2023 年 11 月 29 日完成自主验收	ZJHW213 为本次改造的井
5	中拐凸起中佳 2_H 井区二叠	部署评价井 12 口（ZJHW211、ZJHW701、	克环函[2021]142 号 克拉玛依市生态	还未开钻	未验收	

	系 P _{1j2} ¹ 气藏评价井工程（第二批）	ZJHW702、ZJHW703、ZJHW704、ZJHW705、ZJHW603、ZJHW604、ZJHW605、ZJHW606、ZJHW607、ZJHW609），完钻后进行试气	环境局 2021 年 9 月 27 日			
6	中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 P _{1j2} ¹ 气藏评价井工程（第三批）	部署评价井 6 口（ZJHW203、ZJHW204、ZJHW205、ZJHW206、ZJHW207、ZJHW210），完钻后进行试气	克环函[2022]28 号，克拉玛依市生态环境局 2022 年 2 月 10 日	还未开钻	未验收	本项目拟将评价井 ZJHW205 转为生产井
7	新疆油田分公司采气一厂中佳 2 区块地面建设工程（变更）	在中佳 2 区块部署 4 口采气井（ZJHW201、中佳 601_H、中佳 701_H、ZJHW213，均为评价井转产能井），新建天然气露点控制站 1 座（处理规模：48×10 ⁴ m ³ /d）、单井采气管线、燃料气管道各 16.1km、露点控制站外输管线 2km，新建天然气产能 37×10 ⁴ m ³ /d，并配套供配电、给排水、消防及通信等公辅工程。各采气井场的采出物节流加热装置为电加热器	新环审[2022]258 号，新疆维吾尔自治区生态环境厅， 2022 年 12 月 16 日	①ZJHW201、ZJHW213 已开始采气，中佳 601_H、中佳 701_H 尚未开始采气； ②已建单井采气管线 2.06km； ③露点控制站已完成建设，已投产运行。	未验收	
8	中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程	在中佳 2_H 区块部署 6 口水平井（ZJHW202、ZJHW203、ZJHW204、ZJHW208、	新环审[2023]78 号，新疆维吾尔自治区生态环境厅， 2023 年 4 月 24 日	①ZJHW208、ZJHW214 已开始采气； ②已建管线 850m。	未验收	

		<p>ZJHW209、ZJHW214), 均为评价井转产, 单井产能 6.0~9.0×10⁴m³/d, 新建产能 1.32×10⁸m³/a。不涉及钻井工程。新建集输管线 2300m (平台井集气管线 DN100, 350m; 单井集气管线 DN65, 1950m) 平台井单井采气管线 80m (DN65)。新建气田巡检道路 4200m。</p>				
--	--	---	--	--	--	--

3.6.3 本次拟转产井、改造井、集输系统调整的井概况

本次拟转产井 1 口、改造井 2 口、集输系统调整的井有 7 口, 井场现状具体见表 3.6-7。

表 3.6-7 本次拟转产井、改造井、集输系统调整的井概况一览表

类别	井号	井别	井型	开钻时间	完钻时间	开始试气时间	完成试气时间	投产时间	输送情况	是否验收
拟转产井	ZJHW205	评价井	水平井	未开钻	未开钻	尚未开始采气	尚未开始采气	/	/	未验收
拟改造井、集输系统调整的井	ZJHW201	产能井	水平井	2021.3.21	2021.7.27	2021.9.26	2021.11.8	2023.2.8	井场至临时露点控制站	正在验收
	ZJHW213	产能井	水平井	2022.4.15	2022.10.22	2023.9.29	2023.10.30	2023.11.29	井场至临时露点控制站	已验收
集输系统调整拟进行调整的井	ZJHW203	产能井	水平井	未开钻	未开钻	尚未开始采气	尚未开始采气	未投产	/	未验收
	ZJHW204	产能井	水平井	未开钻	未开钻	尚未开始采气	尚未开始采气	未投产	/	未验收
	ZJHW214	产能井	水平井	2023.3.5	2023.5.20	2023.11.17	2023.12.19	2024.1.18	井场至临时露点控制站	已验收
	ZJHW202	产能井	水平井	2023.3.2	2023.6.22	尚未开始采气	尚未开始采气	未投产	/	未验收
	ZJHW208	产能井	水平井	2023.2.24	2023.7.27	2023.11.13	2023.12.9	2024.1.8	井场至临时露点控制站	正在验收

3.6.4 现有工程环境影响回顾

中佳 2 区块共部署了 27 口井，其中 10 口井转为产能井，17 口井为评价井。

10 口产能井中，4 口井（ZJHW201、ZJHW208、ZJHW213、ZJHW214）已完钻并投入生产，3 口井（中佳 601_H、中佳 701H、ZJHW202）已完钻，地面工程正在建设中，还未投产，3 口井（ZJHW203、ZJHW204、ZJHW209）尚未开钻。

17 口评价井尚未开钻。

3.6.4.1 已完钻评价井环境影响回顾

（1）废气

钻井期废气主要为柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气、施工扬尘及试气期的伴生气放空废气。

根据《中拐凸起中佳2_H井区二叠系p1j21气藏评价井项目竣工环境保护验收调查表》（2023年11月），中佳2区块井场厂界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）以及《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1中的浓度限值。具体监测结果见表3.6-8。

表 3.6-8 废气监测结果

井号	点位	检测项目	检测值mg/m ³		
ZJHW213、 ZJHW214 井场	2023.9.12				
	W1	硫化氢	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
		非甲烷总烃	0.87	100	1.12
	W2	硫化氢	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
		非甲烷总烃	1.37	1.38	1.70
	W3	硫化氢	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
		非甲烷总烃	1.36	1.34	1.54
	2023.9.13				
	W1	硫化氢	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
		非甲烷总烃	1.08	1.04	1.13
	W2	硫化氢	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
		非甲烷总烃	1.44	1.45	1.51

	W3	硫化氢	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
		非甲烷总烃	1.30	1.62	1.53

(2) 废水

废水主要为施工期生活营地产生的生活污水和试气期的井下作业废水。施工生活污水经收集后已清运至克拉玛依市第二污水处理厂处置。井下作业废水主要污染物为石油类、悬浮物等，井场设有专用储罐，该废水已经全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至 81#联合站污水处理系统处理，井区现状无废水外排。

已完钻井的井场油罐、发电机、材料堆场、岩屑临时堆放区等关键部位均采用防渗膜防渗，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层，项目对水环境影响不大。

(3) 固废

钻井期主要固废为水基岩屑和油基岩屑，水基泥浆岩屑暂存于井场专用储罐内，定期交由新疆盛洁环境技术有限责任公司处置，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后综合利用。油基岩屑交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司和克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司合规处置。

(4) 噪声

根据《中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 p1j21 气藏评价井项目竣工环境保护验收调查表》（2023 年 11 月），中佳 2 区块井场厂界四周噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。噪声监测结果见表 3.6-9。

表3.6-9 噪声监测结果

井号	点位	位置	检测项	检测值 dB (A)	标准限值 dB (A)	达标情况
2023.9.12						
ZJHW213	1#	东侧外 1m	昼间	53	60	达标
			夜间	48	50	达标
	2#	南侧外 1m	昼间	54	60	达标
			夜间	47	50	达标
	3#	西侧外 1m	昼间	54	60	达标
			夜间	48	50	达标
	4#	北侧外	昼间	50	60	达标

	1m	夜间	44	50	达标
2023.9.13					
1#	东侧外 1m	昼间	52	60	达标
		夜间	49	50	达标
2#	南侧外 1m	昼间	53	60	达标
		夜间	47	50	达标
3#	西侧外 1m	昼间	53	60	达标
		夜间	48	50	达标
4#	北侧外 1m	昼间	51	60	达标
		夜间	44	50	达标

(5) 土壤环境

根据《中拐凸起中佳 2_H 井区二叠系 p1j21 气藏评价井项目竣工环境保护验收调查表》（2023 年 11 月），中佳 2 区块井场岩屑堆放场地处土壤表层中石油烃、六价铬、镉、砷、铜、铅、汞、镍均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。具体监测结果见 3.6-10。

表3.6-10 土壤监测结果

井号	检测项目	检测值mg/kg	标准限值mg/kg	达标情况
ZJHW213、 ZJHW214 井 场	pH	8.73	/	/
	石油烃	124	4500	达标
	镉	0.20	65	达标
	镍	37	900	达标
	铜	20	18000	达标
	汞	0.057	38	达标
	砷	4.70	60	达标
	铅	21.8	800	达标
	六价铬	0.5L	5.7	达标

(6) 生态环境影响

项目井区勘探、生产运行过程生态影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。根据现场调查，井区内临时占地范围已进行了清理、平整，做到工完料净场地清，井场周围临时占地范围播撒的草籽等植被正在恢复中，对生态环境没有造成不良影响。

3.6.4.2 产能井环境影响回顾

(1) 废气

运营期废气主要为油气集输及临时露点控制站油气处理过程中的烃类挥发及食堂油烟。油气集输采用密闭集输工艺。对临时露点控制站设备进行定期检修和工艺运行管理，烃储罐采用压力罐，储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，并设气相平衡系统。食堂油烟安装油烟净化器，经净化后的食堂烟气从专用烟道排出，采取上述措施后，对项目区大气环境影响较小。

(2) 废水

废水主要为井场产生的采出水、井下作业废水、废洗井液，临时露点控制站产生的含油污水和生活污水。采出水、废洗井液、井下作业废水和含油污水均收集后由罐车拉运至陆梁集中处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准限值后回注油藏，不外排。露点控制站工作人员产生的生活污水经站内化粪池收集后送至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

(3) 固废

运营期固体废物主要为临时露点控制站产生的含油污泥、废润滑油、废防渗材料、生活垃圾、废弃油脂及餐厨垃圾。含油污泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置；废润滑油交由有资质单位处理，生活垃圾定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场处理，废弃油脂及餐厨垃圾定期清运至克拉玛依餐厨垃圾处理厂。

(4) 噪声

井场及临时露点控制站均优先选用了低噪声的设备，并采取了基础减震措施，对项目区周围声环境影响较小。

(5) 生态

目前中佳 2 区块已建成的井场和临时露点控制站永久性占地范围内已进行硬化处理，永久占地上的植被已完全清除，临时占地范围内的植被自然恢复。

油区内道路规范，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，减少和避免了对油田区域生态环境的扰动和破坏。

3.6.4.3 在建工程环境影响回顾

本次拟转产的井(ZJHW205 井)、集输系统调整拟进行调整的井(ZJHW203、ZJHW204 井)尚未开钻,包括尚未开工建设的评价井,在钻试过程中应严格按照环评报告和批复中的要求执行,本次评价引用相关环境影响报告中的结论进行环境影响回顾。

(1) 废气

废气排放主要是钻井作业柴油机、柴油发电机烟气,属于阶段性局部污染,随着工程结束,其影响也相应消失。项目区,大气环境容量较大,故钻井柴油机产生的尾气对项目区大气环境影响较小。

(2) 废水

钻井、试采期间产生的废水主要为生活污水以及井下作业废水。新疆油田公司要求井下作业必须采取带罐作业,本工程井下作业废水严禁直接外排,采用专用废液收集罐收集后统一由罐车拉运至中国石油新疆油田分公司采油二厂 81# 联合站污水处理系统处理。施工人员生活污水排入生活污水临时处理池,集中拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

(3) 噪声

钻井期噪声主要产生于钻井作业及道路建设等施工活动中,试采期噪声主要产生于柴油发电机和各种车辆。施工期(钻井期和试采期)采取设备选型应尽可能选择低噪声设备;泥浆泵、柴油机做好减振基础和设置隔声罩,减少噪声传播,合理安排施工时间,避免形成污染影响,在不能对声源采取有效措施情况下,对可能受噪声影响的油田工作人员发放个人防护器材等,消除噪声污染影响;高噪声施工设备减少夜间使用等措施。

(4) 固体废物

钻井过程中产生的固体废物主要为钻井岩屑、废机油及生活垃圾。

1) 项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”,本项目钻井过程中产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆,均进入不落地系统进行处理,并实现固液分离,分离后的液相循环使用,钻井结束后钻井液由井队回收,送至下个井场用于新钻井液的配置,不外排。

①水基钻井岩屑经检测后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源,用于铺

设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场；

②油基岩屑堆场下部铺设防渗膜，四周设围堰，顶部设防风防雨棚，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中危险废物贮存污染控制要求，油基钻井岩屑交由持有危险废物经营许可证的单位负责接收、转运、处置，转移过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求。

2) 施工期产生的生活垃圾，集中收集后定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置，对环境影响很小。

本工程产生的固体废物均得到合理处置，固体废物对当地环境影响很小。

（5）生态

项目的实施改变了原有土地的使用功能和地貌景观，完钻后对临时占地进行平整场地，采用能适应项目区自然条件的种类进行恢复。

（6）水土流失与水土保持

整个工程水土流失的影响主要为对占地的扰动，使松散的土壤失去赖以附着的基础，一旦遇大风，易发生风蚀；采取，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响，造成水土流失；施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。通过加强施工期管理，加速建设进度，优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

3.6.5 项目所在区域存在环境问题及“以新带老”改进意见

（1）存在的环境问题

根据现场踏勘的情况，井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，井场及周边均没有污油出现。

已完钻井的水基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。

中佳 601_H 井、中佳 701H、**ZJHW201 井、ZJHW202 井、ZJHW208 井、ZJHW213 井、ZJHW214 井**已完钻建成，对井场、道路等占地进行了平整场地，植被正在恢复成长。

(2) 整改措施

针对区域现存的环境问题，建议重点采取以下措施：尽快组织实施已完钻井场的竣工环保验收工作。

3.7 工程分析

3.7.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

3.7.1.1 施工期

(1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场、道路、电力线施工临时占地。永久占地包括井场、天然气处理站、35kV 变电站、输电线路塔基。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场及站场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道施工作业带宽度约 12m~15m，道路施工作业带宽度 8m，电力线作业带宽度 4m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2m~3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

(2) 破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

(3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

(4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.7.1.2 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程及天然气处理站产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.7.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采气设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.7.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.7.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、井场、管线、天然气处理站等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、地面工程（井场、管线、天然气处理站）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在

一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

3.7.2.2 运营期

运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采气、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

3.7.2.3 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 3.7-1；主要污染源构成见表 3.7-1。

表 3.7-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	污染源类型	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井、储层改造工程	废气	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	废水	钻井废水、压裂返排液	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	噪声	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	固废	水基岩屑、油基岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	固废	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	环境风险	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
采气平台、站场建设、管线、道路、电力线施	废气	施工扬尘、车辆尾气、管线焊接烟气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	废水	管道试压废水、施工生产废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	噪声	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业	

开发作业过程	污染源类型	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
工				结束而消除	
	固废	施工土方、管线焊接吹扫废渣	土壤	临时性污染源,随作业结束而消除	
	生态	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源,随作业结束而消除	
采气、油气集输	废气	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	生产期
	噪声	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	环境风险	废润滑油、机械设备废油、落地油、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	废水	井下作业废水	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	噪声	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	固废	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
油气处理(新建天然气处理站)	废水	采出水、生活污水、拖洗废水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	废气	烃类气体、装车废气、食堂油烟	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	噪声	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	固废	含油污泥、废润滑油、清管废渣、乙二醇废液、生活垃圾	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
产品气外输	废水	排污撬废水	地表水	事故污染源	事故
	噪声	排污撬噪声	声环境	事故污染源	事故
	固废	清管废渣	土壤、地下水	事故污染源	事故
拆除/清理作业	固废	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源,随作业结束而消除	退役期

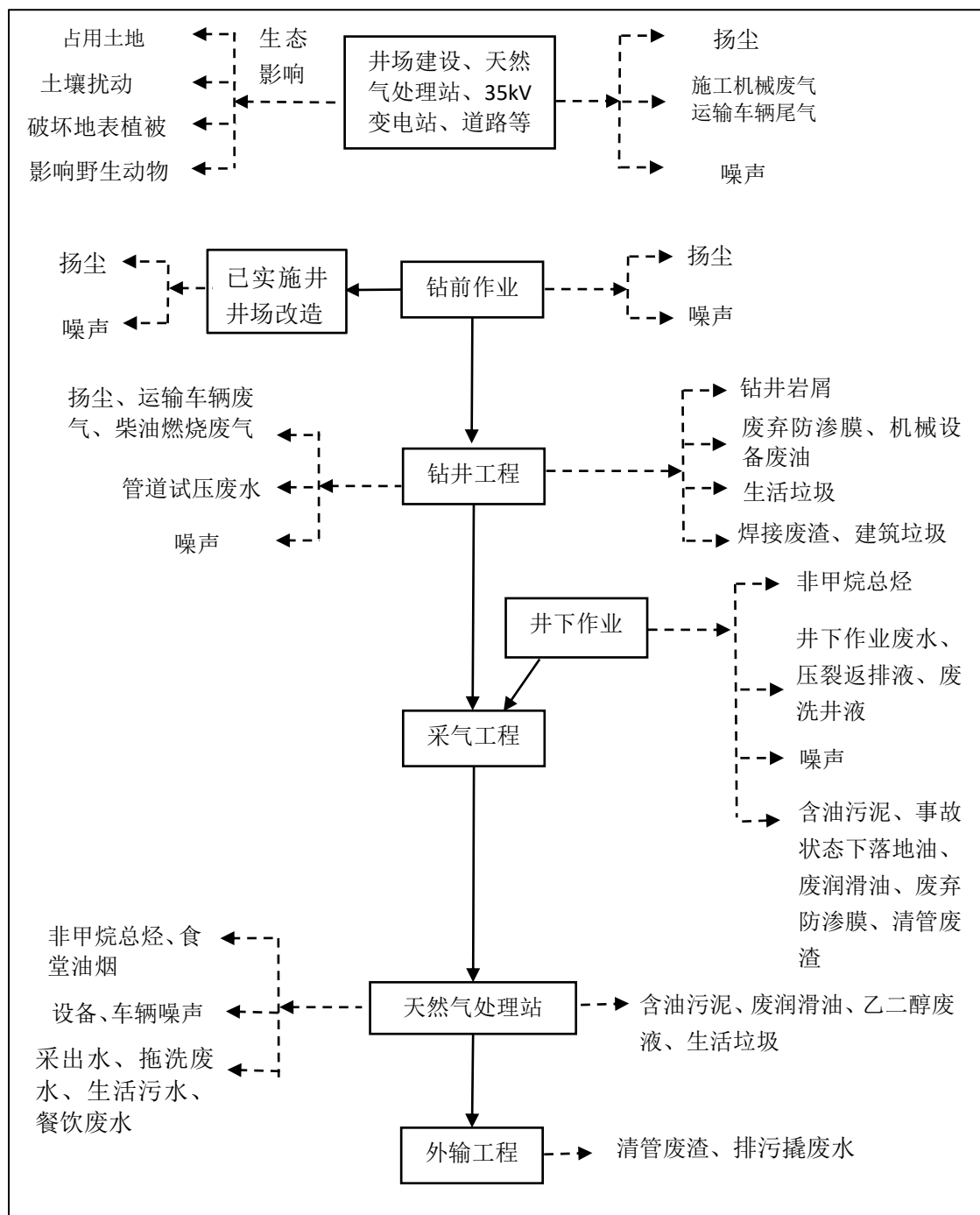


图 3.7-1 本项目工艺流程及产污节点图

3.7.3 施工期主要施工工艺及产污环节

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、集输管线、外输管线、天然气处理站、外输首站、外输末站等地面工程。

3.7.3.1 钻前工程

钻前准备工作中，在预选井位前首先根据井的深浅、设备的类型及设计的要

求来进行平整井场，修建进场道路，进行设备基础施工（包括钻井、井架、钻井泵等基础设备），其次是搬运钻井设备及安装。

3.7.3.2 钻井工程

本项目新钻采气井 4 口。

钻井工艺主要包括：钻进、录井、测井、固井和完井。钻井过程中产生的污染物主要有施工扬尘、车辆设备尾气、柴油机废气、管道焊接废气、钻井废水、压裂返排液、试压废水、水基岩屑、油基岩屑、废防渗膜、建筑垃圾等。

钻井工程作业流程见图 3.7-2 所示。

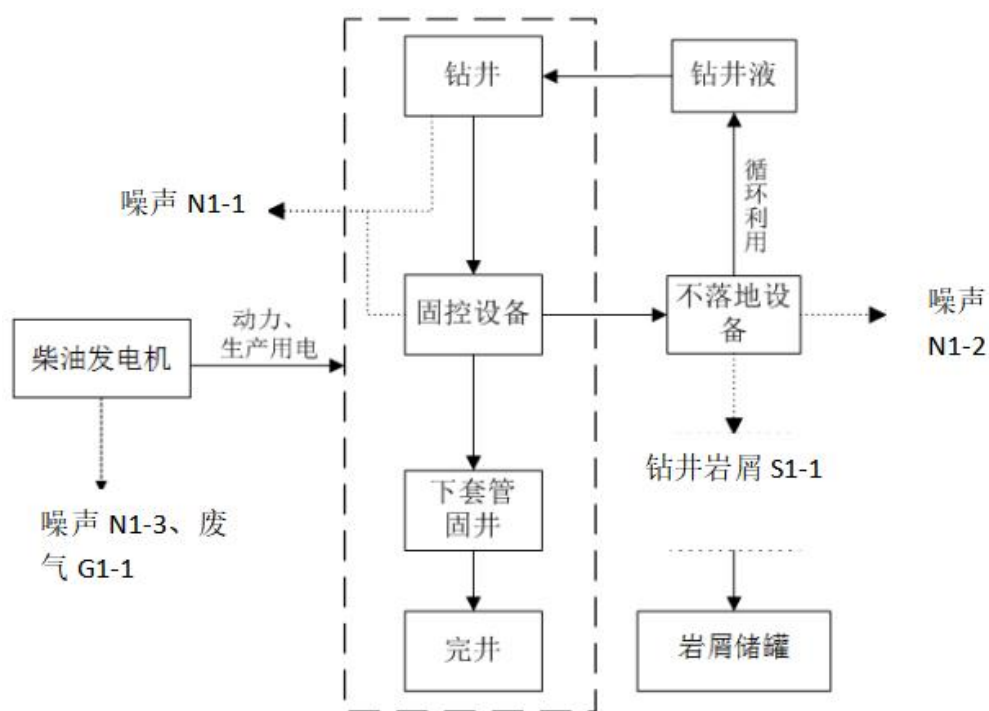


图 3.7-2 钻井工艺及产污节点图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。钻井时井筒排出的钻井泥浆及岩屑进入泥浆不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托岩屑处置单位进行无害化处置。三开、四开钻井过程产生的油基岩屑属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用装置收集，由

具有相应危废资质单位转运、处置。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a. 钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）收集于储罐内；

b. 初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。工艺流程图见图 3.7-3。

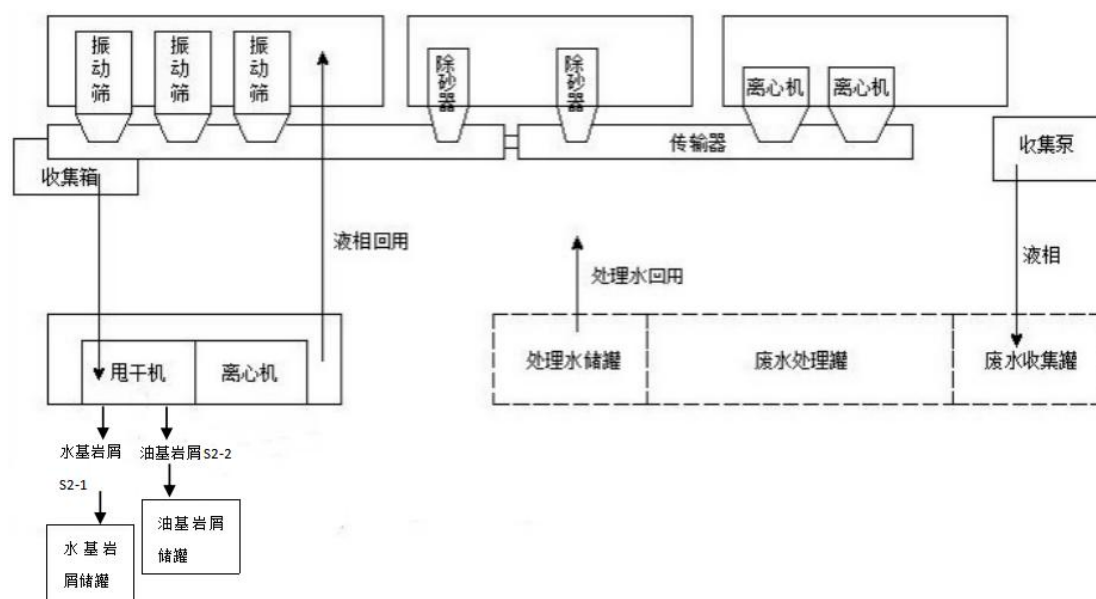


图 3.7-3 泥浆不落地工艺流程图

3.7.3.4 储层改造工程

储层改造主要包括射孔和压裂，射孔采用连续油管底带射孔枪，采用裸眼封隔器+投球滑套分段压裂工艺。具体如下：通过钻杆将工具管串下入井中，投球关闭启动短节，憋压坐封裸眼封隔器和悬挂封隔器。通过环空打压或正转管柱实现送入尾管工具脱手。在压裂前，油管连接回接密封筒插入悬挂封隔器，实现油管与悬挂封隔器的连接与密封，回接成功之后憋压打开压差滑套，对第一段进行压裂，后逐级投球逐级开启投球滑套，逐级压裂。

储层改造工序无废气、固体废物产生，废水主要为压裂返排液，噪声源主要为各类机泵。

3.7.3.5 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、设备安装、集输管线敷设、外输管线敷设、天然气处理站建设、外输首站建设、外输末站建设等内容。

(1) 井场建设

拟建项目新建井场地面拟全部采用素土压实。

(2) 井口设备安装

本工程新建水平井采气井场 3 座（单井采气井场 1 座，双井平台井场 2 座），井场中每口单井设采气树 1 座，井口设保温盒，压力表置于保温盒内，井场按照控制系统采用远程终端控制系统。

(3) 已建采气井井场改造

已建 ZJHW201 井增加电加热节流橇 1 座。

已建 ZJHW213 井安装电加热节流橇、计量橇、立式固定储罐、齿轮泵等设备。

(3) 集输管线、外输管线敷设

集输工程、外输工程建设工艺流程及产污环节详见图 3.7-4。

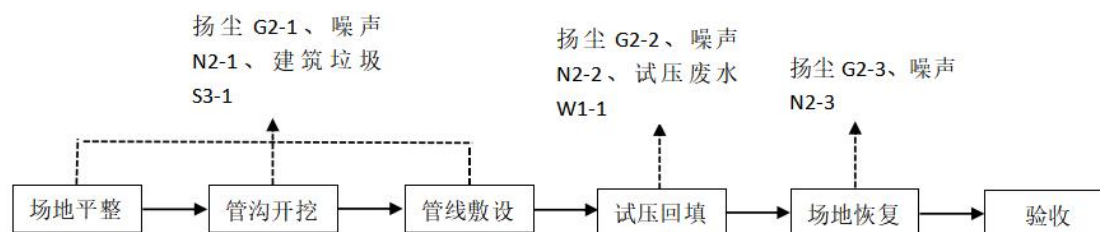


图 3.7-4 集输管线、外输管线建设工艺流程及产污环节示意图

①场地平整

管线工程施工首先进行施工放线，现场施工放线确定路由后，即进行施工作业带线路的清理，对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植物等进行清点造册。

清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。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、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水填平。施工完毕之后，要注意施工作业带的恢复工作，使土地恢复原有状态。

②管沟开挖

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程集输管线、外输管线敷设均采用埋地。

本工程拟建集输管线共4.9km，管径为DN65，选用20G无缝钢管。管道设计压力12MPa。管道保温采用“一步法”成型的“聚氨酯泡沫+硬质聚乙烯防护层”型式，保温厚度50mm。管底埋深-2m。

本工程拟建天然气外输管线共11km，管径为DN350。管道设计压力6.3MPa。管道保温采用“一步法”成型的“聚氨酯泡沫+硬质聚乙烯防护层”型式，保温厚度50mm。管底埋深-2m。管道外壁采用挤压聚乙烯三层结构（3PE）防腐层，其中，环氧粉末层厚度 $\geq 120\mu\text{m}$ ，胶粘剂层厚度 $\geq 170\mu\text{m}$ ，防腐层总厚度 $\geq 2.7\text{mm}$ 。焊缝部位防腐层厚度不小于管体部分的80%。防腐层补口采用辐射交联聚乙烯热收缩套。

本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路及路政部门要求顶管穿越路段采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

顶管穿越施工工艺即采用横孔钻机顶进钢套管穿越的施工方式，随后在套管中穿入管道。

④试压回填

管道回填时，先用细土回填50cm，再用其他土回填并夯实，原有熟土最后恢复。回填土中不得有坚硬土石、垃圾、腐殖质等，管道两侧及管顶0.5m内的回填土，不得含有碎石砖块等杂物，且不得用灰土回填，距管顶0.5m上的回填土中的石块不得多于10%，直径不得大于0.1m，且均匀分布。主管道警示带敷设前应将敷设面压实，并平整地敷设于管道顶正上方0.5m，且不得敷设于路基和路面里。

⑤场地恢复

施工结束后，进行生态恢复，及时清除施工垃圾，对施工现场进行回填平整，尽可能覆土压实，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，以减少风蚀量。

（4）天然气处理站、外输首站及外输末站建设工艺流程

本项目新建天然气处理站1座，并且在新建天然气外输管线起点和终点各设

置 1 座外输首站和外输末站。场站施工期间主要分为场地平整、基础开挖、建设及安装设备，最后投入使用，此过程中不可避免的对项目区所在地周围环境产生一定的影响。施工期主要是产生扬尘、车辆机械尾气、废水、噪声及建筑垃圾等。天然气处理站建设基本工序及产污流程如图 3.7-5 所示：

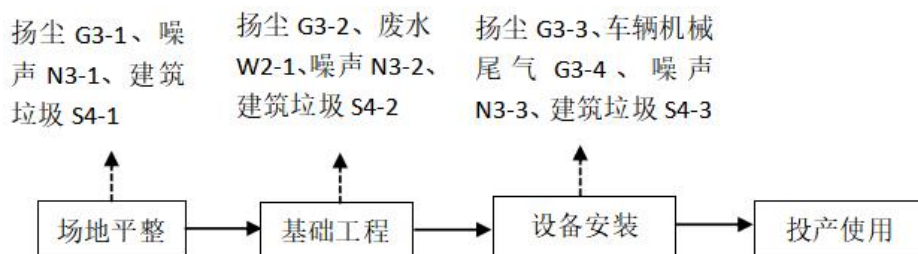


图 3.7-5 施工期工艺流程及产污环节图

(5) 道路建设

本项目新建道路 7.59km，道路建设内容有气田公路、巡井道路、天然气处理站和 35kV 变电站站内道路。施工过程中对地表清理、平整后铺碎石面层，无弃方产生。

项目新建道路施工工艺流程图见图 3.7-6。

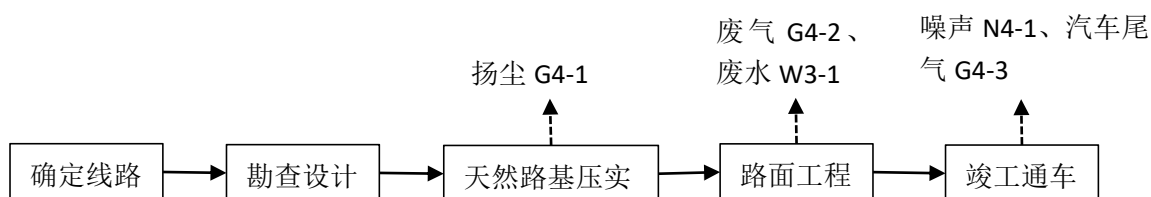


图 3.7-6 新建道路施工工艺流程图

(6) 输配电工程施工

架空输电线路施工主要为：塔坑开挖前，先进行定位，确定位置后采用机械及人工辅助开挖。开挖后将杆塔采用流动式起重机组立，导线放线方法是将导线沿电杆根部放开后，再将导线吊上电杆。

3.7.3.6 产污环节分析

(1) 废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆废气及钻井时柴油机排放的废气及管线焊接烟气。

施工扬尘主要产生于管线施工、井场施工以及施工机械及运输车辆往来；施工车辆废气主要为施工过程中各类车辆尾气；钻井时柴油机排放的废气、钻井柴油发动机废气；管线焊接主要为施工过程中管道焊接过程产生的废气。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、废压裂返排液、管道试压废水。

钻井废水循环使用；压裂作业过程产生的废液；管道试压废水是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生废水。

(3) 噪声

施工噪声为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

(4) 固废

施工期产生的固体废物主要有钻井固废（水基岩屑、油基岩屑）、机械设备废油、废防渗膜、焊接废渣、施工土方和建筑垃圾等固废。

钻井固废主要为钻井过程中产生的水基岩屑、油基岩屑；落地油主要产生于试气等井下作业过程中，会有少量原油散落井场；其他固废主要是产生于钻井、试采等作业过程中，主要有废防渗膜、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的机械设备废油；焊接废渣主要是管道焊接作业中产生，管道敷设开挖产生的施工土方。

3.7.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有采气、油气集输、处理、外输、井下作业等作业过程。

3.7.4.1 采气

(1) 采气工艺流程

采气是借助气层的自身压力或使用机械方式，使天然气从地下气藏产出的工艺过程。

(2) 产污环节

采气环节产生的污染物有废水、噪声、固废等。

① 废水

采气环节产生的废水主要有井下作业过程中产生的废洗井水（W4-1）、废洗井液（W4-2）。

③ 噪声

采气环节产生的噪声（N5）主要来自井场、井下作业设备的各类机泵。

④ 固废

采气环节产生的固体废物主要来自井下作业时产生的落地油（S5-1）、废防渗膜（S5-2）和含油污泥（S5-3）；井场各类机械设备更换下来的废润滑油（S5-4）。

3.7.4.2 油气集输

(1) 油气集输工艺流程

本项目运营期油气集输采用密闭集输工艺，拟部署的 5 口井采用一级布站输送工艺，即：井口→天然气处理站的布站方式。

ZJHW213 井采出的气液在井场进行分离，天然气经单井采气管线输至天然气处理站，分离出的液体通过罐车拉运至天然气处理站进行处理。

本项目油气集输工艺见图 3.7-7。

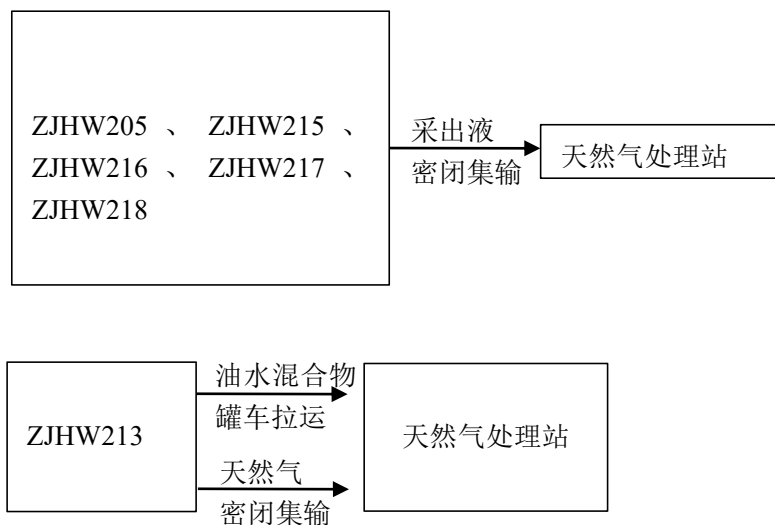


图 3.7-7 集输工艺流程图

(2) 产污环节

油气集输产生的污染物有废气 G、废水 W、噪声 N、固废 S 等。

① 废气

油气集输产生废气的主要环节为油气集输过程中挥发的无组织烃类气体 (G5-1)、ZJHW213 采出液储罐废气 (G5-2)、装车废气 (G5-3)。

③ 噪声

油气集输产生的噪声 (N6) 主要来自井场、井下作业设备的各类机泵。

④ 固废

油气集输产生的固体废物主要为集输管线产生的清管废渣 (S6-1)。

3.7.4.3 处理工艺

(1) 天然气处理站处理工艺流程

本项目新建 1 座天然气处理站对天然气和凝析油进行处理。天然气处理工艺采用注乙二醇+J-T 阀节流脱水脱烃工艺，处理后的产品天然气输送至 702 泵站接入克-乌输气管线，供给准噶尔盆地环网；凝析油采用降压闪蒸、微正压分馏稳定工艺，经处理后采用汽车拉运销售至独山子石化；采出水不在本站处理，采用罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理。天然气处理站处理工艺流程及产污环节图见 3.7-8。

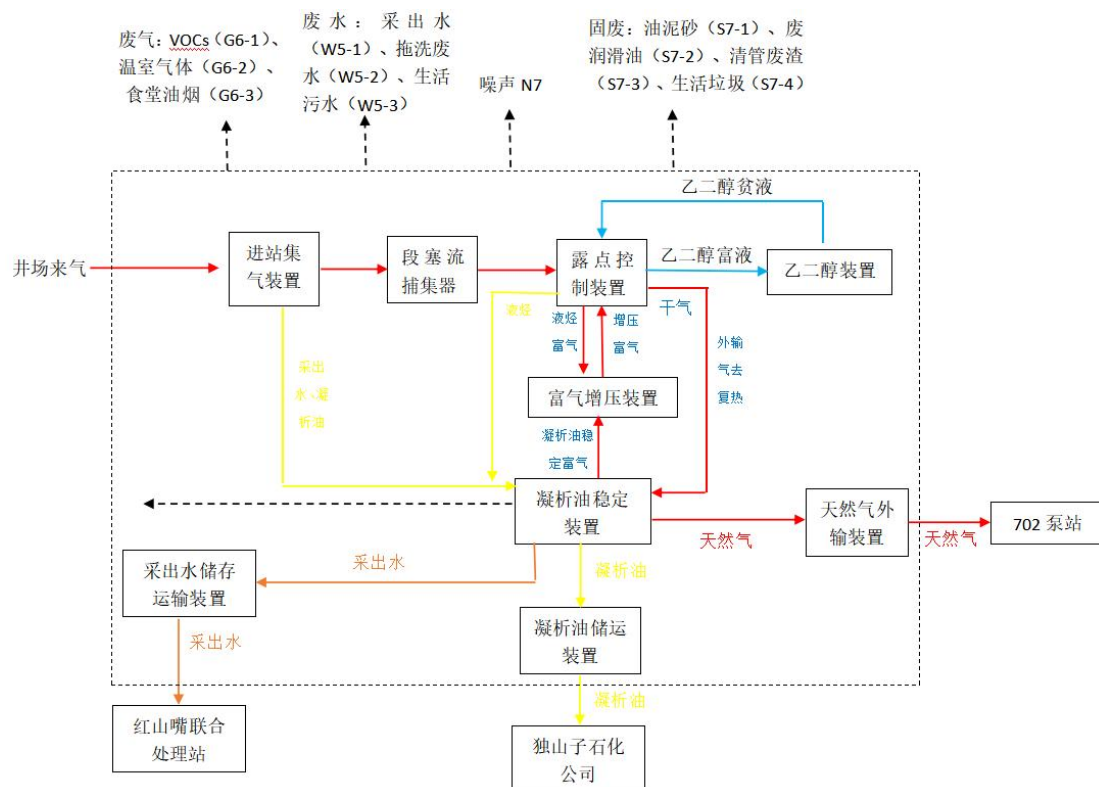


图 3.7-8 处理工艺流程图

(2) 产污环节

运营期天然气处理站产生的污染物有废气 G、废水 W、噪声 N、固废 S 等。

① 废气

天然气处理站产生废气的主要有无组织烃类气体、装车废气、食堂油烟、非正常工况下天然气放空燃烧废气和温室气体。

② 废水

天然气处理站产生的废水有采出水、拖洗废水、生活污水。

③ 噪声

天然气处理站各类设备产生的噪声。

④ 固废

天然气处理站产生的固废有含油污泥、废润滑油、乙二醇废液及员工的生活垃圾。

3.7.4.4 外输工程

(1) 外输工程工艺流程

天然气处理站天然气外输装置输送的产品天然气经新建外输管线输送至 702 泵站，接入克-乌输气管道。

(3) 产污环节

外输工程主要产生废水 W、噪声 N、固废 S 等污染物。

① 废水

外输工程产生的废水有外输末站排污撬废水（W6-1）。

② 噪声

外输工程产生的噪声主要为排污撬运行的噪声（N8）。

③ 固废

外输工程产生的固废有清管废渣（S8-1）。

3.7.4.5 井下作业

(1) 井下作业工艺流程

井下作业主要包括维护性作业和措施性作业。

维护性作业主要以井下故障维修和产能恢复为目的，从而恢复采气井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

措施性作业主要包括压裂作业、改造、修井、洗井等，其主要作业环节基本相同，污染物主要为起管柱过程散落的少量落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及洗井环节产生的洗井废水，压裂改造作业的主要废水为压裂返排液。项目产生的压裂返排液拟运至红山嘴油田原油处理站处理，本次以压裂返排液为代表分析井下作业废液。

压裂改造主要针对低产采气井，通过改造实体提高产量。压裂改造的工艺步骤与新钻井相同，主要包括：井架安装，试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井、刮削，压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管，试采等环节，其施工流程及产污环节见下图。

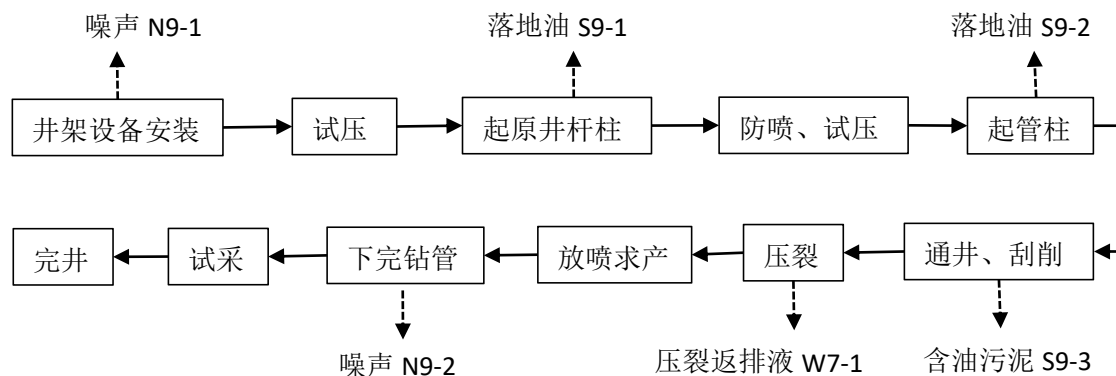


图 3.7-9 压裂作业施工流程及产污环节示意图

(2) 产污环节

井下作业产生的污染物主要有废水 W、噪声 N、固废 S。

① 废水

井下作业过程产生的废水主要为压裂返排液。

② 噪声

井下作业过程产生的噪声主要来自井下作业设备的各类机泵。

③ 固废

井下作业时产生的固体废物主要有落地油、含油污泥。

3.7.5 退役期主要工艺过程及产污环节

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。

3.7.5.1 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

(1) 封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

(2) 封井用水泥的选用和配制，应按《常规修井作业规程第 14 部分注塞、钻塞》（SY/T 5587.14-2013）的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

(3) 低压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内，注 50m 长的水泥塞；然后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井；高压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内先打高压桥塞，再在桥塞上注 50m 长的水泥塞，最后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井。

(4) 周边存在注采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产或注水等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

(5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

(6) 已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识，并记录存档。

(7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

3.7.5.2 设备清洗

报废管线清洗后，采用盲板进行封堵，原地弃置不挖出。为减轻废弃管线处置对周边环境的不利影响，管段均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及管壁清洗，清洗废水输送至或由密闭罐车拉运至附近站场采出水处理系统进行集中处理。

3.7.5.3 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由中石油新疆油田分公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

3.7.5.4 场地清理及修复

设备搬迁后，井场内污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清。最后按照《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）要求，将占地恢复原貌。

3.7.5.5 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工机械废气、施工噪声、清管废水、废弃建筑残渣等。

3.7.6 施工期污染源及源强核算

本次施工期环境影响因素主要表现在钻井工程、集输管线、天然气处理站、外输管线建设、道路建设、35kV 变电站及电力线建设等施工活动中。废气主要为大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、施工扬尘、汽车尾气及焊接烟尘；废水主要为压裂返排液、管道试压废水；噪声主要为钻井设备、施工机械及施工车辆噪声；固体废物主要为水基岩屑、油基岩屑、废土石方、机械设备废油、废弃防渗膜和建筑垃圾，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.7.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为管线敷设、场站工程等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气、管道工程焊接工段产生的焊接烟尘等。

(1) 施工扬尘

项目施工扬尘主要是场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

(2) 柴油发电机燃油燃烧废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，本项目新钻井 4 口。钻井周期 405d，施工期间共耗柴油 810t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E = (Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 CO、HC、NO_x、PM_{2.5} 和 PM₁₀ 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EY—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E = 2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 SO₂ 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量 (t)	排放量 t)
CO	10.722	810	8.68
NO _x	32.792		26.56
HC	3.385		2.74
SO ₂	0.02		0.01
PM ₁₀	2.09		1.69
PM _{2.5}	2.09		1.69

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(3) 车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，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。本次施工期以 673d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.7-3。

表 3.7-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
车辆尾气	0.87	0.51	2.34	0.02

(4) 集输管道焊接烟尘

项目管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、长输管道起点和终点连接处等会有少量焊接作业，焊接过程会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘中主要含有 MnO₂、Fe₂O₃、SiO₂ 和 HF 等污染因子。焊接烟气采用焊接设备自带的焊接烟尘净化器处理后排放。

3.7.6.2 废水污染源

项目施工期废水主要为：压裂返排液、管道试压废水。

(1) 钻井废水

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 压裂返排液

根据区块油藏开发经验，本项目压裂作业中单井压裂液用量约为 7456.6m³，本项目 4 口井采用水力压裂，压裂液总量约 2.98×10⁴m³，根据建设单位提供资料，压裂返排液的产生量按照用量的 20%计算，本项目共产生压裂返排液 5.96×10³m³，产生的废压裂液进罐收集后由罐车送至红山嘴油田原油处理站处理，处理达标后用于回注油藏，不外排。

(3) 管道试压废水

项目集输管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目新建管线主要为单井采气管线 6.65km，天然气外输管线 11km。试压水可循环使用，水质不满足试压要求时，再补充试压用水。经核算，实际试压用水为 1586.68m³，废水产生率取 80%，则管道试压废水产生量约为 1015.47m³，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L~60mg/L。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

项目试压废水产生量见表 3.7-4。

表 3.7-4 本项目试压废水产生量统计表

序号	管线直径/mm	管线长度/km	系数取值	试压废水量/m ³
1	单井采气管线 65	5.95	1.5	29.60
2	单井注水管线 114	0.7		10.71
3	外输管线 350	11		1586.68
按 80%循环量，则废水产生量：				1015.47
注：1.试压废水计算公式为：管线容积×1.5。 2.管线试压废水优先考虑循环使用，3 条不同管径的集输管线试压废水产生量最大为 1586.68m ³ ，每次循环水量按 80%计，则 3 条不同管径试压后，最终废水产生量为 1586.68×80%×80%=1015.47m ³ 。				

3.7.6.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 3.7-5。

表 3.7-5 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称	数量	噪声强度 (dB(A))
1	钻机	1 台/队	90-110
	柴油机	3 台/队	95-100
	柴油发电机	2 台/队	100-105
	泥浆泵	2 台/队	80-90

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))
2	储层改造	仪表车	1 台/队	70-80
		压裂车	1 台/队	70-80
		混砂车	2 台/队	70-80
		砂罐车	4 台/队	70-80
		连续输砂撬	1 台/队	70-80
		射孔车	1 台/队	70-80
		射孔工具车	1 台/队	70-80
3	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

3.7.6.4 固体废物

施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活垃圾产生；施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井期产生的水基岩屑、油基岩屑、机械设备废油、废弃防渗膜、焊接废渣和建筑垃圾。

(1) 钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

$$W=1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times \alpha \times d$$

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开 444.5mm，二开 333.4mm，三开 241.3，四开 165.1；

h—井深，m；

d—所钻岩石的密度 (g/cm³)，取 2.5g/cm³；

α—岩石膨胀系数，取 2.2。

本工程产生岩屑量见表 3.7-6。

表 3.7-6 本工程钻井岩屑产生量

序号	井号	井深 (m)	一开 (m)	二开 (m)	三开 (m)	四开 (m)	水基岩屑量 (t)	油基岩屑量 (t)
1	ZJHW215	6563	500	3060	990	2013	473.76	121.43
2	ZJHW216	6252	500	3060	990	1702	473.76	112.28
3	ZJHW217	6086	500	3060	990	1536	473.76	107.4

4	ZJHW218	6281	500	3060	990	1731	473.76	113.14
合计		/	/	/			1895.04	454.25

注：本项目一开、二开为水基，三开、四开为油基。

①水基岩屑：核算水基岩屑产生量约 1895.04t，经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³），完井后由第三方合规处置。

②油基岩屑：核算油基岩屑产生量约 454.25t，油基岩屑在振动筛后经密封储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³）集中收集，委托有危险废物资质单位处置。转运处置过程应严格落实危险废物转运和处理处置的有关法规和规范。

（2）管线施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场、天然气处理站、35kV 变电站等建设产生；开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目施工的挖方全部回填，无弃方。

（3）机械设备废油

钻井及修井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等。根据建设单位提供数据，一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足 0.5t，本项目 4 口井产生量约 2t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司委托有危险废物资质的单位处置。

（4）废弃防渗膜

本项目钻井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有危险废物资质单位处置。

废弃防渗膜根据《国家危险废物名录》（2021 年版）“HW08 废矿物油与含矿物油废物类”，属于使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，危废代码为 900-249-08。

（5）焊接废渣

项目在管道焊接作业中会产生少量废焊条、焊渣等，不得直接丢弃，应在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(6) 建筑垃圾

本项目线路、天然气处理站等施工产生的废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。

结合施工期工艺流程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），判定是否属于危险废物，见表 3.7-7，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.7-8。

表 3.7-7 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	水基岩屑	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	1895.04t	√	/	《固体废物鉴别标准通则》 (GB34330-2017)
2	油基岩屑	钻井	半固态	白油、水等	454.25t	√	/	
3	机械设备废油	机械设备维修、保养等	液态	机油	2t	√	/	
4	废弃防渗膜	地面防渗	固态	石油类	/	√	/	
5	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	0m ³	√	/	
6	焊接废渣	管线焊接	固态	废焊条、焊渣	少量	√	/	
7	建筑垃圾	安装设备	固态	/	少量	√	/	

表 3.7-8 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
1	水基岩屑	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	一般工业固废 (071-01-S12)	1895.04t	钻井岩屑进入岩屑储罐内，委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置
2	油基岩屑	危险废物	钻井	半固态	白油、水等	/	毒性 T	HW08	071-002-08	454.25t	临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托有资质单位处置
3	管线施工土方	一般工业固废	管线施工	固态	土	/	/	/	900-001-S70	0m ³	回填管沟、管廊
4	机械	危险	机械设	液态	机油	危险	毒性	HW0	900-214	2t	由钻井公司

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
	设备废油	废物	备维修、保养等			废物鉴别标准	T 易燃性 I	8	-08		委托有资质的单位处置
5	废弃防渗膜		地面防渗	固态	石油类			毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	少量
6	焊接废渣	一般工业固废	管线施工	固态	MnO ₂ 、Fe ₂ O ₃ 、SiO ₂ 等	/	/	/	一般工业固废 (900-99-99)	/	集中回收, 施工结束后集中回收处置
7	建筑垃圾	一般固废	安装设备	固态	/	/	/	/	900-001-S72	少量	施工废包装材料尽量回收利用, 建筑垃圾由施工单位清运

(5) 施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.7-9。

表 3.7-9 本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线, 逸散性材料运输用苫布遮盖, 同时采取场区洒水抑尘措施
		钻井期柴油机组燃烧废气	NOx	26.56t	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施, 钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
			SO ₂	0.01t	
			CO	8.68t	
			HC	2.74t	
			PM ₁₀	1.69t	
			PM _{2.5}	1.69t	
		施工期运输车辆尾气	烃类	0.87t	使用符合国家标准的燃料, 施工期废气排放时段较为集中, 属于阶段性排放源, 随着施工结束而停止排放
			CO	0.51t	
			NOx	2.34t	
SO ₂	0.02t				
废水	井场	压裂返排液	SS、COD、石油类、挥发酚	5960m ³	由罐车送至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理, 处理达标后用于回注油藏, 不外排
	集输管线、外输管线	试压废水	废水量	1015.47m ³	沉淀后洒水降尘

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
固体废物	井场	水基岩屑	/	1895.04t	钻井岩屑进入岩屑储罐内，委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置
		油基岩屑	/	454.25t	临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托有资质单位处置
	管线工程	施工土方		0m ³	回填管沟、管廊
	机械设备维修、更换	机械设备废油		2t	由钻井公司委托有资质的单位处置
	钻井施工区域铺垫防渗膜	废弃防渗膜		/	收集后委托有资质的单位进行处置
	管线施工	焊接废渣		/	集中回收，施工结束后集中回收处置
	设备安装	建筑垃圾		少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
噪声	井场	钻井设备	噪声	90dB(A)	对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
		泥浆泵	噪声	90dB(A)	
		压裂泵车	噪声	100dB(A)	

3.7.6.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、管线、天然气处理站、道路、35kV 变电站等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采气井场的永久占地。

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、天然气处理站施工、35kV 变电站施工、井口、设备安装、等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。ZJHW201、ZJHW213 井场改造时安装设备会破坏地面植被，造成土壤扰动。

根据估算，总占地面积为 391458.4m²，其中永久占地 120655.5m²，临时占地 270802.9m²。占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、

裸地。本项目占地情况见表 3.7-10。

表 3.7-10 本工程占地概况一览表

分区		总占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		占地类型	备注	
			永久占地	临时占地			
采气井场	钻井工程	双井平台	7950	3000	4950	人工牧草地、其他草地	2 井式平台井 2 座, 2 井式平台井单座临时占地面积 105m×75m, 永久占地面积 50m×30m
	评价井转生产井	单井	1200	1200	/	其他草地	评价井转生产井 1 口, 永久占地面积 40m×30m
	已实施井改造	ZJHW201	200	200	/	人工牧草地	占地面积 20m×10m
		ZJHW213	1200	1200	/	其他草地	占地面积 40m×30m
站场	天然气处理站		78920	78920	/	人工牧草地、其他草地	①天然气处理站 300m×250m; ②火炬区 24m×24m; ③火炬除液器区 24m×19m; ④放空管廊 150m×8m; ⑤放空区道路 211m×8m
管线区	单井采气管线		99750	/	99750	人工牧草地、其他草地	长度 6650m, 作业宽度 15m
	外输管道		132000	/	132000	其他草地、水浇地、灌木林地、公路用地	长度 11000m, 作业宽度 12m
道路			40162.4	31020.5	9141.9	人工牧草地、其他草地、盐碱地、水浇地	①气田道路: 长度 3939m, 路面宽度 6m; ②巡井道路: 长度 990m, 路面宽度 7m; ③35kV 变电站: 长度 91m, 路面宽度 5m。④作业宽度均为 8m。⑤天然气处理站道路面积已包含在天然气处理站面积核算中, 此处不再核算

供配 电	35kV 变电站	30076	5115	24961	/	①35kV 变电站永久占地 面积 60m×50m（临时工 程占用永久占地，不单独 占用土地）；②35kV 线 路：电线杆 79 座，杆塔 式变电站 150 座，单座永 久占地面积为 3m×3m， 临时占地面积为 10m×10m；③10kV 线路： 杆塔式变电站 6 座，单座 永久占地面积为 3m×3m，临时占地面积为 10m×10m
总计		391458.4	120655.5	270802.9	/	/

3.7.7 运营期污染源分析及源强核算

3.7.7.1 采气、集输工程

(1) 废气污染物

①油气集输过程中无组织挥发有机废气

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，在油气集输过程中产生烃类尾气，包括采气井场、集输无组织挥发的烃类尾气。

油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：

$D_{\text{设备}}$ —核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$e_{TOC,i}$ —密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$),
kg/h;

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数;

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间, h, 本次取 8760h。取值详见表 3.7-10。

表 3.7-11 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.7-12。

表 3.7-12 油气集输过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/(kg/h/源)	设备数量(个/套)	污染物排放量(t/a)	数量(座)	污染物排放量总计(t/a)
单井井场	阀门	0.064	20	0.034	1	0.034
	法兰	0.085	8	0.018		0.018
	连接件	0.028	36	0.026		0.026
单井井场小计						0.078
2 井式平台	阀门	0.064	40	0.067	2	0.134
	法兰	0.085	16	0.035		0.07
	连接件	0.028	72	0.052		0.104
2 井式平台小计						0.308
合计						0.386

②ZJHW213 井储罐呼吸无组织烃类

ZJHW213 井储罐会有非甲烷总烃的无组织排放, 这些烃类气体主要成分为 C_1-C_5 的烃类物质, 这是本工程特征大气污染物。烃类气体主要产生于油品存储、转运过程。油品存储于储油罐内, 由于罐内气体空间温度差异, 引起可挥发烃类气体经呼吸阀排出, 被称为“小呼吸”; 储罐内在收发油品时, 由于油气空间容积的变化, 导致油气呼出或外界空气的吸入, 也会造成烃类挥发, 被称为“大呼吸”。

单井拉油罐设计参数表, 见表 3.7-13。

表 3.7-13 ZJHW213 井储罐设计参数表

井号	储罐名称	数量	周转周期	设计温度	介质	设备类型	储罐直径(m)	罐壁高度(m)	介质密度(kg/m ³)
ZJHW213	60m ³ 采出液储罐	2 座	4d	≥55℃	采出液	固定顶罐	5.2	3.2	799.5

烃类气体排放量根据美国石油学会推荐的计算油罐储存损耗的公式对拟建

油罐非甲烷总烃气体挥发进行理论计算。

小呼吸产生计算：小呼吸排放是油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种变化引起蒸汽的膨胀和收缩而产生的蒸汽排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。

$$LB=0.191 \times M (P / (100910 - P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times FP \times C \times K_C$$

式中：

LB—固定顶罐的小呼吸排放量（kg/a）；

M—储罐内蒸汽的分子量；（美国石油学会推荐 64）

P—在大量液体状态下，真实的蒸汽压力(Pa)；按饱和压力计，12290.8Pa；

D—罐的直径； 5.2m；

H—平均蒸汽空间高度（m）； H=0.1m；

T—一天之内的平均温度差（°C）； T=10°C；

FP—涂层因子（无量纲）； FP=1.25；

C—用于小直径罐的调节因子（无量纲）；直径在 0~9m 的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，计算得 C 取值为 0.8；

K_C —产品因子（石油原油 $K_C=0.65$ ，其它的有机液体取 1.0）。

计算结果：单座 60m³ 原油储罐“小呼吸”产生量为 0.048t/a，则 2 座储罐“小呼吸”产生量为 0.096t/a。

大呼吸产生计算：油罐进油时，由于油面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油，所呼出的油蒸气造成油品蒸发的损失。油罐向外发油时，由于油面不断降低，气体空间逐渐增加，罐内压力减小，当压力小于呼吸阀控制真空度时，油罐开始吸入新鲜空气，由于油面上方空间油气没有达到饱和，促使油品蒸发加速，使其重新达到饱和，罐内压力再次上升，造成部分油蒸气从呼吸阀呼出。

可由下式估算固定顶罐的大呼吸排放：

$$Lw=4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_C$$

式中：

LW—固定顶罐的工作损失 (kg/m³) ;

K_N—周转因子 (无量纲), 取值按年周转次数 (K) 确定 K≤36, K_N=1; 36<K≤220, K_N=11.46×K^{-0.7026}; K>220, K_N=0.26; 本项目 ZJHW213 井周转周期按 4d, 则 K_N取值 0.48。

计算结果: 单座 60m³油品储罐“大呼吸”产生量为 0.0002t/a, 则 2 座储罐“大呼吸”产生量为 0.0004t/a。

储罐呼吸产生量结果表, 见表 3.7-14。

表 3.7-14 储罐呼吸产生量结果表

井号	储罐名称	数量	“小呼吸”产生量	“大呼吸”产生量	挥发烃产生总量
ZJHW213	60m ³ 采出液储罐	2 座	0.096	0.0004	0.0964t/a

③ZJHW213 井储罐装载过程中烃类挥发

本项目 ZJHW213 井采出液采用罐车拉运的方式外运。本项目 ZJHW213 井油品产能最大为 6900t/a (8630.4m³/a)。装车采用底部装载方式。

装车时产生的无组织挥发性有机物采用《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018) 中 6.2 产污系数法的挥发性有机液体装载过程挥发性有机物产生量进行核算。

挥发性有机液体装载过程挥发性有机物产生量计算公式:

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中: D_{产生量}—挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量, t;

L_L—挥发性有机液体装载过程的排放系数, kg/m³;

Q—物料装载量, m³/a。

排放系数 L_L 计算公式如下:

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{vap}}{273.15 + T}$$

式中: S—饱和系数, 无量纲, 采用底部/液下装卸 (普通) 罐车, S 取 0.6;

P_T—温度 T 时装载物料的真实蒸气压, Pa;

Q—核算时段内物料装载量, m³/a。

M_{vap}—油气分子量, g/mol, 64g/mol;

T—物料装载温度, °C

ZJHW213 井采出液采用底部/液下装载, 设气相平衡系统, 装载罐车气、液

相处于平衡状态，将挥发物料看做理想气体计算，具体参数及计算结果如下：

表 3.7-15 装卸车挥发性有机物排放参数一览表

物料名称	装载量 /(m ³ /a)	装载温度 /(°C)	真实蒸气压 /(kPa)	油气分子量 /(g/mol)	产生量 /(t/a)	排放量 /(t/a)
原油	5756.4	25	12.29	68	1.74	1.74

(2) 废水污染物

① 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是由气井洗井工段、维修、大修、压裂等工段产生的。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1）计算井下作业废水的产生量。

表 3.7-16 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76	回注油藏
				化学需氧量	克/井	104525	
				石油类	克/井	17645	
	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井		263.98			
	废洗井液	吨/井		25.29			
	压裂液	气井加砂压裂					
	洗井液	修井					

结合项目实际特点，井区内气井均为高压高产气井，参照非低渗透油井洗井作业系数，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 3.7-17。

表 3.7-17 井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标		产生量 (t/次)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废洗井水	废水量	380	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至红山嘴油田原油处理站污水处理系统处理达标后，上清液回注油藏，底泥暂存在联合站，交由持有危险废物经营许可证的单位进行无害化处置
		COD	0.52	0	
		石油类	0.09	0	
2	废压裂液		1319.9	0	
3	废洗井液		126.45	0	

(3) 噪声污染源

运营期井场噪声污染源主要包括：井下作业机械和巡检车辆等。噪声排放情况见表 3.7-18。

表 3.7-18 运营期噪声排放情况（室外声源）

序号	位置		声源名称	型号	空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
					X	Y	Z			
1	正常工况	交通噪声	巡检车辆、运输车辆	/	50	30	0	80	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间歇
2	非正常工况	井场	井下作业（修井、压裂等）	/	60	45	0	90	独立基础，加减振垫，采用软连接	间歇

注：以井场中心为原点，正东方向为X轴，正北方向为Y轴

(4) 固体废物

①落地油

运行期在修井等井下作业过程中可能产生少量落地油。气井修井周期通常为两年一次，估算每口井每次产生落地油约 0.1t，本项目运行后共 5 口气井，因此检修作业产生的落地油为 0.5t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，通过铺设防渗材料进行收集，回收率可达 100%。根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理。

②清管废渣

集输管线每 2~4a 清管 1 次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建集输管线 6.65km，每次废渣量约 0.008t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，不在站内暂存，直接委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

③废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备、天然气处理站各类装置设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产

生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 5 口采气井废润滑油产生量为 0.25t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，集中收集后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。

④废弃防渗膜

项目运行期气井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2a。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 12 口气井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 2.5t，气井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 1.25t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗膜布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2021 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.7-19。

表 3.7-19 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	落地油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油	0.5	√	/	《国家危险废物名录》（2021 年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	废润滑油	机械设备检修	液态	石油类	0.25	√	/	
3	清管废渣	定期清管	固态	油类物质	0.008t/次	√	/	
4	废防渗膜	气井作业场地	固态	石油类	1.25	√	/	

综上，采气、集输过程固体废物的产生和排放汇总见表 3.7-20。

表 3.7-20 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	落地油	危险废物	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	油品	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	0.5	作业单位 100%回收，回收落地油的送至天然气处理站凝析油稳定系统处理
2	废润滑油		机械设备检修	液态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	0.25	回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理
3	清管废渣		定期清管	固态	油类物质		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	0.008t/次	委托有资质的单位处置
4	废弃防渗膜		油井作业场地	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	1.25	委托有资质的单位处置

本项目采气、集输工程运营期污染物产排情况汇总见表 3.7-21。

表 3.7-21 运营期采气、集输工程产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采气、集输	无组织挥发	非甲烷总烃	0.386t/a	0.386t/a	无组织排放至大气环境
	ZJHW213 井储罐		非甲烷总烃	0.0964t/a	0.0964t/a	无组织排放至大气环境
	装车废气		非甲烷总烃	1.74t/a	1.74t/a	无组织排放至大气环境
废水	井场	井下作业废水	废水量	380t/a	0	采用专用废水收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站采出水系统处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排
			COD	0.52t/a	0	
			石油类	0.09t/a	0	
		废洗井液	126.45t/a	0		
		废压裂液	1319.9t/a	0	采用专用废水收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排	
固体废物	井场	落地油	0.5t/a	0	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定	

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
						系统处理
	集输管线		清管废渣	0.008t/次	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	机械设备检修		废润滑油	0.25t/a	0	回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理
	油井作业场地		废弃防渗膜	1.25t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声 (室外)	正常工况	井场	巡检车辆	80dB (A)		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等
	非正常工况	井场	井下作业(压裂、修井等)	90dB (A)		独立基础, 加减振垫, 采用软连接

3.7.7.2 处理工程

(1) 废气污染物

① 油气处理过程中无组织挥发有机废气

天然气处理站处理过程产生无组织挥发烃类尾气。

处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物, 该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南, 其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018) 中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算, 计算公式具体如下:

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中:

$D_{\text{设备}}$ —核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量, kg;

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例, 本次取 0.003;

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数 (根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率, 取 70%);

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数 (根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率, 取 70%);

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 $10000\mu\text{mol}/\text{mol}$),

kg/h;

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数;

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间, h, 本次取 8760h。取值详见表 3.7-22。

表 3.7-22 密封点 TOC 泄漏排放速率 eTOC 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.7-23。

表 3.7-23 油气处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/(kg/h/源)	设备数量(个/套)	污染物排放量(t/a)	数量(座)	污染物排放量总计(t/a)
天然气处理站	阀门	0.064	100	0.168	1	0.168
	法兰	0.085	200	0.447		0.447
	连接件	0.028	400	0.294		0.294
合计						0.909

②装车废气

本项目凝析油采用罐车拉运的方式外运。本项目凝析油最大周转量 7200t/a (9863m³/a)。装车采用底部装载方式。

装车时产生的无组织挥发性有机物采用《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中 6.2 产污系数法的挥发性有机液体装载过程挥发性有机物产生量进行核算。

挥发性有机液体装载过程挥发性有机物产生量计算公式:

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中: $D_{\text{产生量}}$ —挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量, t;

L_L —挥发性有机液体装载过程的排放系数, kg/m³;

Q —物料装载量, m³/a。

排放系数 L_L 计算公式如下:

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{\text{vap}}}{273.15 + T}$$

式中: S —饱和系数, 无量纲, 采用底部/液下装卸(普通)罐车, S 取 0.6;

P_T —温度 T 时装载物料的真实蒸气压, Pa;

Q —核算时段内物料装载量, m³/a。

M_{vap} —油气分子量，g/mol，68g/mol；

T—物料装载温度，°C

本项目处理后的凝析油采用底部/液下装载，设气相平衡系统，装载罐车气、液相处于平衡状态，将挥发物料看做理想气体计算，具体参数及计算结果如下：

表 3.7-24 装卸车挥发性有机物排放参数一览表

物料名称	装载量 (m^3/a)	装载温度/(°C)	真实蒸气压 (kPa)	油气分子量 (g/mol)	产生量 (t/a)
原油	5756.4	25	12.29	68	1.99

本项目对罐车配套 VCU(油气燃烧装置)，顶部逸散气体通过管道引入 VCU(油气燃烧装置)，VOCs 气体进入 VCU，在隔热辐射筒体内进行充分燃烧后排放。VOCs 气体收集效率 97%，去除效率 99%。

根据《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中 6.2 产污系数法的挥发性有机液体装载过程挥发性有机物排放量进行核算。

挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的排放量计算公式为：

$$D_{\text{排放量}} = D_{\text{产生量}} \times \left(1 - \frac{\eta_{\text{收集}}}{100} \times \frac{\eta_{\text{去除}}}{100} \right)$$

根据核算，装车废气排放量为 0.08t/a。

③食堂油烟

本项目每日就餐人数为 44 人，根据《中国成年居民食用油消费现状》结果显示，我国成年居民平均每人每日消耗食用油 40g，根据不同炒作情况，油的挥发性不同，平均占总耗油量的 2%~4%，本项目取 3%，则 44 名员工餐饮油烟产生量为 1.76kg/d、0.64t/a。食堂油烟通过油烟净化设施处理，去除效率按照 75% 计，处理后油烟排放量为 0.16t/a。

(2) 废水污染物

①采出水

根据开发方案，本项目 5 口井采出水最大产生量为 35300m³/a (96.71m³/d)，采出水由天然气处理站处理采出液后产生，经罐收集后定期装车外运红山嘴油田原油处理站采出水处理系统集中处理。处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，由统一调配，回注油藏。

②拖洗废水

厂房拖洗废水产生量为 0.72m³/d(262.8m³/a)，经污水罐收集后送至红山嘴油

田原油处理站污水处理系统集中处理，最终用于油田注水，不外排进入环境。

③生活污水

天然气处理站常驻工作人员 44 人，单人消耗生活水量 80L/d（参考《新疆用水定额》），则生活用水量为 3.52m³/d(1284.8m³/a)，排水系数取 0.8，则生活污水产生量为 2.816m³/d（1027.84m³/a），其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量（COD_{Cr}）浓度 350mg/L、氨氮（NH₃-N）浓度 30mg/L、悬浮物（SS）浓度 200mg/L。生活污水收集至新建化粪池（60m³）暂存，定期送至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

④餐饮废水

根据方案设计，天然气处理站厨房用水约 1.5m³/d（547.5m³/a），排水系数取 0.8，则餐饮废水产生量为 1.2m³/d（438m³/a）。食堂排水先排入隔油池，经过隔油后进入 60m³化粪池储存，定期送至克拉玛依市第二污水处理厂处理。经隔油池处理后水质见表 3.7-25。

表 3.7-25 餐饮废水产生情况一览表

污染物	产生情况		隔油池处理后	
	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)
COD	900	0.394	400	0.175
BOD ₅	550	0.241	250	0.110
悬浮物	250	0.110	200	0.088
氨氮	45	0.020	30	0.013
动植物油	200	0.088	60	0.026

(3) 噪声污染源

运营期天然气处理站噪声污染源主要包括：场站设备运转噪声、运输车辆等。室外噪声排放情况见表 3.7-26。室内噪声排放情况见表 3.7-27。

表 3.7-26 运营期噪声排放情况（室外声源）

序号	位置	声源名称	型号	空间相对位置(m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	正常工	天然气处理站	生产管汇橇	PN10MPa	30	200	0	90	24h
			生产分离橇	Φ1600×8000 (切)	30	200	0	90	24h
			计量管汇橇	PN10MPa	30	200	0	90	24h
			计量橇	Φ1400×6000 (切)	30	200	0	90	24h
			气液分离橇	Φ1400×5600 (切)	30	200	0	90	24h

况		预冷换热器橇	Φ1600×11000 (切)	30	200	0	90	罩	24h
		预冷分离橇	Φ1600×8000 (切)	30	200	0	90		24h
		J-T 阀汇管橇	5.8MPa	30	200	0	90		24h
		低温分离橇	Φ1200×3600 (切)	30	200	0	90		24h
		醇烃加热橇	负荷: 35kW	30	200	0	90		24h
		液烃三相分离橇	Φ1200×4400 (切)	30	200	0	90		24h
		富气压缩机出口分离橇	Φ1200×5000 (切), 6MPa	30	200	0	90		24h
		燃料气调压计量橇	尺寸 4000×8000mm	30	200	0	90		24h
		富气压缩机组	容积流量: 1.2m ³ /min	30	200	0	85		24h
		稳定凝析油定量装车橇	50m ³ /h	50	200	0	90		间歇
2	交通噪声	运输车辆	/	50	30	0	80	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间歇
注: 以天然气处理站各设备中心为原点, 正东方向为X轴, 正北方向为Y轴									

表 3.7-27 运营期噪声排放情况 (室内声源)

序号	建筑物名称	声源名称	型号	等效声级 /dB(A)	声源控制措施	空间相对位置 (m)			距室内边界距离 / m	室内边界声级 /dB(A)	运行时段	建筑物插入损失 /dB(A)	建筑物外噪声		
						X	Y	Z					声压级 /dB(A)	建筑物外距离	
1	正常工况	天然气处理站	凝析油装车泵	/	90	采用低噪声设备, 局部	50	200	0	1	90	间歇	20	70	0
		污油	30kW	90	50	200	0	1	90	间歇	20	70	0		

			泵			加									
			装车泵	7.5kW	90	装	50	200	0	1	90	间	20	70	0
注：以天然气处理站各设备中心为原点，正东方向为X轴，正北方向为Y轴															

(4) 固体废物

①含油污泥

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采行业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 3.7-28。

表 3.7-28 石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨—万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

本项目最大产油量 $7.2 \times 10^3 \text{t/a}$ ，含油污泥最大产生量为 65.35t/a 。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的含油污泥属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，本项目含油污泥主要是凝析油储罐（ 700m^3 ，2 座）产生的，定期清罐，不在站内暂存，直接委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运处置。

②废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备、天然气处理站各类装置设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，天然气处理站设备维修废润滑油产生量约为 2t/a 。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，集中收集后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。

③乙二醇废液

乙二醇再生装置会产生少量失效的乙二醇废液，废水产生量约为 10t/a ，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），乙二醇废液属于危险废物，危废代码为 900-047-49，收集在乙二醇低位罐中，在站内不暂存，及时委托有资质单位合规处理。

④生活垃圾

天然气处理站新增劳动定员 44 人，按 0.5kg/人·d 计算，产生量约为 8.03t/a，定期清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2021 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.7-29。

表 3.7-29 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	含油污泥	清罐	半固态	油砂混合物	65.35	√	/	《国家危险废物名录》（2021 年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	废润滑油	机械设备检修	液态	石油类	2	√	/	
3	乙二醇废液	乙二醇再生装置	液态	油类物质	10t	√	/	《国家危险废物名录》（2021 年版）
4	生活垃圾	办公、生活	固态	果皮纸屑	8.03	√	/	《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）

综上，天然气处理站固体废物的产生和排放汇总见表 3.7-30。

表 3.7-30 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	含油污泥	危险废物	清罐	半固态	油砂混合物	危险 废物 鉴别 标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	65.35	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
2	废润滑油		机械设备检修	液态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	2	回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理
3	乙二醇废液		乙二醇再生装置	液态	油类物质		毒性 T 易燃性 I	HW49	900-047-49	10t/a	委托有资质的单位处置
4	生活垃圾	一般固废	办公、生活	固态	果皮、纸屑等	/	/	/	/	8.03	集中收集后，运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行填埋处理

本项目运营期天然气处理站污染物产排情况汇总见表 3.7-31。

表 3.7-31 运营期天然气处理站产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	处理过程	无组织挥发	非甲烷总烃	0.909t/a	0.909t/a	无组织排放至大气环境
	装车废气	无组织废气	非甲烷总烃	1.99t/a	0.08t/a	凝析油装车采用底部装载方式，配套 VCU 燃烧装置，罐车顶部逸散气体通过管道进入 VCU 燃烧装置充分燃烧后排放
	办公、生活	食堂	食堂油烟	0.64t/a	0.16t/a	油烟净化设施处理后排放至大气环境
废水	天然气处理站	采出水		35300m ³ /a	0	采出水进入红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排
	天然气处理站	拖洗废水		262.8m ³ /a	0	经污水罐收集后送至红山嘴油田原油处理站采出水处理系统集中处理，处理达标后回注油藏，不外排
	办公、生活	生活污水		1027.84m ³ /a	0	收集至化粪池暂存，定期运至克拉玛依市第二污水处理厂处理
		餐饮废水		438m ³ /a	0	经隔油池处理后收集至化粪池暂存，定期运至克拉玛依市第二污水处理厂处理
固体废物	集中处理站	含油污泥		65.35t/a	0	委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置
	机械设备检修	废润滑油		2t/a	0	回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理
	乙二醇再生装置	乙二醇废液		10t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	办公、生活	生活垃圾		8.03t/a	0	集中收集后，运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行填埋处理
噪声（室外）	正常工况	天然气处理站	生产管汇橇	90dB（A）		采用低噪声设备，局部加装隔声罩
			生产分离橇	90dB（A）		
			计量管汇橇	90dB（A）		
			计量橇	90dB（A）		
			气液分离橇	90dB（A）		
			预冷换热器橇	90dB（A）		
			预冷分离橇	90dB（A）		
			J-T 阀汇管橇	90dB（A）		
低温分离橇	90dB（A）					

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
			醇烃加热橇		90dB (A)	
			液烃三相分离橇		90dB (A)	
			富气压缩机出口分离橇		90dB (A)	
			燃料气调压计量橇		90dB (A)	
			富气压缩机组		85dB (A)	
			稳定凝析油定量装车橇		90dB (A)	
			运输车辆		80dB (A)	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等
噪声 (室内)	正常工况	天然气处理站	凝析油装车泵		90dB (A)	采用低噪声设备, 局部加装隔声罩
			污油泵		90dB (A)	
			装车泵		90dB (A)	

3.7.7.3 外输工程

(1) 废水污染物

① 排污橇废水

排污橇用于接受非正常工程及事故状态下外输末站排空液体, 主要事故状态下的含油废水, 在排污橇暂存后采用罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理。

(2) 噪声污染源

运营期外输工程噪声污染源主要为非正常工况下排污橇产生的噪声。噪声排放情况见表 3.7-32。

表 3.7-32 运营期噪声排放情况 (室外声源)

序号	位置		声源名称	型号	空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
					X	Y	Z			
1	非正常工况	外输末站	排污橇	1.6MPa 5m ³	5	5	0	90	独立基础, 加减振垫, 采用软连接	间歇

注: 以排污橇中心为原点, 正东方向为X轴正方向, 正北方向为Y轴正方向

(3) 固体废物

① 清管废渣

外输管线每 2~4a 清管 1 次, 根据建设单位提供, 一般每公里管线产生的清

管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建外输管线 11km，每次废渣量约 0.013t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，不在站内暂存，直接委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2021 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.7-33。

表 3.7-33 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	清管废渣	定期清管	固态	油类物质	0.013t	√	/	《国家危险废物名录》 (2021 年版)

外输工程固体废物的产生和排放汇总见表 3.7-34。

表 3.7-34 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	清管废渣	危险废物	定期清管	固态	油类物质	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	0.013t/ 次	委托有资质的单位处置

本项目运营期外输工程污染物产排情况汇总见表 3.7-35。

表 3.7-35 运营期产排污情况汇总

项目	工程		污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废水	外输首站		排污撬废水	少量	0	经污水罐收集后送至红山嘴油田原油处理站采出水处理系统集中处理，处理达标后回注油藏，不外排
固体废物	外输管线		清管废渣	0.013t/次	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声（室外）	非正常工况	外输末站	排污撬	90dB（A）		独立基础，加减振垫，采用软连接

本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.7-36。

表 3.7-36 运营期产排污情况汇总

项目	工程		污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采气、集输过程	采气、集输	无组织挥发	非甲烷总烃	0.386t/a	0.386t/a	无组织排放至大气环境
		ZJHW 213 井采出液储罐	无组织挥发	非甲烷总烃	0.0964t/a	0.0964t/a	无组织排放至大气环境
		装车废气	无组织挥发	非甲烷总烃	1.74t/a	1.74t/a	无组织排放至大气环境
	天然气处理站	处理过程	无组织挥发	非甲烷总烃	0.909t/a	0.909t/a	无组织排放至大气环境
		装车废气	无组织废气	非甲烷总烃	1.99t/a	0.08t/a	凝析油装车采用底部装载方式，配套 VCU 燃烧装置，罐车顶部逸散气体通过管道进入 VCU 燃烧装置充分燃烧后排放
	办公、生活	食堂	食堂油烟	食堂油烟	0.64t/a	0.16t/a	油烟净化设施处理后排放至大气环境
废水	井场	井下作业废水	废水量	380t/a	0	采用专用废水收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站采出水系统处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排	
			COD	0.52t/a	0		
			石油类	0.09t/a	0		
		废洗井液	126.45t/a	0			
			废压裂液	1319.9t/a	0	采用专用废水收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排	
	天然气处理站	采出水	采出水	35300m ³ /a	0	采出水进入红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排	
	天然气处理站	拖洗废水	拖洗废水	262.8m ³ /a	0	经污水罐收集后送至红山嘴油田原油处理站采出水处理系统集中处理，处理达标后回注油藏，不外排	
	外输首站	排污撬废水	排污撬废水	少量	0	经污水罐收集后送至红山嘴油田原油处理站采出水处理系统集中处理，处理达标后回注油藏，不外排	
办公、生活	生活污水	生活污水	1027.84m ³ /a	0	收集至化粪池暂存，定期		

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
			餐饮废水	438m ³ /a	0	运至克拉玛依市第二污水处理厂处理
						经隔油池处理后收集至化粪池暂存，定期运至克拉玛依市第二污水处理厂处理
固体废物	集中处理站		含油污泥	65.35t/a	0	委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	井场		落地油	0.5t/a	0	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理
	集输管线、外输管线		清管废渣	0.02t/次	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	机械设备检修		废润滑油	2.25t/a	0	回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理
	油井作业场地		废弃防渗膜	1.25t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	乙二醇再生装置		乙二醇废液	10t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	办公、生活		生活垃圾	8.03t/a	0	集中收集后，运至克拉玛依市生活垃圾填埋场进行填埋处理
噪声（室外）	正常工况	天然气处理站	生产管汇橇	90dB（A）	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	
			生产分离橇	90dB（A）		
			计量管汇橇	90dB（A）		
			计量橇	90dB（A）		
			气液分离橇	90dB（A）		
			预冷换热器橇	90dB（A）		
			预冷分离橇	90dB（A）		
			J-T 阀汇管橇	90dB（A）		
			低温分离橇	90dB（A）		
			醇烃加热橇	90dB（A）		
			液烃三相分离橇	90dB（A）		
			富气压缩机出口分离橇	90dB（A）		
			燃料气调压计量橇	90dB（A）		
			富气压缩机组	85dB（A）		
			稳定凝析油定量装车橇	90dB（A）		
	井场	运输车辆	80dB（A）	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等		
井场	巡检车辆	80dB（A）				
非	井场	井下作业（压裂、	90dB（A）	独立基础，加减振垫，采		

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
	正常工况	修井等)				用软连接
		外输末站	排污撬		90dB (A)	
噪声 (室内)	正常工况	天然气处理站	凝析油装车泵		90dB (A)	采用低噪声设备, 局部加装隔声罩
			污油泵		90dB (A)	
			装车泵		90dB (A)	

(5) 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.7-37。

表 3.7-37 污染物排放“三本账” (单位: t/a)

类别	非甲烷总烃		食堂油烟	废水				固废
	有组织废气	无组织废气		废水量	COD	氨氮	SS	
现有工程排放量	0	0.47	0.00023	0	0	0	0	0
拟建工程排放量	0	3.211	0.16	0	0	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	0	3.681	0.16023	0	0	0	0	0
拟建工程实施后增减量	0	+3.211	+0.16	0	0	0	0	0

3.7.7.4 服役期满环境影响分析

气田退役期并非所有气井都同时关闭, 而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的气井陆续关闭, 直到将所有井关闭, 气田运行结束。

(1) 大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中, 将有少量的施工机械废气产生, 主要污染物为 SO₂、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小, 且施工现场均在野外, 有利于空气的扩散, 同时废气污染源具有间歇性和流动性, 因此对局部地区的环境影响较小。

(2) 水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理，处理合格后用于回注油藏，不外排。

(3) 固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被油品污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交有资质单位转运及处置。

(4) 噪声

气井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.7.8 碳排放分析

3.7.8.1 碳排放源强核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄露 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放，公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为天然气开采过程中 CH₄ 排放、天然气处理过程中 CH₄ 排放、天然气输送过程中 CH₄ 排放、火炬燃烧放空（事故火炬）和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

(1) 油气开采业务 CH₄ 逃逸排放

油气开采业务 CH₄ 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH₄ 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

（2）油气储运业务工艺放空排放

天然气输送环节的逃逸排放主要来源于阀门、压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）等设施的泄漏，可以根据各设施的数量及不同设施的 CH₄ 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{气输逃逸}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4\text{气输逃逸}}$ 为天然气输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Num_j 为天然气输送过程中产生逃逸排放的设施（包括天然气输送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EF_j 为每个设施 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

（3）天然气处理过程工艺放空 CH₄ 排放

天然气处理过程工艺放空的 CH₄ 排放，主要发生在乙二醇脱水装置乙二醇的再生阶段，其 CH₄ 排放量可采用以下公式计算：

$$E_{CH_4\text{气处理放空}} = Q_{gas} \times EF_{CH_4\text{气处理放空}}$$

式中：

$E_{CH_4_气处理放空}$ 为天然气处理过程中工艺放空 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{gas} 为天然气处理量，单位为亿 Nm^3 ；

$EF_{CH_4_气处理放空}$ 为天然气处理过程中工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 CH_4 /亿 Nm^3 。

(4) 油气处理业务 CH_4 逃逸排放

油气处理业务的 CH_4 逃逸排放主要发生在天然气处理环节，天然气处理过程的 CH_4 逃逸排放可根据天然气处理量估算，公式如下：

$$E_{CH_4_气处理逃逸} = Q_{gas} \times EF_{CH_4_气处理逃逸}$$

式中：

$E_{CH_4_气处理逃逸}$ 为天然气处理过程 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{gas} 为天然气的处理量，单位为亿 Nm^3 ；

$EF_{CH_4_气处理逃逸}$ 为单位天然气处理量的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /亿 Nm^3 天然气。

(5) 事故火炬燃烧放空

事故火炬燃烧放空过程中 CO_2 和 CH_4 的排放量公式如下：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

$E_{CO_2_事故火炬}$ 为由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4_事故火炬}$ 为事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为事故次数；

$GF_{事故,j}$ 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时，高压系统取 4.16 万 m^3/h ，低压系统取 0.083 万 m^3/h ；

$T_{事故,j}$ 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；本次取 1 小时；

$CC_{(\neq CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ，计算公式如下：

$$CC_{\neq CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

V_n 为火炬气中除 CO_2 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 0~1，如某含碳化合物的体积浓度为 90%，则 V_n 取 0.9；计算出 $CC_{(\neq CO_2)_j}$ 为 9.26；

CN_n 为火炬气中第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目；

OF 为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度，本次取 0.22%；

V_{CH_4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度，本次取 92.49%。

(6) 净购入电力隐含的 CO_2 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2_净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2_净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)，本次取 12521.2；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh，本次取 0.8922。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.7-38 油气系统不同设施 CH_4 排放因子

油气系统	设施/设备 CH_4 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a).天然气开采		
井口装置	2.50 (吨/年·个)	-
集气站	27.9 (吨/年·个)	23.6 (吨/年·个)
计量/配气站	8.47 (吨/年·个)	-
储气站	58.37 (吨/年·个)	10.0 (吨/年·个)
b).天然气处理	40.34 (吨/亿 Nm^3)	13.83 (吨/亿 Nm^3)

c).天然气储运		
压气站/增压站	58.37 (吨/年·个)	10.0 (吨/年·个)
计量站/分输站	31.50 (吨/年·个)	13.52 (吨/年·个)
管线(逆止阀)	0.85 (吨/年·个)	5.49 (吨/年·个)
清管站	0	0.001 (吨/年·个)

根据计算公式和表 3.7-38, 可计算出本项目天然气开采、储运及处理过程中 CH₄ 排放量为 48.467 吨, CO₂ 排放量为 11312.86 吨。具体见表 3.7-39。

表 3.7-39 天然气开采、储运、处理各工艺 CH₄ 和 CO₂ 排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	$E_{CH_4_开采放}$ 空	$E_{CH_4_开采逃}$ 逸	$E_{CH_4_气输逃}$ 逸	$E_{CH_4_气处理}$ 放空	$E_{CH_4_气处理}$ 逃逸	$E_{CH_4_事故火}$ 炬	$E_{CO_2_事故火}$ 炬	$E_{CO_2_净电}$
天然气开 采	$Num_{oil,j}$	(个)	5	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	$EF_{oil,j}$	CH ₄ /(年·个)	井口装置	5	/	12.5	/	/	/	/	/	/
	$Num_{gas,j}$	(个)	0	0	/	/	/	/	/	/	/	/
	$EF_{gas,j}$	CH ₄ /(年·个)	0	0	/	/	/	/	/	/	/	/
天然气储 运	$EF_{CH_4_气输}$ 逃逸	CH ₄ /(年·个)	管线(逆止 阀)	21	/	/	17.85	/	/	/	/	/
天然气处 理	Q_{gas}	亿 Nm ³	天然气处 理站	0.001	/	/	/	/	/	/	/	/
	$EF_{CH_4_气处}$ 理放空	吨 CH ₄ /亿 Nm ³	天然气处 理站	1	/	/	/	0.014	/	/	/	/
	$EF_{CH_4_气处}$ 理逃逸	吨 CH ₄ /亿 Nm ³	天然气处 理站	1	/	/	/	/	0.04	/	/	/
事故火炬 燃烧放空	$GF_{事故,j}$	万 Nm ³ /小 时	火炬放空 系统高压 系统	1	/	/	/	/	/	/	/	/
	$GF_{事故,j}$	万 Nm ³ /小 时	火炬放空 系统低压 系统	1	/	/	/	/	/	/	/	/
	$CC_{(非CO_2)}$ j	吨碳/万 Nm ³	火炬	9.26	/	/	/	/	/	/	/	/
	V_{CH_4}	%	火炬	92.49	/	/	/	/	/	/	/	/

	$V_{(CO_2)_j}$	%	火炬	0.22	/	/	/	/	/	/	/	/
	E_{CH_4} _{事故火炬}	吨 CH ₄	火炬	/	/	/	/	/	/	0.563	/	/
	E_{CO_2} _{事故火炬}	吨 CO ₂	火炬	/	/	/	/	/	/	/	141.46	/
净购入电力隐含的 CO ₂ 排放量	AD _{电力}	兆瓦时 (MWh)	供配电系统	12521.2	/	/	/	/	/	/	/	/
	EF _{电力}	吨 CO ₂ /MWh	供配电系统	0.8922	/	/	/	/	/	/	/	/
	E_{CO_2} _{净电}	吨 CO ₂	供配电系统	/	/	/	/	/	/	/	/	11171.4
小计						12.5	17.85	0.014	0.04	0.563	141.46	11171.4
合计 (CH ₄)				30.967								
合计 (CO ₂)				11312.86								

3.7.9 非正常工况

1) 气井停运

拟建项目为气田采掘类项目，气井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证气井正常生产，需要对个别气井开展井下作业而使气井停运井下作业过程会产生井下作业废液、落地油、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当气井发生风险事故时，也会导致气井停运。

采气一厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

2) 管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。

3) 非正常工况天然气放空燃烧废气

天然气处理站非正常工况下火炬低压系统放空量 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，火炬高压系统放空量 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，单次放空最大时长 1 小时，筒体高 40m，直径 300mm。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物)} \end{cases}$$

式中：

D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i —核算时段内火炬气中的硫含量， kg/m^3 ；

Q_i —核算时段内火炬气流量， m^3/h ；

t_i —火炬年运行时间，h；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054。

中佳 2 区块天然气中不含硫，非正常工况下火炬单次燃烧放空时间约为 1h，

一年 2 次，因此非正常工况火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约 4.6t。

3.8 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、油气集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.8.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

2) 在钻井、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

3) 钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

4) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到 90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

⑤在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。

5) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

6) 设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以

及防止井喷事故对环境造成污染影响。

7) 钻井废水、废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

8) 在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。

(2) 油气集输及处理清洁生产工艺

1) 采用功能较强的 PLC 系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

3) 油气集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采气方式和气井回压。在集输流程上，油气从井口送至处理站，采用密闭流程，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

4) 优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。将油、水、电等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在采气管线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

1) 在井场加强气井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

2) 采气井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

3) 在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。

4) 在井下作业过程中，对产生的井下作业废水采用循环作业罐（车）收集，运至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，不外排；底泥交由有资质的单位进行无害化处置；井下作业过程中铺膜防止油品落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理。

(4) 节能及其他清洁生产措施分析

1) 油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。

2) 油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。

采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

2) 选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

3) 采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

(5) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和避免环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

2) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采气过程中加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或避免生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽

量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

3.8.2 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.8-1～表 3.8-3。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6 P_1 + 0.4 P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 3.8-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	77.48	15	
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	37.7	0	
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5	
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	本工程井深 3000m 以上；钻井液循环率 90%	10	
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10	
		污油回收率	%	10	≥90	100	10	
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10	
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	钻井液循环使用	10	
		柴油机烟气排放浓度	—	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5	
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5	
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5	
定性指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标		得分	
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液		10	一开：坂土-CMC 钻井液体系；二开：钾钙基聚合物钻井液体系；三开、四开：白油基钻井液体系		5
		柴油消耗	具有节油措施		5	具有节油措施		5

(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	采气一厂建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	泥浆随钻井队用于后续钻井使用	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.8-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	7456.6	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	0	5

		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、油品等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	新疆油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	所属二级单位已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他法律法规要求	20

表 3.8-3 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气：≤50	<50	30

(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	—	0			
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	99	10			
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10			
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	0	5			
		COD		mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5			
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5			
		采气废水回用率		%	7.5	≥60	100	7.5			
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5			
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	100	7.5			
定性指标											
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	本工程				
							本工程指标	得分			
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5			
		采气	采气过程醇回收设施		10	采气	套管气回收装置		10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		防止落地原油产生措施		10	井下作业时带罐作业	10
		采气方式		采气方式经过综合评价确定		10	电加热节流工艺		10		
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	本项目 ZJHW213 井采出液采用单井拉油的方式运至天然气处理站; ZJHW201 井、ZJHW205 井、ZJHW215 井、ZJHW216 井、ZJHW217 井、ZJHW218 井采用密闭集输方式。		8.5		
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	新疆油田分公司建立了 HSE 管理体系并通过认证		10		
		开展清洁生产审核, 并通过验收				20	所属二级单位已完成清洁生		20		

				产审核	
		制定节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.8-4。

表 3.8-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.8-1~表 3.8-3 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 85 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 91 分；井下作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 98.5 分，综合评价指数得分 93.4 分。清洁生产综合评价指数 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.8.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，针对钻井液循环率低的情况，提出以下建议。

(1) 采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化，避免钻井液的频繁稀释及反复加药，这样可以使钻井液体积减小，耗药量降低，从而使完井后的废钻井液处理量降低。

(2) 回收再利用：可以用机械方法将废弃泥浆转化为干粉再利用，主要回收加重剂和少量钻屑及膨润土。

(3) 搞好固井，防止固井工程事故，而增加钻井废液的排放量。

(4) 提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标，其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用，泥浆中的固相含量一般会逐渐升高，升至一定限度后必须加药加水重新调制，因此，提高钻井液固控系统的处理效率，控制钻井液中固相含量的升高，对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

(5) 提高钻井泥浆抑制能力，控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液，抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆，从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

(6) 搞好钻井设计，合理选择井身结构、井眼尺寸及钻井技术。

针对废洗井液产生指标高的情况，提出以下建议：利用井口出水压力将污水

注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环直至合格。

3.8.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其他部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对的动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

- （1）建立和完善清洁生产组织；
- （2）建立和完善清洁生产管理制度；
- （3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

3.9 污染物排放总量控制

3.9.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.9.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项目总量控制及考核因子如下：

(1) 废气污染物

建议考核指标：非甲烷总烃；

(2) 废水污染物：循环利用不外排；

(3) 固体废物： 固废排放总量。

3.9.3 总量控制建议指标

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，为无组织排放，无组织排放量估算量为 3.211t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市，该市位于天山北坡准噶尔盆地西北边缘，E84°14'~86°01'，N44°07'~46°08'之间。该市东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面是沙湾县和乌苏市，西部与托里县相连，北面与和布克赛尔蒙古自治县为邻。全市呈南北长，东西窄的斜长条状，总面积为 9500km²，占自治区总面积的 0.6%，海拔高度 270~500m 之间。

中佳 2_H 区块位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南斜坡，行政上隶属克拉玛依市，距克拉玛依市南偏东约 54km 处，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。工程区域距小拐镇约 10km，交通便利。中心点经纬度坐标：E85°11'26.0215"，N45°11'08.9754"。地理位置见图 3.1-1。

4.1.2 地形地貌及工程地质

4.1.2.1 地形地貌

克拉玛依市呈南北长、东西窄的斜条状。总的地貌特征是广阔平坦的戈壁滩，海拔高度 270m~500m。地势是西北高于东南，北-南和西-东的坡度均为 2%。中心城区位于山脉与盆地之间，西北缘是南、北走向的扎依尔山脉（成吉思汗山），山势较低，海拔高度 600m~800m，由构造剥蚀低山和丘陵地形组成；南部为独山子山，海拔高度 1283m；东南面是戈壁滩，一直伸展到准噶尔盆地中部的沙漠区。本项目区域地貌以平原为主。

4.1.2.2 工程地质

中佳 2_H 区块构造位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南斜坡，中拐凸起二叠系~侏罗系为继承性的宽缓鼻状古隆起，自西北缘的红车断裂沿东南方向向盆地倾没。中拐凸起及周缘构造活动强烈，断裂发育，二叠系由凹陷向凸起区依次被剥蚀，具备形成构造、构造-地层油气藏的良好地质背景。

中拐凸起南斜坡位于红车断裂带下盘，一直延伸到凹陷区。整体为二叠系~

侏罗系的平缓鼻状构造，西北高东南低，呈北西—南东向展布，与中拐鼻隆近平行。形成于二叠系早期，佳木河组鼻状构造幅度最大，二叠系末期西部车排子凸起抬升，鼻状构造逐渐隐伏，三叠系、侏罗系继承了二叠系末期的构造格局，随着车排子凸起持续抬升，鼻状构造消失，白垩系沉积时呈现东南倾的单斜，地层倾角 $3^{\circ}\sim 5^{\circ}$ 。

中佳 2_H 区块位于中拐凸起南斜坡红 3 井东侧断裂以南，处于红车断裂带下盘，整体为一大型平缓的单斜构造，地层倾角 $3^{\circ}\sim 5^{\circ}$ ，局部发育鼻状构造。

4.1.3 水文地质

4.1.3.1 河流水系

克拉玛依市境内只有流经或入境河流，河流的发源地不在市域范围内。克拉玛依境内水系主要是天山北麓中段水系的白杨河下游、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河下游；艾比湖水系的奎屯河独山子段。境内河流为流程短、水量小的季节河，包括：白杨河、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河等；有两处湖泊：艾里克湖和小艾里克湖；有六座水库：白杨河水库、白碱滩水库、黄羊泉水库、风城水库、三坪水库和阿依库勒（西月潭）水库。

4.1.3.2 区域水文地质

克拉玛依市地下水化学类型较为单一，属于 $\text{SO}_4\text{—Cl—Na—Mg}$ 型高矿化度水，区域地下水动态的变化除受气候条件中的降水入渗制约外，还受山区河流出山后大量入渗补给地下水，渠系引水和灌溉水入渗补给地下水、盆地中部地下水浅埋区强烈的蒸发浓缩和植物蒸腾以及人工开采地下水等诸多因素的影响。包气带岩性为粉质粘土，渗透系数 $1.15\times 10^{-5}\text{cm/s}$ ，且连续分布，具有较高的阻水性和防渗性能，可对水污染物起到一定的阻渗作用，在一定程度上防止对浅层地下水的污染。

4.1.4 气候气象

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋，属典型大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒。冬夏两季时间漫长，春秋两季时间短，多大风，强度大。春季气温下降迅速。气温年变化大，日变化剧烈，全年平均气温 8.4°C ，一月最冷，平均 -13°C ，七月最热，平均 26.9°C ，年较差 39.9°C 。日照时间长，

光照充足，年平均日照时数 2716.4 小时，蒸发量大，年蒸发量可达 3000mm 左右，降水量少且分布不均，年降水量只有 150mm 左右。

克拉玛依大风春季最多，秋季次之，年平均大风 76 天，最大风力 12 级。夏季由于冷空气势力减弱，所以大风很少；冬季由于冷空气下沉，存在较强的逆温层，所以冬季大风也很少。克拉玛依风向频率 NW 方位最高为 19%，WSW 风向频率最低，为 1%，静风频率为 22%。

表 4.1-1 克拉玛依市气象数据统计表

项目		单位	数量	特点
气温	年平均气温	°C	8.4	夏季酷热，冬季寒冷，冬夏两季时间漫长，春秋两季时间短。气温年变化大，日变化剧烈
	极端最高气温		44.2	
	极端最低气温		-31.9	
	≥35°C 酷热日	日/年	30-35	
风	主导风向		NW	大风春季最多，秋季次之。夏季由于冷空气势力减弱，所以大风很少；冬季由于冷空气下沉，存在较强的逆温层，所以冬季大风也很少
	主导风风频	%	19	
	最大风速	m/s	38.3	
	年均风速		2.3	
	年平均大风日数	天	52	
日照	年照时数	h	2637.8	日照时间长，光照充足
	年日照率	%	58	
	年降水量	mm	150.2	降水量少，且分布不均，5-8 月份降水占 61%
	年最大积雪	cm	10-25	
	年蒸发量	mm	3008.9	由于气候干旱，多风，蒸发量极大
湿度	年均相对湿度	%	49-51	因气候干燥，植被少，雨雪少。风多，风大，故湿度小，12 月、1 月湿度大，6 月湿度小
气压	夏季大气压	HPa	958.9	
	冬季大气压		980.6	
	无霜期	天/年	203-213	
	最大冻土深度	cm	163.4	1.8m 土壤温度为 5°C
	干旱指数	度	20.03	
	雾天数	天	5	雾多在冬季，2001-2005 年有 2-14 天

4.1.5 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015）及《建筑抗震设计标准》（GB/T 50011-2010）（2024 年版），本工程所在场地抗震设防烈度为VII度，属设计地震分组第一组，基本地震动峰值加速度值为 0.1g 小于 0.2g。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

4.2.1.1 区域环境空气质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ.2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统发布数据，克拉玛依市 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 7μg/m³、28μg/m³、43μg/m³、22μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 123μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于达标区。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表 （单位：μg/m³）

项目	平均时段	现状浓度	标准值	占标率 (%)	超标倍数	达标情况
SO ₂	年平均	7	60	11.6	/	达标
NO ₂	年平均	28	40	70	/	达标
PM ₁₀	年平均	43	70	61.4	/	达标
PM _{2.5}	年平均	22	35	62.9	/	达标
CO (mg/m ³)	年平均	/	/	/	/	达标
	24 小时平均第 95 百分位数	1	4	25	/	达标
O ₃	年平均	/	/	/	/	达标
	8 小时平均第 90 百分位数	123	160	76.9	/	达标

由上表可知，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准限值。因此项目所在区域为环境空气质量达标区。

4.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

4.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在项目所在地及主导风向下风向 1.3km 范围内各设置 2 个监测点进行补充监测，详见表 4.2-2 和图 2.5-1 所示。

表 4.2-2 项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	E85°11'45.313", N45°11'6.263"	项目区	非甲烷总烃、硫化氢
G2	E85°13'8.619", N45°10'9.732"	项目区下风向	

4.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为特征污染物，为非甲烷总烃、硫化氢。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温等常规气象参数值）。

4.2.2.3 监测时间及频次

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2024 年 6 月 20 日至 6 月 26 日共 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。采样时间及频次见表 4.2-3。

表 4.2-3 各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时段	采样时间
非甲烷总烃、硫化氢		一次采样	

4.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及国家环保总局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017）	0.07mg/m ³ （以碳计）
2	硫化氢	可见分光光度计 V1600	0.005mg/m ³

4.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用占标率法作为评价方法。

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i : 采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度, mg/m^3 ;

C_{oi} : 第 i 个污染物的环境空气质量标准, mg/m^3 。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准进行评价。

(3) 评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目特征污染物监测结果汇总

污染物	监测点位	平均时间	评价标准 mg/m^3	监测浓度范围 mg/m^3	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
非甲烷总烃	G1	1h	2.0	0.38~0.81	40.5	——	达标
	G2			0.26~1.10	55	——	达标
硫化氢	G1	1h	0.01	ND	/	——	达标
	G2			ND	/	——	达标

由表 4.2-5 监测结果可知, 评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 $0.26\sim 1.10\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准, 未出现超标现象; 硫化氢均未检出, 符合《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求, 评价区域现状环境空气质量较好。

4.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此, 本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

4.3.1 地下水环境质量现状调查与评价

4.3.1.1 引用地下水监测点位

本项目位于沙漠腹地, 地下水评价范围内地下水源井较少, 本次 W1、W2、W3 地下水监测数据引用《金龙 2 区块密闭改造项目环境影响报告书》, 其合理性分析见表 4.3-1。地下水监测布点图见图 2.5-2。

表 4.3-1 地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	《金龙2区块密闭改造项目环境影响报告书》			本项目	引用点位合理性判定
		W1	W2	W3		
1	所属含水	承压水			承压水	同一含水

	层					层
2	水文地质	第三系孔隙含水层			第三系孔隙含水层	同一水文地质单元
3	水化学类型	SO ₄ ²⁻ ·Cl·Na·Ca			Cl·SO ₄ -Na或Cl·SO ₄ -Na·Ca	同化学类型
4	监测点方位	上游	下游	下游	-	-
5	与本项目相对距离/km	10km	16.5km	41.2km	-	相对合理
6	时效	2022年7月16日			2024年6月	三年有效期内

通过表4.3-1可知，本项目地理位置、所属含水层、水化学类型与所引用地下水点位的地理位置、所属含水层、水化学类型一致，引用地下水数据点位距离相对合理，同时监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数据具有代表性，有效性。

地下水监测点与本项目的位置关系详见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测点布置

编号	样品编号	监测点位坐标	与本项目位置关系	地下水类型	监测类型	水位 (m)	监测时间
W1	136 团九连 1#	85°05'11.46", 45°07'30.66"	项目西南侧 10km (上游)	潜水	水质、 水位	90	2022.7.17
W2	金龙 2	85°14'17.23", 45°20'17.70"	项目东北侧 16.5km (下游)	潜水	水质、 水位	8.5	2022.7.16
W3	D2	85°23'51.65", 45°31'57.07"	项目东北侧 41.2km (下游)	潜水	水质、 水位	7.5	2022.7.16
W4	西北 3#	84°45'39.22", 45°07'06.96"	项目西南侧 34.3km (上游)	潜水	水位	70.2	2021.11.18
W5	西北 5#	85°15'17.26", 45°21'03.76"	项目区东北侧 19.7km (下游)	潜水	水位	75.3	2021.11.18
W6	136 团 4 连 2#	85°04'49.12", 45°06'7.37"	项目西南侧 11.8km (上游)	潜水	水位	80	2022.7.17

4.3.1.2 监测项目

监测因子为水位、水温、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、铁、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、SO₄²⁻、Cl⁻，共 30 项。

4.3.1.3 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)以及《环

境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

4.3.1.4 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值对地下水水质进行评价。

（2）评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_{si}}$$

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

S_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

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。

（3）监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水监测点监测及评价结果（单位：mg/L，pH 值无量纲）

项目	III 类标准值	W1		W2		W3	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH 值（无量纲）	6.5-8.5	8.03	0.68	7.53	0.35	7.24	0.16
水温	/	12.7	/	15.3	/	15.3	/
耗氧量	≤3.0	0.67	0.22	4.45	1.48	1.78	0.59
总硬度	≤450	805	1.79	3360	7.47	2280	5.07
溶解性总固体	≤1000	2525	2.52	28050	28.05	18240	18.24
挥发酚类	≤0.002	0.0013	0.65	0.0019	0.95	0.0017	0.85
氨氮	≤0.50	1.02	2.04	0.847	1.694	0.234	0.468
氰化物	≤0.05	ND	/	ND	/	ND	/
氟化物	≤1.0	3.82	3.82	1.96	1.96	0.35	0.35
氯化物	≤250	896	3.58	13946	55.784	9314	37.256
硝酸盐氮	≤20	0.17	0.008	0.3	0.015	1.66	0.083
亚硝酸盐氮	≤1.0	0.006	0.006	0.02	0.02	0.004	0.004
碳酸根	/	0	/	0	/	0	/
重碳酸根	/	226	/	62.9	/	154	/
硫酸盐	≤250	810	3.24	2709	10.836	2036	8.144

项目	III 类标准值	W1		W2		W3	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
铬（六价）	≤0.05	ND	/	ND	/	ND	/
石油类	≤0.05	0.02	0.4	0.03	0.6	0.03	0.6
铁	≤0.3	0.04	0.13	0.11	0.37	0.05	0.17
锰	≤0.10	0.07	0.7	0.38	3.8	0.07	0.7
砷	≤0.01	0.002	0.2	ND	/	ND	/
汞	≤0.001	0.00014	0.14	0.000158	0.158	0.000199	0.199
镉	≤0.005	ND	/	ND	/	ND	/
K ⁺	/	3.25	/	50	/	64.5	/
Na ⁺	/	770	/	7520	/	5580	/
Ca ⁺	/	114	/	830	/	851	/
Mg ²⁺	/	35	/	1220	/	219	/
铅	≤0.01	ND	/	ND	/	ND	/
SO ₄ ²⁻	/	810	/	2570	/	1890	/
Cl ⁻	/	744	/	1420	/	9040	/

由上表结果得：项目所在区域地下水水质天然背景值较高，且 136 团九连 1#水井用于农田灌溉，有农业面源污染的问题，因此溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、氟化物、氨氮均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）

III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

4.3.2 包气带监测

为了解项目区包气带污染现状，本次环评分别在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近区域置施包气带监测点位。

监测点位置见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	监测点位置	备注
B1	85°11'37.299", 45°10'56.516"	ZJHW201 井
B2	85°11'41.752", 45°11'34.504"	ZJHW213 井
B3	85°11'29.837", 45°11'14.892"	ZJHW203 井

(1) 监测时间与频次

采样日期 2024 年 6 月 20 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

(2) 采样方法

每个监测点分别在空地的 0~20cm 埋深处各取 1 个土壤样品，对样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分，监测特征因子。

(3) 监测因子

pH 值、汞、砷、六价铬、铅、镉、铜、镍、石油烃等特征污染物浓度。

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带监测及评价结果 单位：mg/L (pH 除外)

检测因子	单位	ZJHW201 井 (B1)	ZJHW213 井 (B2)	ZJHW203 井 (B3)
		20cm	20cm	20cm
pH 值	无量纲	8.3	8.5	8.1
可萃取性 石油烃 (C10-C40)	mg/L	0.32	0.21	0.42
汞	μg/L	0.02	0.02	0.02
砷	μg/L	0.18	0.19	0.16
六价铬	mg/L	ND	ND	ND
铅	mg/L	ND	ND	ND
镉	mg/L	ND	ND	ND
铜	mg/L	ND	ND	ND
镍	mg/L	ND	ND	ND

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本项目对区域进行现场监测，监测点共 7 个，监测点位图见图 2.5-3。

表 4.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1	天然气处理站厂界东侧	85°11'47.687", 45°10'44.006"	LAeq
N2	天然气处理站厂界南侧	85°11'40.841", 45°10'37.227"	LAeq
N3	天然气处理站厂界西侧	85°11'35.662", 45°10'44.647"	LAeq
N4	天然气处理站厂界北侧	85°11'41.670", 45°10'49.117"	LAeq
N5	ZJHW205	85°11'30.046", 45°11'18.892"	LAeq
N6	ZJHW218	85°12'55.007", 45°10'46.238"	LAeq
N7	ZJHW216	85°12'25.063", 45°10'30.704"	LAeq

(2) 监测日期、频率

2024 年 6 月 20 日进行了现场监测，连续一天，昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定执行。

4.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间	49	60	0
	夜间	45	50	0
N2	昼间	49	60	0
	夜间	46	50	0
N3	昼间	53	60	0
	夜间	45	50	0
N4	昼间	47	60	0
	夜间	44	50	0
N5	昼间	48	60	0
	夜间	48	50	0
N6	昼间	49	60	0
	夜间	49	50	0

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N7	昼间	50	60	0
	夜间	49	50	0

由检测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目布设土壤监测点。

根据 2.5.4 小结，本项目为污染影响型二级评价，则污染影响型布设 6 个采样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，1 个表层样，占地范围外布设 2 个表层样；本项目土壤生态影响型为二级评价，则生态影响型共布设 7 个采样点，占地范围内布设 3 个表层样，占地范围外布设 4 个表层样。污染影响型和生态影响型可重复样点，因此，本项目共布设 10 个样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，3 个表层样，占地范围外布设 4 个表层样。现状监测点位图见图 2.5-4，监测项目及布点见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤监测点位布设表

编号	位置/井号	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	天然气处理站	85°11'41.679"	45°10'43.776"	柱状样	项目占地范围内	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T2	ZJHW205	85°11'30.047"	45°11'18.891"	柱状样		
T3	ZJHW218	85°12'05.151"	45°10'49.968"	柱状样		

T4	ZJHW217	85°11'54.586"	45°10'46.105"	表层样		《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018)表 1 中 45 项因 子和 pH、石油 烃、土壤盐分含 量
T5	ZJHW216	85°12'14.962"	45°10'27.016"	表层样		pH、石油烃、镉、 铬(六价)、铜、 铅、汞、镍、砷、 土壤盐分含量
T6	ZJHW215	85°12'25.492"	45°10'30.824"	表层样		
T7	ZJHW205 东 北侧 270m	85°11'28.019"	45°11'39.660"	表层样	项目占 地范围 外	pH、石油烃、镉、 铬、铜、铅、汞、 镍、砷、锌、土 壤盐分含量
T8	天然气处理站 西侧 165m	85°11'28.578"	45°10'42.039"	表层样		
T9	ZJHW216 南 侧 200m	85°12'21.928"	45°10'25.418"	表层样		
T10	ZJHW218 东 侧 227m	85°11'59.922"	45°10'54.238"	表层样		

注：柱状样采样深度 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m；表层样采样深度 0~0.2m。

4.5.2 监测时间及频次

监测时间：委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，采样时间为 2024 年 6 月 20 日。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

4.5.3 采样要求及分析方法

要求：①表层样：在 0~0.2m 处取样；②柱状样：在 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 处分别采样。

监测分析方法：①占地范围内建设用地：按《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 3 中的土壤污染物分析方法执行；②占地范围外调查范围内：按照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）表 4 中的土壤污染物分析方法执行。

4.5.4 监测结果及评价

项目区土壤颜色为黄色，质地为砂土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表 4.5-2。土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-2 至表 4.5-5。

表 4.5-2 土壤理化性质调查表

点号	层位	实验室测定				
		氧化还原电位 (mV)	渗滤率 (mm/min)	容重 (g/cm ³)	总孔隙度 (%)	阳离子交换量 (cmol+/kg)
T1	0~0.5m	189	4.07	1.11	34.78	11.0
	0.5m~1.5m	195	4.13	1.16	34.92	11.2
	1.5m~3m	192	4.12	1.08	34.61	13.0
T2	0~0.5m	204	4.18	1.20	35.21	11.3
	0.5m~1.5m	221	4.23	1.17	33.00	12.6
	1.5m~3m	197	4.18	1.04	34.62	14.1
T3	0~0.5m	214	4.13	1.09	35.29	12.9
	0.5m~1.5m	185	4.12	1.19	34.44	13.7
	1.5m~3m	232	4.15	1.12	33.71	13.8
T4	0~0.2m	229	4.25	1.69	58.34	14.8
T5	0~0.2m	212	4.23	1.20	35.62	13.6
T6	0~0.2m	197	4.17	1.34	35.40	9.1
T7	0~0.2m	189	4.22	1.78	34.80	9.9
T8	0~0.2m	211	4.12	1.22	34.96	13.5
T9	0~0.2m	205	4.20	1.17	34.61	10.5
T10	0~0.2m	223	4.25	1.29	35.21	11.6

表 4.5-3 土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值	筛选值	是否低于筛选值
		T4(0-0.2m)		
重金属和无机物				
1	砷	10.1	60	是
2	镉	0.27	65	是
3	铬（六价）	ND	5.7	是
4	铜	20	18000	是
5	铅	16.9	800	是
6	汞	0.017	38	是
7	镍	29	900	是
挥发性有机物				
8	四氯化碳	ND	2.8	是
9	氯仿	ND	0.9	是
10	氯甲烷	ND	37	是
11	1,1-二氯乙烷	ND	9	是
12	1,2-二氯乙烷	ND	5	是
13	1,1-二氯乙烯	ND	66	是
14	顺-1,2-二氯乙烯	ND	596	是

序号	污染物项目	检测值	筛选值	是否低于筛选值
		T4(0-0.2m)		
15	反-1,2-二氯乙烯	ND	54	是
16	二氯甲烷	ND	616	是
17	1,2-二氯丙烷	ND	5	是
18	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	10	是
19	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	6.8	是
20	四氯乙烯	ND	53	是
21	1,1,1-三氯乙烷	ND	840	是
22	1,1,2-三氯乙烷	ND	2.8	是
23	三氯乙烯	ND	2.8	是
24	1,2,3-三氯丙烷	ND	0.5	是
25	氯乙烯	ND	0.43	是
26	苯	ND	4	是
27	氯苯	ND	270	是
28	1,2-二氯苯	ND	560	是
29	1,4-二氯苯	ND	20	是
30	乙苯	ND	28	是
31	苯乙烯	ND	1290	是
32	甲苯	ND	1200	是
33	间二甲苯+对二甲苯	ND	570	是
34	邻二甲苯	ND	640	是
半挥发性有机物				
35	硝基苯	ND	76	是
36	苯胺	ND	260	是
37	2-氯酚	ND	2256	是
38	苯并[a]蒽	ND	15	是
39	苯并[a]芘	ND	1.5	是
40	苯并[b]荧蒽	ND	15	是
41	苯并[k]荧蒽	ND	151	是
42	蒽	ND	1293	是
43	二苯并[a,h]蒽	ND	1.5	是
44	茚并[1,2,3-cd]芘	ND	15	是
45	萘	ND	70	是
其他项目				
46	pH 值	8.36	/	/
47	石油烃	18	4500	是
48	水溶性盐总量 (g/kg)	2.1	/	/

注：ND 表示未检出。

表 4.5-4 土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值											筛选值	是否低于筛选值
		T1 (0-0.5m)	T1 (0.5-1.5m)	T1 (1.5-3m)	T2 (0-0.5m)	T2 (0.5-1.5m)	T2 (1.5-3m)	T3 (0-0.5m)	T3 (0.5-1.5m)	T3 (1.5-3m)	T5 (0-0.2m)	T6 (0-0.2m)		
重金属和无机物														
1	砷	7.40	10.0	11.5	6.01	9.92	10.5	10.4	9.02	6.01	11.4	9.59	60	是
2	镉	0.14	0.18	0.18	0.13	0.13	0.27	0.26	0.27	0.27	0.13	0.13	65	是
3	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	是
4	铜	21	21	20	20	20	20	21	22	22	19	20	18000	是
5	铅	15.6	15.3	17.0	21.1	21.6	15.4	16.1	17.2	15.7	16.8	21.0	800	是
6	汞	0.011	0.017	0.016	0.025	0.018	0.020	0.061	0.018	0.022	0.044	0.012	38	是
7	镍	20	18	19	25	20	30	26	18	24	25	26	900	是
其他项目														
8	pH 值	7.98	8.01	8.02	8.12	8.16	8.21	8.07	8.27	8.32	7.95	8.01	/	/
9	石油烃	14	11	12	13	13	12	13	12	19	35	17	4500	是
10	水溶性盐 总量 (g/kg)	1.8	2.1	1.7	2.5	2.4	2.4	1.2	1.4	1.9	2.4	0.9	/	/

注：ND 表示未检出。

表 4.5-5 土壤检测结果表（占地范围外）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值				筛选值	是否低于筛选值
		T7 (0-0.2m)	T8 (0-0.2m)	T9 (0-0.2m)	T10 (0-0.2m)		
重金属和无机物							
1	砷	9.71	10.4	9.95	6.00	25	是
2	镉	0.14	0.15	0.16	0.17	0.6	是
3	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	/	是
4	铜	21	22	20	19	100	是
5	铅	19.2	18.0	17.3	21.3	170	是
6	汞	0.049	0.049	0.012	0.019	3.4	是
7	镍	25	21	19	19	190	是
8	总铬	66	65	66	63	250	是
9	锌	44	52	55	55	300	是
其他项目							
8	pH 值	8.21	8.09	8.14	8.16	/	/
9	石油烃	14	17	21	17	/	是
10	水溶性盐总量（g/kg）	1.5	2.4	1.3	1.0	/	/

注：1.ND 表示未检出；

2.T5~T6 为占地范围内，T7~T10 为占地范围外。

根据监测结果可知，项目建设场地土壤环境质量各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值；占地范围外评价区土壤环境质量的各监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH>7.5 条件下的风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能定位

根据《新疆生态功能区划》（2004 年 8 月），本工程所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II2 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区—18.大拐—小拐农业开发生态功能区。主要生态功能区目前存在的问题，生态敏感性保护发展方向如下表 4.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 2.8-2。

表 4.6-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II ₂ 准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区	18 大拐一小拐农业开发生态功能区	克拉玛依市	荒漠化控制、农产品生产	土壤盐渍化、底土粘重、废水污染、风大多沙、	土壤盐渍化轻度敏感	保护农田、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染	分期开发、逐步实施和完善防护林体系、土壤培肥改良、治理污染、农田精量灌溉	建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地

4.6.1.2 生态系统类型

项目区生态系统主要以农田、草地生态系统为主。项目区占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，主要是因为近年来，开荒种棉和其他经济作物，逐渐形成了农田生态系统，荒漠生态系统镶嵌在农田生态系统中。

4.6.2 植被现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

按中国植被自然地理区划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。该区域植被组成简单、分布不均，种类贫乏。

区域内的荒漠生态系统植被类型为白梭梭+多枝怪柳群系，白梭梭+多枝怪柳群系属于小半乔木荒漠，建群种为梭梭和白梭梭，梭梭和白梭梭属于沙丘间低地常见灌木，植株一般高约 0.5m~1m，最高可达 1.5m~2m，植被分布不均匀，植株差别较大。稀疏的乔木中混有多枝怪柳 (*Tamarix ramosissima* Lcdcb)。白梭梭高 1.5m 左右，形成盖度达 30% 的建群层片。形成从属层片的一年生草本植物均为典型的沙生超旱生植物，如对节刺 (*Horaninowia ulicina*)、倒披针叶虫实 (*Corispermum lehmannianum*)、猪毛菜 (*Salsola spp*)、沙生角果藜 (*Ceratocarpus arenarius*)。结合《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(新政发〔2023〕63 号)，本项目不占用、不破坏国家及新疆地方重点保护植物。

周围的农田生态系统为人工生态系统，主要为棉花和玉米等一年生农作物，伴生有杂草。

评价区植被类型分布见图 4.6-1。项目生态评价区域内主要植物名录见表 4.6-2。

表 4.6-2 项目所在区域高等植物种类及分布环境

中文名	学名	分布
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+
白梭梭	<i>Haloxylon Persicum Bunge ex Boiss. Et Buhse</i>	+
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	+
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
展枝假木贼	<i>Anabasis truncata</i>	++
高枝假木贼	<i>Anabasis elatior</i>	++
直立猪毛菜	<i>Salsola rigida</i>	++
怪柳	<i>Tamarix spp.</i>	+
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+
驼绒藜	<i>Iljinia regelii</i>	++
沙生针茅	<i>Stipa glareosa</i>	++
木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+
翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>	+
猪毛菜	<i>Salsola spp.</i>	++
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	++
囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>	++
翅花碱蓬	<i>Suaeda pterantha</i>	++
肥叶碱蓬	<i>Suaeda kossinskyi</i>	++
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	+
芦苇	<i>Phragmites australis</i>	+
花花柴	<i>Karelinia caspia</i>	++
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+
棉花	人工栽培	++

玉米	人工栽培	++
----	------	----

注：++多见，+少见，-偶见。

4.6.2.3 项目区植被现状评价

根据现场调查及资料分析表明，项目区组成群落的植物种类较多。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，本项目占地范围内植被类型主要为栽培植物、花花柴草甸、芦苇草甸、红皮沙拐枣荒漠、无植被区，植物群落结构为水平结构，植被覆盖度约 40%。

表 4.6-3 评价区植被类型统计表

植被类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
栽培植物	355.56	46.23
花花柴草甸	133.36	17.34
芦苇草甸	113.47	15
红皮沙拐枣荒漠	108.69	14.13
人工旱柳林	0.37	0.0005
水域	1.37	0.002
无植被区	56.24	7.31
合计	769.06	100

4.6.3 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，工程区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。爬行类的蜥蜴、哺乳类的啮齿动物和鸟类是项目区内主要建群种动物，没有国家及自治区级保护动物，具体详见表 4.6-4。

表 4.6-4 项目所在区域野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+
2	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>		+
3	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>		+

序号	中名	学名	居留特性	分布
4	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+
鸟类				
5	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	R	++
6	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	R	±
7	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
8	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>	R	±
9	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
10	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	R	+
11	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	+
12	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
13	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	B	+
14	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	+
哺乳类				
15	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+
16	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+
17	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>		+

注：R 留鸟；B 繁殖鸟；++多见种；+常见种；±偶见种。

(2) 野生动物现状评价

本项目所在区域由于油田开发及周围农田的开垦大量人员、机械的进入，周围生态环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，项目所在区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来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以及农田开垦范围的增大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化，部分啮齿动物和伴人型鸟类如麻雀、田鼠等将成为该区域的优势种动物。

4.6.4 土壤类型及特征

根据现场调查和新疆土壤类型分布图，本项目评价区域及项目占地范围内土壤类型主要为灰色草甸土和风沙土，区域土壤类型分布见图 4.6-2。

表 4.6-5 评价区土壤类型统计表

土壤类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
灰色草甸土	207.24	27
风沙土	561.82	73
合计	769.06	100

(1) 灰色草甸土

多见于干旱、半干旱地区，常与栗钙土和棕钙土共存。土壤有机质含量较低，呈灰色；一般都发生盐化，局部有碱化现象。

(2) 风沙土

风沙土成土母质主要为玛纳斯河冲积物，是在风成性母质上发育起来的，低矮干旱及大风是风沙土形成的主要条件。风沙土质地较粗，物理性粘粒很少，成土过程微弱，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm~1cm 有微弱的分化，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层，有机质含量上层明显高于下层，土壤理化状况无明显差异，剖面层次分化不明显。土壤 pH 值 7.5~9.0，属碱性土壤，土壤有机质含量在 0.1%~0.5%之间，土壤肥力属极低水平。评价区风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土。

4.6.5 土地利用现状与评价

根据现场踏勘及相关资料，本项目区位于油田已开发区，部分埋设了集输管线，以及伴行公路、电力线及处理站等。并参照《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)，以确定评价范围内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，评价区土地利用类型主要包括有林地、灌木林地、人工牧草地、其他草地、水浇地、河流水面、村庄、公路用地、盐碱地、裸地，其中水浇地占总评价区面积的 46.23%。

本项目土地利用占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，项目土地利用类型图详见图 4.6-3。

表 4.6-6 评价区土地利用类型统计表

植被类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
有林地	0.37	0.05%

灌木林地	108.69	14.13%
人工牧草地	133.36	17.34%
其他草地	113.47	14.75%
水浇地	355.56	46.23%
河流水面	1.37	0.18%
村庄	21.98	2.86%
公路用地	2.82	0.37%
盐碱地	10.33	1.34%
裸地	21.11	2.74%
合计	769.06	100

4.6.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查

4.6.6.1 区域沙化现状调查（古尔班通古特沙漠）

本项目位于新疆准噶尔盆地古尔班通古特沙漠西侧。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2014年），古尔班通古特沙漠面积 48695 平方千米，占全疆沙漠的 11.05%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由四片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。沙漠中的沙化土地面积 4666222.99 公顷，其中：沙质土地 4532361.18 公顷。沙质土地中，流动沙地 38997.61 公顷，半固定沙地 1215775.51 公顷，固定沙地 3223187.31 公顷，沙化耕地 54400.75 公顷。

该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。盆地具有同心圆的环带状形式的地质结构和地貌特征，由外向内可有规律的划分为山地—丘陵—山前洪积、冲积砾质戈壁-下陷盆地砂质荒漠的地貌基质带。由山地产生的河流向盆地中心汇集成向心水系，地下水主要是山麓侧向渗透补给和平原降雨与积雪入渗补给。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月形沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100mm~120mm（沙漠中年蒸发量 1400mm~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、盐穗木和一些草本植物。

项目所处区域为克拉玛依市克拉玛依区，为非沙化土地，土地沙化现状详见

图 4.6-4。

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年），该市沙化土地动态变化情况见表 4.6-7。

表 4.6-7 项目涉及区域沙化土地动态变化情况 (单位: 公顷)

统计单位	时间	总面积	沙化土地面积													有明显沙化趋势的土地	其他土地类型	
			计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地			戈壁
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地								
克拉玛依市	第五次	384137.7 3	194716.4 8	0	36762.2 9	11663.9 5	25098.3 4	75063.43	2268.2 1	72795.22	0	27503.3 2	0	0	0	55387.44	105035.1 2	84386.13
	第四次	383676.9 7	192161.0 3	0	85998.9 8	0	85998.9 8	41275.43	0	41275.43	0	4561.95	0	0	0	60324.67	90563.05	100952.8 9
	动态变化	460.76	2555.45	0	-49236.6 9	11663.9 5	-60900.6 4	33788	2268.2 1	31519.79	0	22941.3 7	0	0	0	-4937.23	14472.07	-16566.7 6

4.6.6.2 水土流失现状调查

(1) 克拉玛依市水土流失情况

1) 水土流失类型及面积

克拉玛依市土壤侵蚀总面积达 6266.49km²，占全市总面积的 91.9%。侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀。全市轻度侵蚀面积 1116.63km²，占全市土壤侵蚀总面积的 18.07%；中度侵蚀面积 5062.64km²，占全市土壤侵蚀总面积的 81.93%；强度侵蚀面积 0.01km²，占全市土壤侵蚀总面积的 0.00%。

本项目位于克拉玛依市克拉玛依区，克拉玛依区水土流失面积 3555.9km²，占土地总面积的 92.77%，轻度侵蚀面积为 3490.39km²，中度侵蚀面积为 4.86km²，强烈侵蚀面积为 8.94km²，极强烈侵蚀面积为 51.69km²，剧烈侵蚀面积为 0.02km²。

2) 水土流失分布与特征

①空间分布与特征

克拉玛依市水土流失的空间分布表现为：**a.**植被稀疏、风力强劲的戈壁及沙漠附近地带，风蚀、沙埋现象严重，主要位于克拉玛依区、白碱滩区的荒漠及荒漠绿洲过渡带，乌尔禾区的魔鬼城等地；**b.**地表径流减少、地下水位下降、生态系统受损较严重的地带，天然植被的减少导致风蚀、沙害不断加重，如玛纳斯河下游段，河流断流导致玛纳斯湖干涸，沿途植被破坏严重，白杨河水库的修建使白杨河下游断流，艾里克湖也曾干涸，目前干涸的湖泊出现了水面、地表植被覆盖度有所提高，但该湖周围的生态环境有恶化的趋势，部分草场开始沙化；**c.**少数的几条河流在洪水季节，其河水冲蚀河岸，侵蚀耕地、草场，主要是小拐乡境内的玛纳斯河，乌尔禾区的白杨河，由于其沙床为沙质河床，抗蚀性能差，河水冲蚀严重。

②时间分布与特征

从时间分布看，克拉玛依市的水土流失在不同时间表现是不同的。

年际表现为：**a.**在干旱少雨年份，戈壁地带风力侵蚀加剧，表现为沙尘暴、浮尘等天气增多；**b.**高温多雨年份，河流洪水冲蚀加重；**c.**多雨多风年份，风力水力交错侵蚀较严重。

年内表现为：**a.**春季以风蚀为主，不仅造成地表土粒及养分的流失，对农作物的生长造成影响，而且使城市化的环境恶化。土地沙化、沙埋主要发生在此季

节；b.夏季暴雨及山区冰雪融水对低山区及河谷地带的水土流失影响较大，表现为洪水对河岸的淘刷，并危及两岸和下游的耕地及民房，这在独山子及乌尔禾区表现较为突出，克拉玛依区也曾受到过洪水的威胁。

(2) 项目区水土流失治理分区

根据《全国水土保持规划》项目区属于北方风沙区；根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（水利部办公厅 办水保〔2013〕188号），项目区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内；根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办水保〔2019〕4号），项目区不属于新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区。

根据《2022年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，克拉玛依市水土侵蚀面积 6135.65km²，其中，水力侵蚀面积为 10.61km²，风力侵蚀面积为 6125.04km²，主要为风力侵蚀。

本项目所在区域位于轻度侵蚀范围，井场、天然气处理站、35kV 变电站、单井采气管线、架空线路杆塔建设及配套工程建设将会使周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。项目建设过程中应严格按照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）在管线敷设、天然气处理站建设、道路建设、供配电线路架设等在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO₂、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气；（4）管线焊接产生的焊接烟尘。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设、天然气处理站建设、35kV 变电站建设、道路施工、供配电线路架设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/t·a；

V₅₀—距地面 50m 处风速，m/s；

V₀—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 μm 时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50m~100m 为较重污染带，100m~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{P}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.1-2 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，

不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物

主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂ 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用符合国家标准柴油，其燃料属性符合《普通柴油》（GB252-2015）的标准要求，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《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（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.1.4 焊接废气

本项目管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、长输管道起点和终点连头处等会有少量焊接作业，焊条使用国家合格产品，焊接过程会产生少量焊接烟尘，由于焊接废气产生量少，间歇不连续排放，主要集中在管线施工过程中，随着管线施工结束而消失，故对周围环境影响较小。

5.1.2 运营期环境影响分析

本项目运营期的大气污染源主要是油气集输过程、处理工程中的烃类挥发对大气环境的影响及天然气处理站办公生活区食堂油烟对大气环境的影响。

5.1.2.1 无组织非甲烷总烃

（1）预测模式

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）预测因子和预测源强

在油气开采、集输、处理、凝析油装车过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

序号	污染源名称	海拔(m)	矩形面源			年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)	
			长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)			污染物	排放速率
1	单井井场	292	40	30	1	8760	正常	NMHC	0.0089
2	双井井场	292	50	30	1	8760	正常	NMHC	0.035
3	ZJHW2 13 井采出液储罐大小呼吸	292	45	35	3.2	8760	正常	NMHC	0.011
4	ZJHW2 13 井采出液装载过程	292	45	35	3.2	8760	正常	NMHC	0.198
5	天然气处理站	292	300	250	5	8760	正常	NMHC	0.103
6	凝析油罐车	292	20	5	5	8760	正常	NMHC	0.009

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 5.1-5。

表 5.1-5 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		43.6
最低环境温度/°C		-36.3
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4) 预计评价结果

本项目油气集输、处理过程无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-6。

表 5.1-6 非甲烷总烃预测结果表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

下风向距离/m	单井井场		双井井场		ZJHW213 井采出液储罐大小呼吸		ZJHW213 井采出液装载过程		天然气处理站		凝析油罐车	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
10	10.451	5.22550E-001	37.526	1.87630E+000	10.473	5.23650E-001	6.025	3.01250E-001	11.65	5.82500E-001	29.933	1.49665E+000
25	15.186	7.59300E-001	53.05	2.65250E+000	14.902	7.45100E-001	8.236	4.11800E-001	12.53	6.26500E-001	15.708	7.85400E-001
50	13.864	6.93200E-001	53.003	2.65015E+000	14.082	7.04100E-001	6.0412	3.02060E-001	14.005	7.00250E-001	9.647	4.82390E-001
75	12.661	6.33050E-001	49.97	2.49850E+000	12.473	6.23650E-001	4.3228	2.16140E-001	15.49	7.74500E-001	7.2	3.60010E-001
100	11.66	5.83000E-001	46.11	2.30550E+000	11.174	5.58700E-001	3.3317	1.66585E-001	16.977	8.48850E-001	5.858	2.92910E-001
150	9.9155	4.95775E-001	39.221	1.96105E+000	9.1844	4.59220E-001	2.2814	1.14070E-001	19.95	9.97500E-001	3.584	2.19630E-001
200	9.7757	4.88785E-001	38.636	1.93180E+000	8.5425	4.27125E-001	1.7535	8.76750E-002	22.489	1.12445E+000	4.392	1.79200E-001
500	5.1435	2.57175E-001	20.329	1.01645E+000	4.4873	2.24365E-001	0.75536	3.77680E-002	19.708	9.85400E-001	2.584	9.40050E-002
1000	3.1654	1.58270E-001	12.51	6.25500E-001	2.76	1.38000E-001	0.41206	2.06030E-002	16.477	8.23850E-001	1.155	5.77950E-002
1500	2.383	1.19150E-001	9.4183	4.70915E-001	2.0774	1.03870E-001	0.30694	1.53470E-002	17.173	8.58650E-001	0.869	4.34935E-002
2000	1.9483	9.74150E-002	7.7001	3.85005E-001	1.6983	8.49150E-002	0.2502	1.25100E-002	14.037	7.01850E-001	0.711	3.55530E-002
下风向最大质量浓度及占标率	15.314	0.007	54.115	2.705	15.153	0.007	8.236	0.004	22.564	1.128	29.933	1.496
D10%	0		0		0		0		0		0	

最远距离/m						
最大浓度落地点距离/m	26	26	26	25	196	10

根据表 5.1-6 预测结果可知，各单井井场、双井井场、天然气处理站非甲烷总烃最大落地浓度为 $54.115\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 26m，最大占标率为 2.705%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。

5.1.2.2 食堂油烟

运营过程中，天然气处理站食堂产生的油烟经油烟处理器处理后排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.3 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.1.2.4 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-7。

表 5.1-7 大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输、处理、凝析油罐车	非甲烷总烃	采用密闭集输、密闭处理流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	$4.0\text{mg}/\text{m}^3$	3.211t/a
2	食堂	食堂油烟	油烟净化器	《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）	$2.0\text{mg}/\text{m}^3$	0.16t/a

5.1.2.5 运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。

5.1.2.6 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-8。

表 5.1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物（ 其他污染物（非甲烷总烃、食堂油烟）					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>	
		一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>					不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
		本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/>		现有污染源 <input type="checkbox"/>					
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	AD MS <input type="checkbox"/>	AUSTAL200 0 <input type="checkbox"/>	EDMS/A EDT <input type="checkbox"/>	C AL PU FF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>					C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>					C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>					C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>	
非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		c _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>			c _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>			

	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>		C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>		k>-20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、食堂油烟）		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距（ ）厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO ₂ :（0）t/a	NO _x :（0）t/a	颗粒物:（0）t/a	VOCs:（3.211）t/a 食堂油烟:（0.16）t/a
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.1.3 退役期大气环境影响分析

气井退役后各种相关辅助工作均停止，采气造成的环境空气污染源将消失，气井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油气田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：钻井废水、压裂返排液、管道试压废水。

（1）钻井废水

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）压裂返排液

本项目气井投产前需进行压裂作业以提高产量，进行压裂作业过程中将产生

压裂返排液，压裂返排液进罐收集后由罐车运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理，不外排。

(3) 管道试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 运营期废水影响分析

(1) 正常状况

在运营期内，项目产生的采出水、井下作业废水、拖洗废水、排污撬废水等进罐收集后由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏，不外排；餐饮废水经隔油池处理，与生活污水一起暂存至化粪池收集后送至克拉玛依市第二污水处理厂处理，不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的废水不会对地表水产生不利影响。

(2) 事故状况

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响事故为凝析油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100% 回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 区域水文地质条件

本项目所在区域水文地质资料参考《中佳油气田中佳 2_H 区块二叠系气藏开发工程环境影响报告书》中相关调查结果。

(1) 区域水文地质条件

项目所在的克拉玛依市位于准噶尔盆地西北缘，地下水的赋存与分布直接受构造控制，水文地质分带明显，并与地貌岩相带相适应，从加依尔山山前向准噶尔盆地中心，即由山地过渡为山前洪积倾斜平原-洪积冲积平原-冲积湖积平原。地下水含水层结构，由单一的卵砾石层变为砂砾（卵）石、砂、粘性土的综合互层。地下水类型由基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类裂隙水单层结构的潜水过渡到多层结构的潜水-承压（自流）水。从山前洪积砾质倾斜平原到冲积湖积平原，潜水的埋藏深度由深逐渐变浅，呈平行山地的带状分布。地下水在山区接受大气降水直接渗入的补给，在强烈的构造断裂、节理、裂隙的控制下径流、赋存、运移，以侧向径流的形式排泄向南东方向，大部分以地下径流的形式排泄到盆地中部冲湖积平原，小部分以泉的形式溢出地表。

项目区大部分位于天山北麓冲洪积细土平原，地貌以冲洪积细土平原为主。天山北麓冲洪积细土平原地形平坦开阔，微向北西倾斜。为各大河流下游汇聚、游荡、冲积而成，古河道、牛轭湖、现代人工渠系十分发育，植被茂盛，土壤盐渍化程度较高，局部有零星分布沙漠；地表以下数十米均为第四系全新统冲积物，岩性为亚粘土、粘土与砂层互层。古尔班通古特沙漠西缘边小拐镇以南一带为沙漠区。形态主要有活动性新月形沙丘、沙垄，多呈近南北向或北西向展布，复合形沙垄及固定-半固定性灌丛沙丘、平沙地等。在沙丘、沙垄之间分布有风蚀洼地，呈长带状、浅碟状，局部裸露出下垫层的第四系全新统冲积物。风成平原整体地形呈波状起伏，东高西低，主风向北西。西北侧成吉思汗山倾斜平原，西北侧起山前接触带，南至项目区一带，地层岩性为砂砾层、含砾亚砂土。倾斜平原区以及细土平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

项目区所在区域绝大部分属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、古尔班通古特沙漠西缘构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的天山山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

(2) 水文地质分区

分区原则：主要是结合地貌、第四纪上部地层沉积条件、考虑水源补给及水

文地质条件综合进行划分的，再根据水文埋深、富水程度、矿化度的高低进行地带和地段的划分。

① 包古图河洪-冲积潜水区

富水地带，处于低洼地积洪和冲积扇的边缘，现代包古图河水流经地区。靠上部为砾石含水层，近补给水源，但地势较陡，储水条件不利，含水层很薄。水型为重碳酸盐类型的低矿化度水地段。靠下部地势平坦，岩性变细，水层多为细砂薄层，水型为硫酸、重碳酸盐型，矿化度 4~35g/L，潜水不丰富。贫水地带，处于陡地带，又远离河流，所以推测水源贫乏。

② 奎屯河岸潜水区

低矿化水地带：分布在奎屯河沿岸共青团农场一个狭窄带，受奎屯河水补给，含水层岩性为细砂、粉砂，厚度在 3m~9m，水位埋深较浅，水化学类型为硫酸-重碳酸盐型，矿化度一般小于 2g/L。

中高矿化度带：分布在独克公路以西，车五坊西南的沿奎屯河地带，含水层岩性为细砂-粉砂薄层，厚度为 4m~10m，最大 15m，主要受奎屯河和东南和南部地下水径流补给，在该点汇合，径流较缓慢，水化学系类型为氯化物-硫酸盐和硫酸盐-氯化物型，矿化度一般小于 2g/L。

③ 玛纳斯河床浅水区

该区分布狭小，含水岩性为中砂—细砂，含水层厚度约为 20m，直接受玛纳斯河河水补给，水源较可靠，井的涌水量在 0.5~1L/s，矿化度 0.8~5g/L。水化学类型为重碳酸-硫酸盐和硫酸-氯化物盐水型。

④ 车排子-山前涝坝复杂补给排泄区

农田灌溉地带：在车排子一带大量地灌水，使水位发生一定程度的变化，改变了原来潜水的状况，在较远奎屯河岸灌溉补给地段，水位埋深较浅，含水层岩性为细砂、砂砾，含水层厚度在 4m~10m，矿化度在 2~12g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水和硫酸-氯化物水，在靠近奎屯河岸为灌水的排泄地段，矿化度 2g/L，水型为硫酸-重碳酸盐水。

⑤ 沙漠中部地下水混合聚集区

该区包气带岩性为粉砂、细砂为主，局部夹粘土层。含水层岩性为砂，砾砂，中细砂，水层厚度 20m~30m，储水条件好，但地势平坦，为四周水源的集中地

带，地下水循环较慢，地下水埋深较大，通过调查得知该区潜水地下水埋深在 90m 左右，流向为从东南到西北，矿化度 30~50g/L，水化学类型为硫酸盐-氯化物-镁-钙型，为高矿化度地段。

(3) 项目区水文地质

①地下水类型，含水层及富水特征

项目区大部分位于大部分属玛纳斯河冲洪积细土平原。按照地下水含水介质分，地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和承压水，具有单一结构和双层、多层结构；双层、多层结构的地下水具有承压性。

1) 单一结构潜水含水层及富水性

潜水在项目区内分布较少，仅分布于项目区西北部边界的山前陡倾斜平原区；西北侧起山前接触带，南至项目区边界一带。含水层岩性为第四纪冲洪积卵砾石层和钙质胶结卵砾石层（砾岩），为单一结构的潜水；其下隔水底板为第三系紫红色泥岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩等。地下水水位埋深 > 50m，富水性中等，水量在 100~1000m³/d。

2) 承压水含水层及富水性

大范围的分布于项目区内，主要为项目区车排子镇至一二九团北部的细土平原区和沙漠区。大多地段表现为上部潜水、下伏承压水或自流水的双层或多层含水层结构。

上部潜水：潜水分布于区域绝大部分地段，局部为潜水-承压水互层。含水层岩性以中细砂、粉细砂为主。水位埋深由东向西逐渐增加，潜水水深在 10m~20m。含水层厚度不一，厚度 5m~30m。富水性极弱区，水量少，单井涌水量 10~100m³/d·m，渗透系数为 1.02m/d。富水性极弱区，单井涌水量 10~100m³/d·m。

下伏孔隙承压含水层：承压含水层为双层或多层结构，岩性以粉细砂为主，隔水层为粉质粘土、粉土，厚度不等。区内承压含水层厚度变化较大，整体由东向西，由南向北逐渐变薄，岩性由南向北逐渐变细，其富水性也由强变弱。深部承压水水质较好，咸淡水界面在垂向上由南向北逐渐加深，区内含水层富水性为弱富水性区。依据收集资料，浅部承压水水位埋深 15m~30m，含水层单层厚 3m~30m 不等，富水性较弱，单位涌水量 100~500m³/d·m，渗透系数 1.07m/d。

②地下水补给、径流、排泄条件

项目区大部分位于冲洪积细土平原，上覆潜水补给来源于渠系入渗、农田灌溉入渗、降水入渗及下伏承压水的径流补给，下伏承压水主要接受侧向径流补给。地下水径流方向总体为西南-东北向。地下水径流条件较差，以垂向交替运动为主。在含水层内部存在深部承压水的顶托补给，以及上覆潜水与下伏承压水之间的越流补给。地下水的排泄方式主要为细土平原区的人工灌溉开采，油气田生产开采，植物蒸腾也是其排泄之一。

③地下水化学特征

项目区地势平缓，岩性颗粒变细，径流条件差，潜水埋深浅，蒸发浓缩作用增强，在地下水处于滞流状态及温度不断增高情况下，产生脱碳酸作用，使水中的 SO_4^{2-} 离子相应增加，潜水多为高矿化的微咸水、咸水，局部还有盐水、卤水。水化学类型主要是 $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Cl}$ 型水，最终向 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4^{2-}$ 和 $\text{Cl}\cdot\text{Na}$ 型水，矿化度 $1\sim 3\text{g/L}$ 。零星沙漠一带，矿化度大于 3g/L ，局部可达 50g/L 。

承压(自流)水水质普遍较好，矿化度小于 1g/L ，地下水类型以 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4-\text{Ca}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3-\text{Ca}\cdot\text{Na}$ 型水为主，适合灌溉。

项目区水文地质示意图见图 5.3-1。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工对地下水的影响。

5.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目钻井采用一开、二开使用水基钻井液，三开、四开使用油基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为 2m ，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响

程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响很小。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

中国石油新疆油田分公司开发公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站处理，不会对地下水产生不利影响。

5.3.3.2 气田采出水对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出水进入红山嘴油田原油处理站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。

5.3.3.3 落地油对地下水的影响

本项目钻井过程中产生的落地油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100% 的回收。本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100% 回收。

5.3.3.4 含油污泥对地下水的影响

本项目产生的含油污泥不在站内暂存，直接委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运处置。委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。不会对当地地下水产生影响。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

5.3.4.1 井漏事故的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、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

评价区内浅层承压水含水层顶板埋深 < 50m，含水层岩性为中细砂、粉细砂；深部承压水含水层的顶板埋深一般 > 100m。

本项目采气目的层深约 6086m~6563m，采气与注水目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

5.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油品物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，油品不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1d~2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

5.3.4.4 凝析油泄漏对地下水的影响

事故状态下，本项目单井采气管线破损泄露、凝析油储罐破损泄露导致油品外泄，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。

① 泄漏源强

A. 管线输送全管径泄漏

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{ret} —集输管线油品泄漏量，bb1（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， r 取 0.0325m，长度取 1500m；

f_{ret} —最大泄漏量，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bb1。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）计算公式如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中： Q —管道流量（标准桶/天），流速 0.8m/s；

t —关闭阀门时间（分钟），取 10min。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大油品泄漏量为 1.435t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.1435t。

B.凝析油储罐破损泄漏

本工程按最不利情况考虑假设条件，假设储油罐底部出现穿孔（孔径 20cm）且防渗层全部失效，其泄漏速度 Q_L 用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.62；

A ——裂口面积， m^2 ；0.002 m^2 ；

ρ ——泄漏液体密度；799.5kg/ m^3 ；

P ——容器内介质压力，Pa；2500kPa；

P_0 ——环境压力，Pa；取 101.325kPa；

g ——重力加速度，9.8m/ s^2 ；

h ——裂口之上液位高度，m，在此取 0m。

表 5.3-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	罐体参考数值
1	P	容器内介质压力	2500kPa
2	P_0	环境压力	101.325kPa
3	C_d	液体泄漏系数	0.62
4	A	裂口面积	0.002 m^2

5	g	重力加速度	9.8m/s ²
6	h	有效孔隙度	0m
7	ρ	泄漏液体密度	799.5kg/m ³
8	Q_L	液体泄漏速率	2.43kg/s

根据上述公式计算可知：油品泄漏速率为 2.43kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则 1 座凝析油罐泄漏油品量约为 1.458t。由于罐区均按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行防渗，进入含水层含油量为 14.6kg。

②预测因子

选取油气田开发项目特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级按照二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n_e t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

m_M —瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数（m²/d）；

D_T —横向 y 方向的弥散系数（m²/d）；

π —圆周率。

④参数选取

模型中所需参数选取见表 5.3-2。

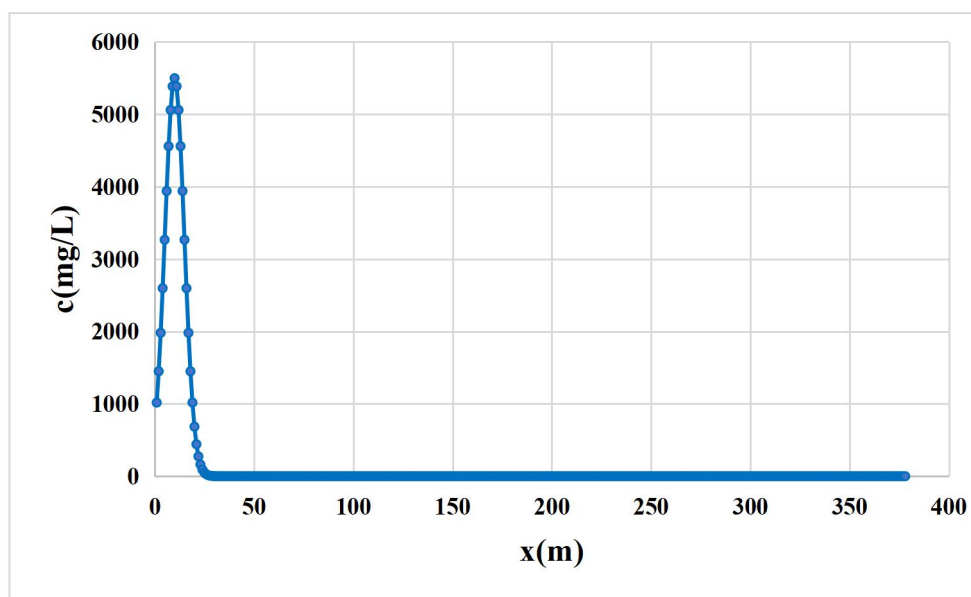
表 5.3-2 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	集输管线参考数值	凝析油储罐破损
----	------	------	----------	---------

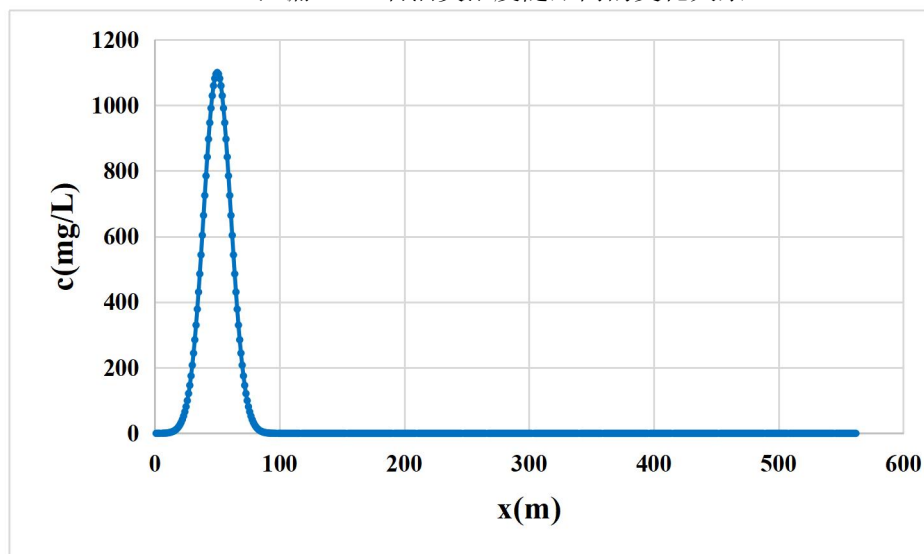
1	m_M	瞬时注入的质量	143.5kg	14.6kg
2	t	时间	100d、500d、1000d	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	30m	30m
4	u	水流速度	0.1m/d	0.1m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.12m ² /d	0.12m ² /d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.012m ² /d	0.012m ² /d
7	n_e	有效孔隙度	0.2	0.2

(4) 预测结果

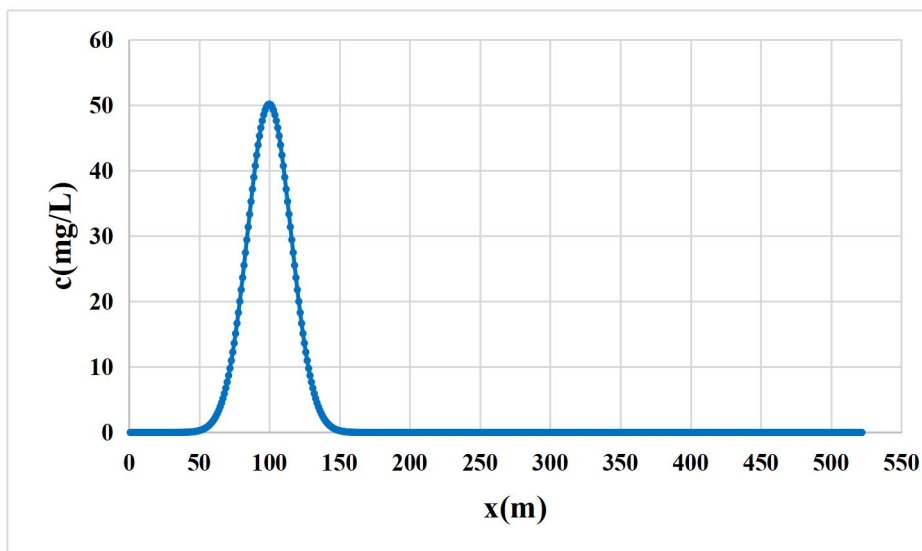
当集输管线发生全管径泄漏及凝析油储罐破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.3-3~图 5.3-4。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

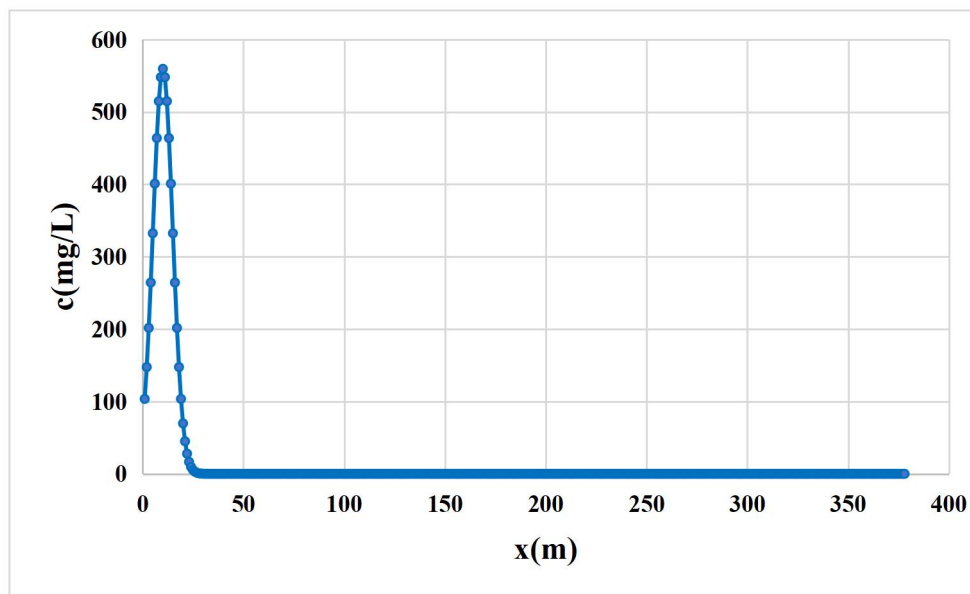


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

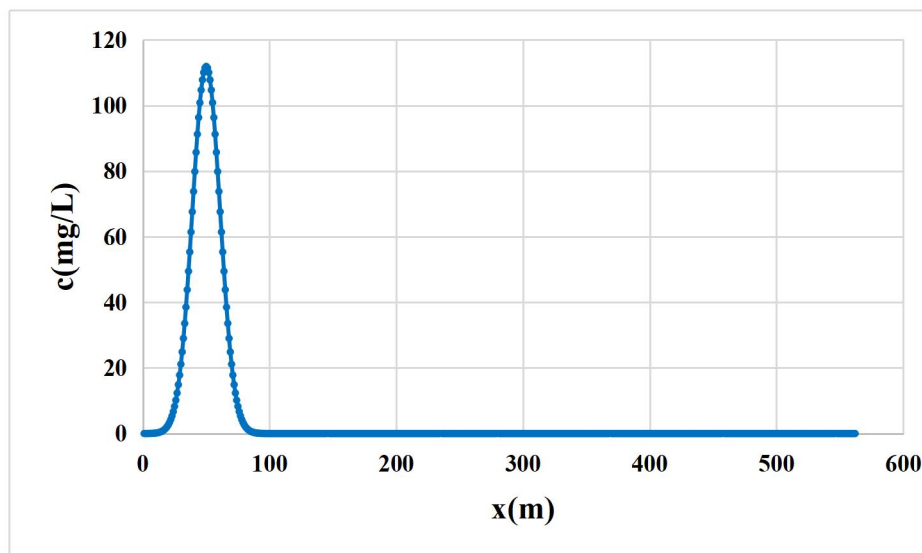


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

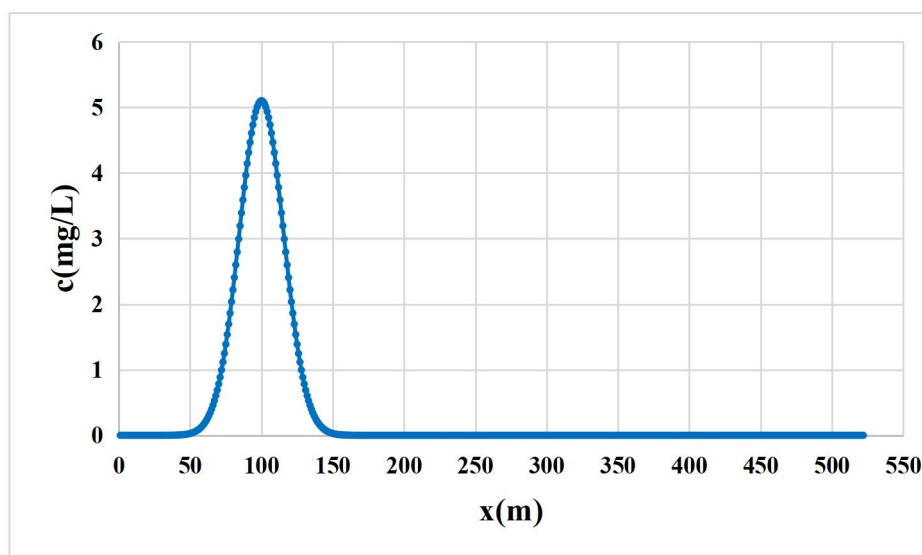
图 5.3-3 集输管线发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.3-4 凝析油储罐破损发生油品泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，输送管线发生全管径泄漏和凝析油储罐发生破损后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 20m、50m、100m。随着时间增加，污染范围有所增加。

根据预测结果和区内水文地质条件，评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的油品虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求建设单位定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。

综上，在发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3.5 小结

运营期产生的井下作业废水、采出水、拖洗废水及排污撬废水进罐收集后由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，防止管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、凝析油储罐发生油品泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离（m）；

r_0 —参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 各种施工机械在不同距离的噪声预测值 单位：dB (A)

距离 (m)	源强	隔声后	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	160
钻机	90	80	66	60	56	54	52	50	48	46	44	42	40	34
泥浆泵	93	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
振动筛	105	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47

柴油机	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
-----	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

由预测结果可以看出：

(1) 钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 60m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中昼间 70dB (A)，夜间 55dB (A) 的要求。

(2) 昼间施工噪声在 40m 处，夜间施工噪声在 160m 处满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须做好劳动防护措施。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场的各类机泵以及井下作业设备噪声。

(1) 预测源强

项目噪声源主要为井场机泵、井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 60~95dB (A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB (A) 计，其运行噪声不高于 70dB (A)。项目工程主要噪声源强见表 5.4-2、表 5.4-3。

表 5.4-2 运营期噪声排放情况 (室外声源)

序号	位置	声源名称	型号	空间相对位置(m)			声源 源强 dB(A)	声源 控制 措施	运行 时段	
				X	Y	Z				
1	正常 工况	天然 气处 理站	生产管汇橇	PN10MPa	30	200	0	90	采用 低噪 声设 备， 局部 加装 隔声 罩	24h
			生产分离橇	Φ1600×8000 (切)	30	200	0	90		24h
			计量管汇橇	PN10MPa	30	200	0	90		24h
			计量橇	Φ1400×6000 (切)	30	200	0	90		24h
			气液分离橇	Φ1400×5600 (切)	30	200	0	90		24h
			预冷换热器橇	Φ1600×11000 (切)	30	200	0	90		24h
			预冷分离橇	Φ1600×8000 (切)	30	200	0	90		24h
			J-T 阀汇管橇	5.8MPa	30	200	0	90		24h

			低温分离橇	Φ1200×3600 (切)	30	200	0	90		24h
			醇烃加热橇	负荷: 35kW	30	200	0	90		24h
			液烃三相分离橇	Φ1200×4400 (切)	30	200	0	90		24h
			富气压缩机出口分离橇	Φ1200×5000 (切), 6MPa	30	200	0	90		24h
			燃料气调压计量橇	尺寸 4000×8000mm	30	200	0	90		24h
			富气压缩机组	容积流量: 1.2m ³ /min	30	200	0	85		24h
			稳定凝析油定量装车橇	50m ³ /h	50	200	0	90		间歇
2		交通噪声	巡检车辆、运输车辆	/	50	30	0	80	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间歇

表 5.4-3 运营期噪声排放情况（室内声源）

序号	建筑物名称	声源名称	型号	等效声级 /dB(A)	声源控制措施	空间相对位置 (m)			距室内边界距离 / m	室内边界声级 /dB(A)	运行时段	建筑物插入损失 /dB(A)	建筑物外噪声		
						X	Y	Z					声压级 /dB(A)	建筑物外距离	
1	正常工况	天然气处理站	凝析油装车泵	/	90	采用低噪声设备, 局部加装隔声罩	50	200	0	1	90	间歇	20	70	0
			污油泵	30kW	90		50	200	0	1	90	间歇	20	70	0
			装车泵	7.5kW	90		50	200	0	1	90	间歇	20	70	0

(2) 预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(3) 预测模式

1、室内声源等效室外声源声功率级计算方法

(1) 室内声源采用等效室外声源声功率级法进行计算

设靠近开口处（或窗户）室内、室外某倍频带的声压级分别为 L_{p1} 和 L_{p2} 。若声源所在室内声场为近似扩散声场，则室外的倍频带声压级可按公式近似求出：

$$L_{p2} = L_{p1} - (TL + 6)$$

式中：TL—隔墙（或窗户）倍频带的隔声量，dB(A)。有门窗设置的构筑物其隔声量一般为 10~25dB，预测时取 20dB。

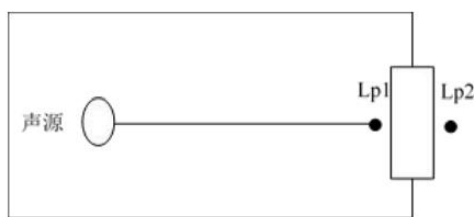


图 5.4-1 室内声源等效为室外声

(2) 某一室内声源靠近围护结构处产生的倍频带声压级的计算

$$L_{p1} = L_w + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中：Q—指向性因素；通常对无指向性声源，当声源放在房间中心时， $Q=1$ ；当放在一面墙的中心时， $Q=2$ ；当放在两面墙夹角处时， $Q=4$ ；当放在三面墙夹角处时， $Q=8$ 。

R—房间常数； $R = S\alpha / (1-\alpha)$ ，S 为房间内表面面积， m^2 ； α 为平均吸声系数。

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

(3) 所有室内声源在围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级计

$$L_{p1i}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1L_{p1j}} \right)$$

式中： $L_{pli}(T)$ —靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

$L_{pli}(T)$ —室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N —室内声源总数。

(4) 靠近室外围护结构处的声压级的计算

$$L_{p2i}(T) = L_{pli}(T) - (TL_i + 6)$$

式中： $L_{p2i}(T)$ —靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量，dB。

(5) 等效的室外声源中心位置位于透声面积 (S) 处的等效声源的倍频带声功率级的计算

$$L_w = L_{p2}(T) + 10 \lg s$$

2、单个室外的点声源在预测点产生的声级计算基本公式

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级的全向点声源在规定方向的级的偏差程度；指向性校正等于点声源的指向性指数 DI 加上计到小于 4π 球面度 (sr) 立体角内的声传播指数 $D\Omega$ ；对辐射到自由空间的全向点声源， $D_c=0dB$ ；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

3、点声源在预测点的噪声强度采用几何发散衰减计算式

$$L_p = L_{p0} - 20 \lg \left(\frac{r}{r_0} \right) - \Delta L$$

式中： L_p —距声源 r 米处的噪声预测值，dB(A)；

L_{p0} —参考位置 r_0 处的声级，dB(A)，此处为 1 米；

r —预测点位置与点声源之间的距离，m；

r_0 —参考位置处与点声源之间的距离；

ΔL —预测点至参考点之间的各种附加衰减修正量

4、地面效应衰减 (A_{gr})

评价范围地面多属于坚实地面，为保守估计，本次评价不考虑地面效应衰减，即取 A_{gr} 为 0。

5、多点声源理论总等效声压级 [$L_{eq}(\text{总})$] 的估算方法

多个设备同时运行时在预测点产生的总等效声级贡献值 (L_{eqg}) 的计算公式为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right]$$

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T —预测计算的时间段，s；

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间，s；

N —声源总数。

6、预测点等效声级计算方法

在预测某处的噪声值时，应先预测计算建设项目声源在该处产生的等效声级贡献值，然后叠加该处的声背景值，最后得到该点的预测等效声级 (L_{eq})，具体计算公式如下：

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(4) 预测结果

项目建成后，正常工况下，井场场界噪声预测结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点 编号	测点位置	贡献 值	现状监测值		预测值		评价 标准	达标 情况
			昼间	夜间	昼间	夜间		
天然气 处理站	东侧外 1m	40	49	45	49.5	46.2	昼间 60, 夜 间 50	达标
	南侧外 1m	37	49	46	49.2	46.5		
	西侧外 1m	36	53	45	53.0	45.5		
	北侧外 1m	38	47	44	47.5	44.9		

由预测结果可知，运营期项目区厂界四周噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

(5) 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.4-5。

表 5.4-5 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等 级与范 围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m 小于 200m					
评价因 子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标 准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评 价	环境功能 区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查 方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比			100%		
噪声源 调查	噪声源调 查方法	现场实测 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境 影响预 测与评 价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>					
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m 小于 200m					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声 贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保 护目标处 噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监 测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保 护目标处 噪声监测	监测因子：（等效连 续 A 声级）		监测点位数（0）		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结 论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

5.4.3 小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，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各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，且本项目位于戈壁荒漠，周边200m范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.5 固体废物影响分析

油气田开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的水基岩屑、油基岩屑、施工弃土、机械设备废油、废弃防渗膜、焊接废渣、少量的建筑垃圾等；②运营期产生的含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油和废弃防渗膜、生活垃圾等。

5.5.1 施工期固体废物影响分析

（1）钻井岩屑

采用泥浆不落地技术收集，经泥浆不落地装置固液分离后，泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入收集罐，用于后续钻井配液等环节使用；水基岩屑经不落地系统收集暂存在岩屑暂存罐内，交岩屑处置单位处理，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中要求，可进行综合利用；油基岩屑暂存在岩屑储罐中，交由有危险废物资质单位处置。

（2）机械设备废油、废弃防渗膜

在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油污染土壤环境，因此正常工况不会产生落地油。

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废润滑油、废机油、废弃防渗膜等，委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

（3）施工土石方：施工土方在管线及输电线路杆塔施工结束后全部用于回

填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

(4) 建筑垃圾：主要包括土建工程垃圾、供配电线路建筑材料包装、安装工程的金属废料等，采取有效措施及时收集、清理。采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可送当地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

(1) 含油污泥

该废物属于危险废物，主要是凝析油储罐（700m³，2座）产生的，定期清罐，不在站内暂存，直接委托克拉玛依博达环保科技有限公司拉运处置。

(2) 落地油

气田在钻井、试气、修井、采气及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理。

(3) 废润滑油

井下作业和采气过程中机械设备维修中产生少量废润滑油，回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。

(4) 废弃防渗膜

采气井进行井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油气田使用的防渗膜均可重复利用，对于不可利用的废防渗膜委托具有危险废物运输及处理资质的单位处理。

(5) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次，清管废渣的主要成分为石油类、SS 等，属于危险废物，在作业过程严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集，收集后不暂存，直接委托有危废处置资质单位拉运处置。

(6) 乙二醇废液

天然气处理站停工停产或乙二醇再生装置失效时会产生少量乙二醇废液，属

于危险废物，用乙二醇废液低位罐收集。不在站内暂存，直接委托有资质单位拉运处置。

(7) 生活垃圾

运营期，天然气处理站员工办公生活产生的生活垃圾经站内垃圾箱收集后送至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处理。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

气井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，拟建工程属于II类项目。

根据“2.5.4 土壤环境”小结确定，本项目所处区域属于盐化区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程废水主要为采出水、井下作业废水、拖洗废水和生活污水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏及凝析油储罐破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建工程集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他

建设期	--	--	√	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”。

拟建工程输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此污染影响型选取石油烃作为代表性污染物进行预测，生态影响型价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-2 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

影响型	污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
污染影响型	井场	采气过程发生井喷事故	垂直入渗	石油类	事故工 况
	集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油类	
生态影响型	集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	盐分含量	

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.6.1.1 人为扰动对土壤的影响

气田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.6.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会

对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

5.6.1.3 水土流失影响

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.6.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.2 事故状态下污染影响型土壤环境影响分析

(1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油气田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明：岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验，结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好，龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱，盐土的渗透性非常小；风沙土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，向风沙土内输入石油类物质 100d 后，石油类集中分布在 0~20cm 表层土壤内，0~5cm 土壤截留了约 90% 以上的输入原油，由此可以推断其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm。

根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林，2009）中的实验结果，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。

石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

(2) 集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

本项目对土壤环境可能产生的影响主要为单井采气管线事故状况下破裂造成油品垂直下渗导致土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，收集了《克拉美丽气田滴西 17 井区气藏开发地面建设工程环境影响报告表》中土壤质量现状监测数据，克拉玛依美丽气田已开发多年，且近年来实际生产运行过程均未发生泄漏事故，该项目环境影响报告表在滴西 17 井区布设 4 个监测点，可以说明气田开发对土壤造成的影响，石油烃类监测结果如下：

表 5.6-1 同类项目土壤监测结果一览表（石油烃）（单位 mg/kg）

监测点位置	采样深度	监测值	标准限值	达标情况
滴西 506 井场	0~0.2m	196	4500	达标
DX1704 井场	0~0.2m	90		达标
DX1709 井场	0~0.2m	69		达标
滴 401 井场	0~0.2m	207		达标

由监测结果可知，该气田各土壤监测点特征污染物石油烃含量远低于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值中的限值要求，石油烃最大浓度为 207mg/kg。类比分析可知，气田开发对土壤环境质量影响较小。

根据风险分析可知，本项目风险潜势为I，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

5.6.2.3 事故状态下生态影响型土壤环境影响分析

考虑事故状态下，本次以最不利的集输管线泄漏对土壤环境进行预测分析。集输管线破裂后，采出液进入表层土壤中，集输管线在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在 1 天内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输管道中泄漏的采出液量为 28.15m³。采出液中的氯根在 12701.75mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 1117785.13g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = \frac{n (I_s - L_s - R_s)}{(\rho_b \times A \times D)}$$

式中： ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S ——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1490.71kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 2.27g/kg。预测年份为 0.137a（50 天）。

根据上述计算结果，在 50 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 1.28g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.55g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.6.2.4 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.6-2。

表 5.6-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>				/
	占地规模	(77.45) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	全部污染物	石油烃、盐分含量				
	特征因子	石油烃、盐分含量				
	所属土壤环境影响评价类别	I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> ; d) <input type="checkbox"/> ;				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	0~20cm	
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 分别取样	
现状监测因子	(GB36600-2018)表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值, 共 47 项					
现状评价	评价因子	GB36600-2018 表 1 中的基本项目 (45 项)+pH 值、石油烃				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值				
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 (类比法)				
	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小		生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐化程度加剧		
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2 (井场、天然气处理站)	石油类、土壤盐分含量、pH 值		1 次/5 年	
	信息公开指标					

评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。	

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、开采工程、井下作业、油气集输、油气处理及相应的配套设施建设。除采气井场、天然气处理站、35kV 变电站、道路为永久性占地外，其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

(2) 在开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如井场、天然气处理站、35kV 变电站等）和线状（如集输管线、外输管线、输电线路、道路等）分布，影响范围明确。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.7-1。

表 5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场、天然气处理站、35kV 变电站建设	地表植被破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	杆塔	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被

开发建设阶段		生态环境影响
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——
	外输管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，临时用地可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 污染物排放对生态环境的影响

油气田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油气田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 系统重建

油气田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油气田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，

有利于人类生存环境的改善。

5.7.1.2 生态环境影响因素

生态环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油气田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施等）、油气田内部油气集输管道工程等诸多方面分析生态环境影响因素。

（1）钻井

本项目共新钻 4 口井，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）集输管线、外输管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线 17.65km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（3）地面构筑物的修建

本工程天然气处理站、35kV 变电站、外输首站、外输末站等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.7-2。

表 5.7-2 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
地面构筑物建	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。

工程活动	主要影响
设	2、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

(1) 永久性占地区域

井场、站场、道路等构筑物等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

(2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保持的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 391458.4m²，其中永久占地面积 120655.5m²，临时占地面积 270802.9m²。

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。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道敷设、天然气处理站建设、35kV 变电站建设、道路工程、供配电线路架设是造成植被破坏的主要原因。

(1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油气田开发过程中的占地包括井场、站场、管道、道路、供配电线路等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目位于荒漠地区，占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，植被多为栽培植物、花花柴、芦苇、红皮沙拐枣荒漠等，植被覆盖度约为 40%。在油气田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油气田开发过程中临时占地面积为 270802.9m²，永久占地面积为 120655.5m²，根据黄玖、季劲钧等《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，2006（12）：4156-4163）中提到荒漠植被类型平均总生物量为 0.07kg/m²，在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，项目施工过程预计将造成 8.45t 永久性植被损失和 18.96t 临时性植被损失。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

（2）管线敷设对植被的影响

集输管线、外输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（3）道路工程对植被的影响

本项目新建道路共 7.59km，永久占地面积 31020.5m²，临时占地 9141.9m²，道路建设将对路面的植被全部清理和铲除，地表被各种构筑物或砾石覆盖，将会对植被造成一定的影响。

（4）供配电线路架设对植被的影响

本项目立杆塔 235 根，杆塔基座永久占地 5115m²，临时占地 24961m²，永久占地面积相对较小，相对生物损失量较小，临时占地生物损失量施工完毕后可自然恢复。

（5）人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开

发范围内及边缘区形成次生荒漠化。

5.7.2.3 对野生动物的影响分析

油气田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

(1) 施工期对野生动物的影响

井场、站场构筑物建设、管道敷设、道路建设、架空线路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，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。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油气田开发区域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施工场地等人员活动较多的区域。

(2) 对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠，原始动物类型中有荒漠型动物类群分布，开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

(3) 对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔

离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.7.2.4 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目将建设 17.65km 的管线、102km 架空线路，管线及塔基在设计选线时尽量避开植被长势良好、茂密的区域，同时要求严格控制作业范围，根据管径的大小尽可能少占地。管线施工完成后会造成一定的生境切割现象，但管线敷设均为临时占地，在施工完成后需及时对临时占地进行恢复，为防止区域水土流失，可在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。因此集输管线敷设引发的生境切割现象为暂时性影响，随着区域植被的恢复或人工防风固沙措施的实施而恢复。

本项目开发过程中永久性占地面积为 120655.5m²，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 120655.5m²。对于整个油气田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.7.2.5 生态系统结构、功能完整性和生物多样性

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油气田开发如井场、站场、管线、道路等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为

5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 5.7-3。

表 5.7-3 本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目由于建设井场、天然气处理站、35kV 变电站、各类管线、输电线路及道路，大量机械、运输车辆及人员进入、践踏，这些活动会直接破坏地表植被和土壤结构，导致生境丧失和破碎化。井场、站场及道路的修建会直接切割生境，隔断了生境之间的联系，降低了生境的连通性，形成生境的破碎化。单井采气管线、外输管线为埋地敷设，施工阶段会对生境造成一定影响，施工结束后生境会有所恢复。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积 391458.4m²，其中永久占地 120655.5m²，临时占地 270802.9m²。占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，植被覆盖度为 40%。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.7.3 运营期生态环境影响分析

5.7.3.1 对植被的影响

项目永久占地 120655.5m²，永久占地主要是井场、站场、道路占地。油气田开发后，运营期间采出液均是管输至天然气处理站，减少了来往车辆的运输，降低了扬尘的扩散，对周边植被影响较小。

5.7.3.2 对野生动物的影响

在运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采气井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

5.7.3.3 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

项目开发建设中生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和凝析油、含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未

被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

(2) 突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生事故时，井场和处理站周围 200m~500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

(1) 侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

(2) 侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

(3) 人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油气田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

5.8.2 水土流失影响分析

油气田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、杆塔施工、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.8.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

5.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油气田的开发建设来讲，地面构筑物建设的内容主要包括井场、天然气处理站、35kV 变电站、单井采气管线、架空线路杆塔建设及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.8.2.3 管线建设

油气田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.8.2.4 道路建设

油气田道路建设可能引起水土流失的因素较多，如破坏地表结构、砍伐植被、挖取土方等。带来的环境问题是使具有稳定结皮的地表结构被破坏，使其失去原有稳定性，引发流沙的重新分布。如遇起沙风，地表在没有保护的条件下极易被吹蚀，从而引起水土流失。道路施工期间的水土流失影响主要在于动土引起的风沙影响，风沙影响的范围主要集中于气田区域内。施工期结束后，路面风沙影响

即告结束，但此时路边作业带的影响还将持续几年，呈逐渐衰减趋势。

5.8.2.5 杆塔建设

项目区杆塔塔基等工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧。

5.8.3 小结

在地面工程建设过程中，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.9 土地沙化影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的油气田开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微

弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

(3) 对区域沙化土地的影响分析

本项目施工期井场、天然气处理站、35kV 变电站、集输管线、产品气外输管线、架空线路等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

5.10 运输过程影响分析

5.10.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{V}{5} \right) \left(\frac{W}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{P}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.10-1 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.10-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.10-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 (单位：kg/km·辆)

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871

车速 \ 清洁	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.10-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m~50m 范围。

表 5.10-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

5.10.2 噪声影响

运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB (A) 的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32m 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB (A) 的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.10.3 环境风险影响

本项目凝析油、生产废水（采出水、废洗井水、废洗井液、废压裂液、拖洗废水）要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见 7.5 节）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

③集输管道、天然气外输管道连接处、阀门等处的焊接作业会产生少量焊接烟尘，可采用焊接设备自带的焊接烟尘净化器处理后排放。

(2) 地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线、天然气外输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 2m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟及杆塔塔坑挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水

率)，减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。风速过大时，应停止施工作业。

⑤在施工过程中，作业场地将采取围挡、围护以减少扬尘扩散，围挡、围护对减少扬尘对环境的污染有明显作用，当风速为 2.5m/s 时可使影响距离缩短 40%。在施工现场周围，连续设置不低于 2.5m 高的围挡，并做到坚固美观。

⑥对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布以减少洒落。禁止露天堆放建筑材料，细颗粒散料要入库保存，搬运时轻拿轻放，防止包装袋的破裂。同时，车辆进出、装卸场地时应用水将轮胎冲洗干净；车辆行驶路线应首选外环路，尽量避开居民区和市中心区。

⑦施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

⑧加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

6.1.2.1 无组织非甲烷总烃污染防治措施

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物是油气集输、处理过程无组织排放的烃类气体，挥发性有机物无组织排放控制管理措施如下：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用井口加热工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(3) 加强对密闭管线及密封点的巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境，台账保存期限不少于 3 年，当检测到泄漏时，对泄漏源予以标识并及时修复。

(4) 加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监

测，并准备应急措施。

(5) 设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

(6) 凝析油罐车配套 VCU (油气燃烧装置)，在凝析油罐车顶部插入管道，罐车顶部逸散气体通过管道引入 VCU，VOCs 气体进入 VCU，在防热辐射筒体内进行充分燃烧后排放。

(7) 凝析油储罐采用压力罐，储罐周围设置防火堤，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口 (孔)，除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

(8) 凝析油装车时应采用底部装载，并设气相平衡系统，即液相通过液相罐从储罐采用底部装载的方式进入油罐车，油罐车内的气相则从上部的平衡管进入储罐。储罐与油罐车均为压力设备，不与外环境联通，避免了装载过程中废气的排放。

(9) 场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢浓度不应超过 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述针对无组织烃类物质采取的工艺控制措施和定期检查措施，可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 要求，上述在油田应用广泛，经济可行。

6.1.2.2 食堂油烟污染防治措施

厨房安装使用油烟去除率不低于 75% 的油烟净化器，经净化后的食堂烟气从专用烟道排出。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

(1) 节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井

废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到 40%~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，避免水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，剩余少量液相由钻井队交由专业公司回收处置。

6.2.1.2 施工生产废水

施工生产废水主要为设备冲洗废水，主要污染物为泥砂，石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。

本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷洒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

6.2.1.3 压裂返排液

本项目压裂完成后，压裂返排液进罐收集后由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理，不外排。

6.2.1.4 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

6.2.2 运营期废水防治措施

(1) 采出水、井下作业废水、拖洗废水及排污撬废水经红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

要求后回注油藏，不外排；餐饮废水经隔油池处理后，与生活污水暂存在化粪池内，定期送至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

(2) 按照采气一厂环境保护规定要求，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站处理，对转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

(3) 井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

(4) 井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

(5) 采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输气管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量避免跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.3 地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

6.3.1 源头控制措施

(1) 井区地下水保护措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量

②对集输管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品，集输管道采用地下敷设，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置。

④设备定期检验、维护、保养，定期对采气井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

(2) 天然气处理站地下水保护措施

①源头控制建设单位要大力推行清洁生产，站内管道、设备、污水贮存构筑物要严格施工质量，加强巡检力度，防止跑冒滴漏现象的发生，并注意在生产过程中对废水收集系统的保护，定时对管道接口检查、维修。

②凝析油储罐罐区设置围堰，凝析油储罐周围设置防火堤，对于机、泵基础周边设置废液收集设施，确保泄漏物料可得到有效收集。

6.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区。分区防渗内容可见表 6.3-1。

表6.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称		防治分区	防渗技术要求
井场	钻井柴油罐区、油水罐区、集输管线、岩屑储罐	重点防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或按照 GB16889 执行
天然气处理站	凝析油储罐区、污水罐区、化验室		
井场	井场泥浆不落地设施区、材料房、发电机房	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或按照 GB16889 执行
天然气处理站	工艺装置区、装车区和放空区		
天然气处理站	办公生活区	简单防渗区	一般地面硬化

各分区应根据《石油化工工程防渗工程技术规范》（GB/T 50934-2013）的要求进行防渗处理：

①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

6.3.3 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本工程需布设 3 眼

监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。地下水监测计划详见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
W1	项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD
W2	项目区布设 1 个监测点		
W4	项目区下游布设 1 个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a、预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b、工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c、建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d、按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e、定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

f、气井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

②技术措施

a、气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

b、定期对井场、站场储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c、在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数

据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

6.3.4 应急响应

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的品质。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

(1) 在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

(2) 如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油气田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

(3) 一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

(4) 地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下：

应急预案的日常协调和指挥机构。

各部门在应急预案中的职责和分工。

确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

特重大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水，并依据各井孔出水情况进行调整。

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的气田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机等高噪声设备；

(3) 泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；

(4) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

(5) 少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

(6) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.4.2 运营期噪声防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备。

(2) 对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段，如设置消音设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

(3) 对于噪声强度大的作业（例如压裂作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。

(4) 尽量将发声源集中统一布置。

(5) 切合实际的提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(6) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(7) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

根据噪声预测结果并类比同类型井场界噪声监测，运营期井场场界噪声可达标排放，因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井泥浆污染防治措施

(1) 钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

(2) 水基岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，水基岩屑进罐集中收集后交岩屑处置公司处理，处理后经检测合格可综合利用；油基岩屑进罐集中收集后交由有资质单位处置。

(3) 岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

(4) 对项目产生的钻井岩屑设台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

6.5.1.2 其他固体废物污染防治措施

(1) 施工土方

本项目新建管线及杆塔施工产生的土方在施工结束后回填在管堤上和用于塔基护坡，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

(2) 焊接废渣：在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(3) 废弃防渗膜：施工过程中产生的废弃沾油防渗布属于危险废物，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置，不在项目区贮存。

(4) 机械设备废油：钻井期间使用的机械设备运行过程维护、保养、维修等工作产生的少量废油，由钻井公司委托有资质的单位处置。

(5) 建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，尤其是那些已经建好的工程，如果不是万不得已，最好不要再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

6.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期产生的废弃防渗膜、机械设备废油，属于危险废物，直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量。

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物在固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

④在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑤完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣、乙二醇废液及生活垃圾。

6.5.2.1 固体废物污染防治措施

（1）落地油污染防治措施

①加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地油品回收后直接拉至天然气处理站凝析油稳定系统处置，不在站内暂存。

②地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则

则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

③在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

④加强管理，对井口装置、集输管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或避免“跑、冒、滴、漏”，以及油品泄漏事件的发生。

(2) 含油污泥污染防治措施

①本项目含油污泥主要是凝析油储罐产生的，凝析油储罐罐区设置围堰，罐区按照重点防渗区要求建设防渗设施，定期清罐，不在站内暂存，直接委托克拉玛依博达环保科技有限公司拉运处置。

②运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(3) 废润滑油

运营期产生的废润滑油集中收集后运至天然气处理站凝析油稳定系统处理，不在站内暂存。

(4) 废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜不暂存，委托有资质的单位拉运处置。

(5) 清管废渣

本工程运营期产生清管废渣收集后不暂存，直接委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

(6) 乙二醇废液

乙二醇废液用低位罐收集，不在厂内暂存，及时委托有资质单位拉运处置。

(7) 生活垃圾

天然气处理站员工办公生活产生的生活垃圾经站内垃圾桶收集后定期送至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2.2 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

(1) 落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

(2) 落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

(3) 落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

(4) 产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划，申报危险废物有关资料。

(5) 产生危险废物的单位应当按照实际情况填写记录有关内容，并对内容的真实性、准确性和完整性负责。

(6) 落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记

录有关信息,并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

(7) 落实危险废物经营许可证制度,禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

(8) 落实危险废物转移联单制度,转移危险废物的,应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(9) 产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度;已经取得排污许可证的,执行排污许可管理制度的规定。

(10) 落实环境保护标准制度,按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物,不得将其擅自倾倒处置;禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

(11) 危险废物收集应当按照其特性分类进行。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施,承担危险废物运输的单位应获得交通运输部颁发的危险货物运输资质;危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005年]第9号)、JT617以及JT618执行;运输单位承运危险废物时,应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志;危险废物公路运输时,运输车辆应按GB13392设置车辆标志;危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求:卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性,并配备适当的个人防护装备,装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备;卸载区应配备必要的消防设备和设施,并设置明显的指示标志;危险废物装卸区应设置隔离设施,液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(12) 落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(13) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

(14) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

(15) 对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

(16) 危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

(17) 产生危险废物的单位应建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责，并对危险废物管理台账的真实性、准确性和完整性负法律责任。

(18) 危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.6 土壤污染防治措施

6.6.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染；

(4) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后

通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、天然气处理站、凝析油储罐、集输管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每 5 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.7 生态环境保护措施

对油气田区域内的临时占地和永久占地合理规划，尽量避让植被较多的区域；严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场、站场工程生态保护措施要求

（1）井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

（2）对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

（3）钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（4）施工结束后，做到井场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，恢复原有生态环境，同时结合灌水，经常保持土壤表层湿度，使植物尽快繁殖定居，形成植物群落，促进其按正常演替规律进行发展，形成永久性的植被，以加速生态环境重建。减少地表裸露面积，防止水土流失。迅速恢复被破坏的地表形态，填埋废土坑、平整作业现场、改善

植被更新生长条件,防止局部土地退化。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物,禁止侵扰野生动物栖息地。施工结束后,凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时调整,使之尽快恢复原貌。对于拟永久使用的伴行道以及各平台等,建设完成后,应因地制宜地进行地表原始景观恢复。加强管理工作,严禁车辆和人员践踏、碾压,车辆要严格行驶在已建的道路上。

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油气田区域内的临时性占地(管线埋设)合理规划,严格控制临时占地面积,在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

(2) 管道施工作业带应严格控制在规定范围以内,不应随意扩大,单井采气管线施工作业带宽度控制在 15m,外输管线施工作业带宽度控制在 12m,开挖的土方堆放在施工作业带范围内,不单独设置临时堆土场,架空线路临时施工作业带宽度控制在 4m,当遇到植被密集区域,可将机械施工改为人工施工,减少施工作业宽度,降低对区域植被的影响。

(3) 管沟、塔基开挖,尽可能做到土壤的分层堆放,分类回填,特别是表层土壤应分层堆放,在施工完毕后回铺于地表,减轻对土壤的破坏,以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地,根据管径的大小尽可能少占地。

(4) 根据地形条件,尽量按地形走向、起伏施工,减少挖填作业量。

(5) 管线敷设力求线路顺直,缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上,减少扰动土地。

(6) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置,应均匀分散在管线中心两侧,并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡,不得形成汇水区域,防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时,若有积水的可能,需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道,应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡,回填土与周围地表坡向保持一致,严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(7) 施工中要做到分段施工,随挖、随运、随铺、随压,不留疏松地面,提高施工效率,尽可能缩短施工工期。

6.7.1.3 道路工程生态保护措施

(1) 无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建井场道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域。

(3) 严禁在道路两侧取弃土。

(4) 天然气处理站和 35kV 变电站路面结构为水泥混凝土路面，采用商品混凝土和成品预制材料。

6.7.1.4 杆塔基建设工程生态保护措施

(1) 施工时应在工期安排上合理有序，先设置围栏措施，后进行工程建设，尽量减少对地表和植被的破坏，除施工必须不得不铲除或碾压植被外，不允许以其他任何理由铲除植被，以减少对生态环境的破坏。

(2) 杆塔基开挖时要将表层熟土分装在编织袋内，堆放在临时堆土场的周围，用于施工结束后基坑回填，临时堆土采取四周拦挡、上铺下盖的措施，回填后及时整平。施工中要严格控制临时占地，减少破坏原地貌、植被的面积。

(3) 基坑开挖尽量保持坑壁成型完好，并做好临时堆土的挡护及苫盖，基础坑开挖好后应尽快浇筑混凝土。

(4) 严格控制施工范围，应尽量控制作业面，施工后期对临时占地进行恢复，宜林宜草地段采取土地整治种草恢复植被。

(5) 在塔基基础及杆塔等施工完毕后，应按设计要求立即对塔基基础周边开挖部分进行覆土，并进行平整夯实，以减少水土流失；对施工扰动区地表进行平整，必要时进行喷水增湿，以便自然植被的生长恢复。

6.7.1.5 对荒漠植物保护措施要求

经调查，项目区域地表主要为荒漠植被，整个区域植被覆盖度在 40%，视地貌部位变化而异。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

①避让：设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，项目采气井口及井场、天然气处理站、管线、道路及供配电杆塔尽量避让植被，管

线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地，对破坏的区域开采结束后进行恢复。

②减缓：严格遵守油气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，运输车辆应结合植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用管线等施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

③补偿：本项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

④恢复与重建：施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行占地范围内的植被恢复。

⑤强化风险意识：确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物收集，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

6.7.1.6 对水浇地的生态保护措施

对于水浇地的生态保护要求如下：

(1) 要尽量避开农作物生长季节，以减少农业生产的损失。

(2) 要注意对熟化土壤的保护和利用：在施工前，首先要把表层的熟化土壤尽可能地推到合适的地方并集中起来；待施工结束后，再施用到要进行植被建设的地段，使其得到充分、有效的利用。

(3) 施工完毕后，作好现场清理、恢复工作，包括田埂、农田水利设施等。

(4) 管线两侧 5m 范围内禁止种植深根植物。

(5) 管线破坏的田坎，为保护坡面，防止风蚀，根据当地立地条件选择两种草种进行混播。

6.7.1.7 野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

对于野生动物的生态保护要求如下：

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

(4) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

(5) 建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家、自治区重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

6.7.1.8 开展生态环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.9 其他生态保护措施要求

(1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训。

(2) 严禁施工人员进行非油气生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(3) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

(4) 施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被的自然恢复。

(5) 根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》对生态保护要求如下：

①生态防护：石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染；

②生态恢复及补偿：工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任。石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。石油、天然气开发环境保护工作，实行全面规划、保护优先、预防为主、污染防治与生态保护相结合的方针，坚持谁开发谁保护，谁受益谁补偿，谁破坏谁恢复，谁污染谁治理的原则。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场、站场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油气田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油气田区及油气田道路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

(1) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

(2) 在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

(3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

(4) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

通过上述处理方法，油气田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

(1) 扬沙污染防治措施

油气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

(2) 固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些

废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

(3) 及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

(4) 确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

(5) 井场地表恢复

临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

(6) 加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的植被有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到植被应进行避让。加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.8 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的40%以上，其中生产阶段的排放占20%，使用阶段的排放占80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

(1) 绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生

产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS 等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以 20 年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的 86 倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的 15% 温室气体减排量当中，超过 60% 来自甲烷减排，剩下 40% 来自二氧化碳减排；其中上游采气减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。



图 6.8-1 碳排放路径示意图

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决 70%的甲烷逃逸, 但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采气操作的打扰, 甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括:

1) 更换高排放器件: 通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节, 可贡献甲烷总减排量的 30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2) 安装排放控制装置: 通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制, 从而减少甲烷排放, 占甲烷总减排量的 7%。然而排放控制设备 (尤其是汽油油气回收系统) 质量的不可靠, 以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外, 火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳, 一定程度上还产生了温室气体。

3) 其他新兴技术: 如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等, 占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过 90%的陆上油田已通过电网来为采气设备供电,采气操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计,并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作,主要以联合站为中心的生产油区为单元,用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

6.9 生态恢复方案

6.9.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)的相关要求,本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

(1) 禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

(2) 油气藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求,采取有效预防和保护措施,避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

(3) 坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则,将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

6.9.2 生态环境分区恢复治理

6.9.2.1 井场生态恢复治理

(1) 井场生态恢复治理范围

本项目部署 12 口井(4 口新钻井,1 口评价井转生产井,7 口已实施井)。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期,对井场等永久占地范围内的地表进行硬化,以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工共计 4950m² 的临时占地内的土地进行平整，实施砾石覆盖等措施。

1) 施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡。

2) 钻井结束后治理措施

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，减缓水土流失，对抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水窜层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意图 6.9-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

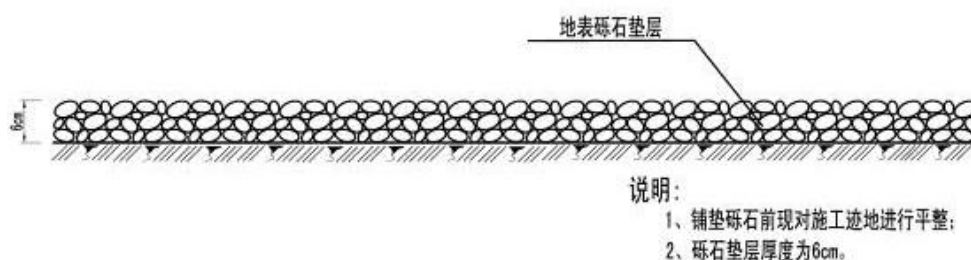


图 6.9-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.9.2.2 站场生态恢复治理

本项目新建 1 座天然气处理站、1 座 35kV 变电站、1 座外输首站、1 座外输末站，工程施工结束后，应对井场等施工共计 4950m² 的临时占地内的土地进行平整，实施砾石覆盖等措施。

6.9.2.3 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类集输管线、外输管线，共计临时占地 231750m²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

集输管道施工作业带宽度控制在 15m 范围内，外输管道施工作业带宽度控制在 12m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

6.9.2.4 道路生态恢复治理

(1) 道路生态恢复治理范围

本项目共修建道路 7.59km，临时占地 9141.9m²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。

工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对 9141.9m²临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

②植被恢复措施

工程施工结束后应采用能适应项目区自然条件的种类进行恢复，如猪毛菜属、驼绒藜等原生草本植物进行植被恢复；涉及农用地的部分管线（临时占地 132000m²）及时清理施工迹地，将所占农田归还给农户，进行复垦。各项清退工作完成后，应向生态环境主管部门提出验收申请，按规定完成退役工程的验收。

(3) 植被恢复要求

植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.9.2.5 植被恢复方案

项目位于荒漠地区，占地类型为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地，植被多为栽培植物、花花柴、芦苇、红皮沙拐枣荒漠等，本项目应在施工期结束后，对临时占地范围内的植被进行恢复，植被类型应根据原有占地类型内的植被进行恢复，并与周边自然景观协调。

6.9.2.6 闭井期生态保护恢复与重建措施

油气田闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①闭井期气井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采气设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采气设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油气田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭气井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦工程措施。

(2) 站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，防止引发大量水土流失。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.9.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油气田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建

设、运营期及退役期。

6.10 水土保持方案

井场、站场、道路、管线等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格按照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.10.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.10.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保

(2019) 4 号)，项目区不属于新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区。

6.10.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于克拉玛依市管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、站场、管线区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.10.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

(1) 井场、站场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目井口及井场、及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，本项目不占用国家及自治区保护植物。严格控制作业面积，采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(2) 管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表

层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。对管线敷设过程中产生的临时土方，采用防尘布（或网）进行苫盖。

（3）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为梭梭、盐穗木、盐爪爪等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

（6）水土保持管理措施

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6.11 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.11.1 防治目标

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及的区域植被覆盖度较高。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.11.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。

（1）大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

（2）施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

(3) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

(4) 对采气井场进行砾石铺垫、地面硬化等措施铺垫。

(5) 加强对野生植物的保护、运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

(6) 优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。

(7) 管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

6.12 防洪措施

防洪标准：项目内防洪工程设计标准按 100 年一遇洪水重现期设计。

防洪措施：在项目占地范围内设置符合规定的挡水墙，并与项目区域进行联动，设置防洪渠道，不得影响整个区域的行洪通道。

6.13 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目总投资 32874.78 万元，环保投资约 1009.2 万元，占总投资的 3.07%。本工程环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	站场、管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	25
	柴油发电机燃油燃烧废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	10
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	10
	钻井液、钻井固废、井控装置	回收罐若干	
不落地处理系统			120
岩屑储罐围堰、防渗措施			15
危险废物委托有资质的单位处置			25

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
		钻井防喷器、放喷管线、放喷池等安全措施	97.2
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	5
	防沙治沙措施	施工结束后,对施工迹地清理并平整压实,井场永久占地范围内地表水泥或砂石硬化处理,必要时采取防风固沙工程	50
	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	30
运营期	无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	20
	凝析油装车阶段	VCU 处理装置	380
	食堂油烟	油烟净化器设施	5
	其他废物(含油污泥、废弃防渗膜、清管废渣、乙二醇废液)	定期委托有资质单位处理处置	30
	落地原油、废润滑油	回收罐若干,带罐作业,100%回收,运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理	0(依托)
	生活垃圾	定期委托克拉玛依生活垃圾填埋场处置	20
	井下作业废水、废压裂液、废洗井液、采出水、拖洗废水、外输末站排污撬废水	回收罐若干	2
		由罐车送至红山嘴油田原油处理站处理	20
	生活污水、餐饮废水	定期委托克拉玛依市第二污水处理厂处理	20
井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	10	
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	20
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	10
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	50
环境管理	环境监理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况,确保各项污染防治措施有效实施	30
合计			1009.2

6.14 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设,除对国民经济的发展起着促进作用外,同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素,最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进,又互相制约,必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来,对环境保护和经济发展进行协调,实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益,可以提高油气田开发的社会效益,但是任何一种开发或生产活动和行为,都不可避免地会对环境(资源)产生一定的影响,特别是与油气开发相关的建设工程,在忽视环境保护的情况下,所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的,环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失,该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施,投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

6.14.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用,能够带动一批相关工业、第三产业的发展,给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是积极支持西部大开发、支持新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会,增加部分人员收入,提高当地 GDP,提高当地税收有着显著积极的作用。因此,本项目具有良好的社会效益。

6.14.2 环境经济损益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在:工程占地造成的环境损失;突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为井场、管线及道路等工程占地,对生态环境的影响包括破坏原有地表构造,使地表裸露,加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后,对生态环境的影响是可以接受的。

本项目开发建设工程施工期短,施工“三废”和噪声影响较小。在初期的 3~5 年内,植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后,这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染,会随着施工期的结束而消失。因此,在正常情况下,基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下,将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响,引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故,将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同,对环境造成的损失也不同,损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

6.14.3 环境经济损益分析结论

综上所述,项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、天然气处理站建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，针对建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可控。

7.1 评价依据

7.1.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目涉及的危险物质主要有天然气、凝析油、柴油、以及火灾爆炸事故次生污染物 SO₂、CO 等，可能存在的风险单元包括钻采井场、集输管线、天然气处理站、天然气外输管线等。

（1）井场

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的油品覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。此外，钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

（2）集输管线

集输管线发生泄漏事故后，泄漏油品进入土壤，会对土壤、植被造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

（3）天然气处理站

新建天然气处理站内新增设备因设备本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为设备破裂造成的天然气、凝析油泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

(4) 天然气外输管线

天然气外输管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管道破裂，导致气体泄漏，会对泄漏点周边大气环境造成影响。

7.1.2 环境敏感目标调查

本工程东侧约分布有玛纳斯河，最近距离为 95 米（ZJHW215 井、ZJHW216 井东距玛纳斯河分流 95 米，天然气处理站东距玛纳斯河分流 740 米），水质类别为Ⅲ类。地表水环境风险评价范围图见 7.1-1。

7.2 风险潜势初判及评价等级

(1) Q 值的确定

项目涉及的主要危险物质为天然气、凝析油。风险单元为井场储罐、单井采气管线、天然气处理站、天然气外输管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目 Q 的确定见表 7.2-1。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 q_n/t	临界量 Q_n/t	Q 值	风险潜势等级
----	------	--------	-----------------	-------------	-----	--------

1	井场储罐	柴油	16.7	2500	0.0067	I
2	ZJHW213 采出液储罐	凝析油	143.91	2500	0.058	
3	采气管线	凝析油	22.5	2500	0.009	
		天然气	0.017	10	0.0017	
4	天然气处 理站露点 控制装置	天然气	0.013	10	0.0013	
5	天然气处 理站凝析 油稳定装 置	凝析油	1022	2500	0.4088	
4	外输管线	天然气	0.635	10	0.0635	
合计			-	-	0.549	-

注：①ZJHW213 井采出液储罐总体积 180m³，凝析油密度为 0.7995t/m³，则计算 ZJHW213 采出液储罐储存最大量为 143.91t；

②天然气密度按照 0.6008kg/m³ 计，凝析油密度按照 0.7995t/m³ 计，65mm 单井管线长度 4.9km，114mm 单井管线长度 700m，76mm 单井管线长度 1050m，则管线容积分别为 16.25m³、7.14m³、4.76m³，则计算可得单井管线中天然气在线量为 0.017t，凝析油在线量为 22.5t；

③井场来液经气液分离器分离后，天然气进露点控制装置处理，本次天然气处理站天然气在线量按进露点控制装置的第一个装置预冷换热撬的容积计算，预冷换热撬容积为 22.1m³，天然气密度按照 0.6008kg/m³ 计，则天然气处理站露点控制装置天然气在线量为

④天然气处理站设置 2 个 700m³ 凝析油储罐，则总体积为 1400m³，根据方案，处理后的凝析油密度为 0.730t/m³，则计算出天然气处理站凝析油在线量为 1022t；

⑤天然气密度按照 0.6008kg/m³ 计，350mm 产品天然气外输管线长度 11km，则管线容积为 1057.78m³，则计算可得产品天然气外输管线中天然气在线量为 0.635t。

综上，本项目 Q=0.549<1，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

(2) 评价工作等级划分

本项目环境风险潜势综合等级为 I，评价工作等级判定为简单分析。

表 5.2-2 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本项目钻井、完井、采气、油气集输、油气处理、产品天然气外输等生产过

程中所涉及的危险物质主要有天然气、凝析油、柴油以及火灾爆炸事故次生污染物 SO₂、CO 等。

(1) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气还有少量二氧化碳、氮气等气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

表 7.3-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 【环境危害】对环境有害。 【燃爆危险】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>【皮肤接触】如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38°C~42°C 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。 【有害燃烧产物】一氧化碳。 【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用</p>			

	防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应具备有泄漏应急处理设备。			
操作处置与储存	【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	【工程控制】生产过程密闭，全面通风。 【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 【身体防护】穿防静电工作服。 【手防护】戴一般作业防护手套。 【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-161.4℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LD ₅₀ ：无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区			

和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

(2) 凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C ₅ 至 C ₁₁₊ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20°C-200°C 之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。吸

	<p>入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医。</p> <p>【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>
--	--

(3) 柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井过程，使用比较分散，其主要理化性质见表 7.3-3。

表 7.3-3 柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	柴油
	化学品英文名称	Diesel oil
危险特性	<p>【健康危害】皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃，具刺激性。</p>	
急救措施	<p>【皮肤接触】立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p> <p>【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>【食入】尽快彻底洗胃。就医。</p>	
消防措施	<p>【危险特性】遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p> <p>【有害燃烧产物】一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>【灭火方法】用消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p>	
泄漏应急处置	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处置人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收</p>	

	集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
操作处置与 储存	<p>【操作注意事项】密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。充装要控制流速，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制/个 体防护	<p>【工程控制】密闭操作，注意通风。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。</p> <p>【眼睛防护】戴化学安全防护眼镜。</p> <p>【身体防护】穿一般作业防护服。</p> <p>【手防护】戴橡胶耐油手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
理化特性	外观与性 状	稍有粘性的棕色液体	沸点	282-338°C
	闪点	38°C	熔点	-18°C
	密度	相对密度(水=1):0.87-0.9	主要用途	用作柴油机燃料
稳定性和反 应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。			
毒理学资料	LC ₅₀ : 无资料。 LD ₅₀ : 无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境。对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统。对海藻应给予特别注意。			
废弃处置	【废弃处置方法】处置前应参阅国家和地方有关法规。建议用焚烧法处置。			
运输信息	<p>【运输注意事项】运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。</p>			

(4) CO

凝析油、天然气等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 7.3-4。

表 7.3-4 一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	一氧化碳
	化学品英文名称	Carbon monoxide
危险特性	<p>【健康危害】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃。</p>	
急救措施	<p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。</p>	
消防措施	<p>【危险特性】是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。二氧化碳。</p> <p>【有害燃烧产物】二氧化碳。</p> <p>【灭火方法】切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>	
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>	
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>	
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。生产生活用气必须分路。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。</p>	

	紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。 【眼睛防护】 一般不需特殊防护。 【身体防护】 穿防静电工作服。 【手防护】 戴一般作业防护手套。 【其他防护】 工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无臭气体	沸点	-191.4℃
	闪点	<-5038℃	熔点	-199.1℃
	密度	相对密度（水=1）：0.79 相对蒸汽密度（空气=1）：0.97	主要用途	用作柴油机燃料
	临界温度	-140.2℃	临界压力	3.5MPa
	引燃温度	610℃	爆炸上限	74.2（V/V）
	爆炸下限	12.5（V/V）	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂
	主要用途	主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的还原剂		
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。			
毒理学资料	LC ₅₀ ：2069mg/m ³ ，4 小时（大鼠吸入）。 LD ₅₀ ：无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】 该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃处置方法】 用焚烧法处置。			
运输信息	【运输注意事项】 采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

(5) SO₂

凝析油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO₂，其主要理化性质及危险特性见表 7.3-5。

表 7.3-5 二氧化硫理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	二氧化硫
	化学品英文名称	Sulfur dioxide
危险特性	【健康危害】 易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。	

	<p>急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。</p> <p>【环境危害】对大气可造成严重污染。</p> <p>【燃爆危险】本品不燃，有毒，具强刺激性。</p>			
急救措施	<p>【皮肤接触】立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。</p> <p>【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p>			
消防措施	<p>【危险特性】不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p> <p>【有害燃烧产物】氧化硫。</p> <p>【灭火方法】本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。</p>			
泄漏应急处理	<p>【应急处理】迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捉捕器使气体通过次氨酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。。</p>			
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿聚乙烯防毒服，戴橡胶手套。远离易燃、可燃物。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备泄漏应急处理设备。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与易（可）燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。</p> <p>【眼睛防护】呼吸系统防护中已做防护。</p> <p>【身体防护】穿聚乙烯防毒服。</p> <p>【手防护】戴橡胶手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。</p>			
理化特性	外观与性状	无色气体，特臭	饱和蒸气压	338.42kPa（21.1℃）

	沸点	-10°C	熔点	-75.5°C
	密度	相对密度（水=1）：1.43 相对蒸汽密度（空气=1）： 2.26	主要用途	用作柴油机燃料
	临界温度	157.8°C	临界压力	7.87MPa
	溶解性	溶于水、乙醇	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等
稳定性和反应活性	禁配物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。			
毒理学资料	LC ₅₀ : 6600mg/m ³ , 1 小时（大鼠吸入）。 LD ₅₀ : 无资料。 家兔经眼：6ppm/4 小时/32 天，轻度刺激。			
生态学资料	【其他有害作用】该物质可严重污染大气，由其形成的酸雨对植物的危害尤为严重。			
废弃处置	【废弃处置方法】把废气通入纯碱溶液中，家次氯酸钙中和，然后用水冲入废水系统。			
运输信息	【包装方式】钢质气瓶；安瓿瓶外普通木箱。 【运输注意事项】本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用刚瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与易燃物或可燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

7.3.2 全过程生产系统危险性识别

根据钻井、完井、采气、油气集输、油气处理、天然气外输等工艺过程和储运设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、集输管线、天然气处理站、外输管线等几个功能单元，分述如下：

(1) 井场

①施工期

本项目新钻 4 口井，在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，刚喷出的物质主要为水砂混合物，如未及时发现处理，后续会喷出油水混合物，烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆

炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，对周围环境造成影响。井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大。若采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、天然气和凝析油物质喷出，损害周围生态环境。

井漏事故风险：钻井期若施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发油气上窜造成地下水污染等。

项目建设期井场设置柴油储罐、钻井液储罐等罐体，由于储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的凝析油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、SO₂、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的凝析油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

(2) 集输管线、外输管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程集油和注水管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患：这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺

陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成褶皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

（3）天然气处理站

本项目新建 1 座天然气处理站，发生的事故可能有罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误等造成天然气和凝析油泄漏，泄漏的凝析油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

（1）环境风险类型

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

①火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

②爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

③挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，凝析油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃

易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

④其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

（2）危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

①集输管线发生泄漏事故，泄漏的采出液进入土壤，并通过包气带下渗进入地下水，从而对土壤、地下水环境造成不利影响；

②集输管线、外输管线发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响；

③天然气处理站发生泄漏事故，泄漏的凝析油进入土壤，并通过包气带下渗进入地下水，从而对土壤、地下水环境造成不利影响；

④天然气处理站发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响；

⑤井场发生井喷事故对周围空气、土壤等产生的不利影响；

⑥井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。

7.4 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生油品泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

7.4.1 凝析油泄漏对环境的影响分析

凝析油泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染

地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：盐土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏油品。因此，即使发生管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

7.4.2 集输管线、外输管线泄漏对环境的影响分析

管线泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

(3) 对大气的影晌

集输管线和外输管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死亡。天然气及凝析油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7.4.3 井喷对环境的影响分析

(1) 对土壤的影响分析

井喷是油气田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量油品覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤。若发生井喷事故，污染土壤应及时收集，

委托有危废处置资质单位处理。采取以上措施后，井喷对土壤的影响较小。

(2) 对水环境影响分析

①对地表水的影响分析

采出液或含油污水泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体（洪水期）；另一种是采出液或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

据有关资料表明，以石油类为主的采出液和含油污水进入地表水体后，将产生如下危害：薄层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取；在缺氧条件下，能引起某些生物死亡率的增加。以石油类为主要污染物的污染源进入水体后，可造成水中生物的大群死亡；采出液或含油污水污染地表水，致使水中多环芳烃浓度超过 0.03—0.1 $\mu\text{g}/\text{L}$ 时，则对人、水体中的动物有敏感致癌作用。

正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，不会漫流至地表水体（玛纳斯河分流）内，不会对地表水体产生污染。

事故状况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，根据《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，影响范围及影响程度较大。本项目最近井场 ZJHW215 井、ZJHW216 井东距玛纳斯河分流 95m。

本次环评要求在 ZJHW215 井、ZJHW216 井发生井喷事故时，结合环境保护目标情况，在事故井的东侧设置围油栏，并配套使用吸油毡和砂土对泄漏的物料进行收集处理，截断东侧漫流至地表水体（玛纳斯河分流）的路径。并在设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

综上，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地表水的影响极小。

②对地下水的影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要 1~2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影

响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(3) 对植被的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，井场周围半径 300m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；油品进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、防止井喷事故风险发生。

7.4.4 储罐泄漏对环境的影响分析

(1) 对大气环境影响分析

柴油储罐发生泄漏后，油类物质进入环境空气，其中非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

(2) 对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响项目区植被的生长，并可影响局部的生态环境。

储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入油类物质，泄漏的油类物质进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

钻井期井场采取分区防渗措施，各储罐采用钢质材料，同时在储罐与地表接

触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐位于室内，一旦发生泄漏，可及时清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

(3) 对地下水环境影响分析

储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。

项目施工期单井井场施工期柴油最大储量为 16.7t，作为停电应急备用电源燃料，柴油采用专用清洁储罐储存，储罐采用钢制材质且密封性较好；柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施，柴油储罐底部与室内地面接触处再次铺设防渗膜，防止发生泄漏污染地表；如柴油罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

7.4.5 井漏事故对环境的影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.4.7 运输风险对环境的影响分析

本项目运营期井下作业废水、采出水、拖洗废水及排污撬废水由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站，项目钻井期使用的柴油燃料采用柴油罐车拉运至井场，运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生泄漏事故的风险。事故发生时罐车内液体溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

7.5 环境风险防范措施

7.5.1 钻井风险防范措施

(1) 建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管

理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》（Q/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY 08053-2017）的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组和环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）在井场右侧设置 1 条放喷管线，要加强对放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（4）本项目钻井液为水基钻井液、油基钻井液，施工期泥浆池位于井场泥浆不落地设施区，该区按照一般防渗要求铺设等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，防止泄漏事故发生污染土壤、地下水环境。

（5）井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，放喷池需按要求铺设等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的防渗膜，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理。

（6）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

7.5.2 井下作业风险防范措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，降低井喷发生的可能性。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，油品落地污染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

7.5.3 井场事故风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(2) 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。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生油品泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(6) 在柴油储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

7.5.4 井喷预防措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

(1) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

(2) 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。

(3) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

(4) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

(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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.5 油气集输、天然气外输管线事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①集输管线、外输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在集输管线、外输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处、穿越铁路套管及泄洪区套管的焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性。

④建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

⑥严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①严格控制油品质量，定期清管。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，避免火灾的发生。

⑧管线刺漏防范措施。输气管线采用复合高压输送管，并进行防腐。定期对管线进行壁厚检测，制作壁厚趋势图，计算管线腐蚀速率进而全面掌握管线腐蚀情况。如出现管线刺漏情况，及时关井、关闭管线截断阀进行抢修。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制定出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

7.5.7 天然气处理站事故风险防范措施

为了消除事故隐患，针对各装置可能发生的各种事故风险因素，建设单位在总体布局、工艺设计、设备选型、施工单位选择、监督管理等方面，采取了大量行之有效的防范措施，具体如下：

①撬装装置平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑设计防火规范》（GB55037-2022）中的有关规定，平面布置力求紧凑，建、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。

②选用质量、防腐措施合格的储罐。安装过程中焊接要经过 100%的探伤，安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。压力容器的设计，建筑材料的选择，防雷、防静电、防爆等设计严格执行《油气田建设防火规范》及有关技术规范；压力容器在投用前，必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验；凝析油储罐罐区设置围堰，罐区按照重点防渗区要求建设防渗设施，即使发生泄漏事故也能将事故影响降低到最小。

③罐区设置火灾自动监测和火灾报警系统，并设置火灾自动灭火设施。加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。施工期间严格按章操作，凝析油、柴油装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

④在特殊岗位采取了隔离、通风、检测等措施，并配备必要的防护用品。在易燃易爆场所设有效的通风设施，并设置可燃气体浓度检测和报警设施。

⑤明确了各要害部位、重点岗位的管理责任，建立了一整套安全生产管理规定、安全生产操作规程和各种设备的运行操作规范，定期进行安全生产检查，并对查出问题认真整改，做好整改记录，通过加强安全管理消灭事故隐患。

⑥重视职工的专业技能培训，培训内容包括安全环保新增规定宣传、环保统计系统培训、压力容器管理系统培训、安全评价培训和安全生产法宣传等。

⑦作业场所均设置安全警示标志，设备和管道涂刷安全色。对高温管线进行隔热处理。

⑧本工程需根据《石油天然气作业场所劳动防护用品配备要求》（SY/T6524-2017）、《生产作业现场应急物资配备选用指南》Q/SY136-2012 配备应急及个人防护用品。

7.5.6 ZJHW213 井采出液储罐事故风险防范措施

(1) 储罐区平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离。

(2) 在储罐区严格用火管理；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 储罐应进行防腐，焊接要经过 100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础。

(4) 加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 根据《建筑设计防火规范》《化工装置设备布置设计技术规定》等要求，油品储罐区设置 50cm 高围堰，围堰规格为 40.3m×14m，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

(6) 站场内的油罐区、装卸区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(7) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

(8) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(9) 在可能发生油品泄漏的场所应按照规定设置可燃可燃气体报警装置，以便及时发现事故隐患。

(10) 优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

7.5.7 罐车运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012)相关要求，由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发

现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

7.5.8 危险废物运输风险防范措施

本项目危险废物交由第三方有危险废物运输和处置资质的单位进行运输和处置。

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- ①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- ②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。
- ③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- ④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。
- ⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- ⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。
- ⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时,发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害,及时通报给附近的单位和居民,并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告,接受调查处理。

7.5.9 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、管理三部门通力合作,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。

7.6 风险事故应急处理措施

7.6.1 火灾、爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后,岗位人员报火警(119),并及时向生产调度报告,生产调度报告应急小组指挥部领导,并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

(7) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

7.6.2 突发有毒气体扩散事件的处理

(1) 采取有效措施，尽快切断污染源。

(2) 迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

(3) 布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、气压、风向、风力等）。

(4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

(5) 对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

7.6.3 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

(2) 受灾群众的安全防护

(3) 协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

7.6.4 油气泄漏应急措施

(1) 管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的原油漫流。汇集在堤内的地表油，用罐车及时收集拉运至天然气处理站凝析油稳定系统处理，将受污染的土壤委托有相应处置资质单位进行处理。

(2) 发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

(3) 泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

(4) 若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

(5) 事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

(6) 严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

7.6.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

7.6.6 运输风险防范措施

项目运营单位应配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。车辆在采

出液装卸过程中应安装隔热和熄灭火星装置，并配装导静电橡胶拖地带装置。行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。行车途中应勤检查，若有油品泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至有相应处置资质单位处置。

7.7 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

中国石油新疆油田分公司采气一厂全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格

序号	检查项目	现有状态
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

7.7.1 消防设施及安全管理

(1) 消防设施

采气井场不设消防水设施。本项目的输送系统为管输方式，易燃易爆和可燃物料在操作条件下置于管道中，各个连接处采用密封措施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015），采气井场属于五级站场，站场可不设置消防给水设施，初期火灾，由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救即可满足要求。

本项目新建天然气站场为三级站场，设置消防给水系统，并配备一定数量的移动式灭火器材。罐区采用移动式消防冷却水系统及移动式泡沫灭火系统，装置区及辅助生产用房设室外消火栓给水方式。

(2) 消防安全管理

中国石油新疆油田分公司采气一厂有较健全的消防安全制度和操作规程，设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

7.7.2 安全生产管理

中国石油新疆油田分公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，中国石油新疆油田分公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

7.8 突发环境事件应急预案

本项目投产后归属采气一厂管辖。中国石油新疆油田分公司采气一厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得第八师生态环境局的备案，备案编号为660800-2023-004-M。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司中国采气一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程应急预案应急处置措施如下：

7.8.1 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.8.2 管道泄漏处置

(1) 输气管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输气管道泄漏的围控、处置；

- ⑤集输管道泄漏凝析油回收并妥善处理；
- ⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

(2) 管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

(3) 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

(4) 井喷失控

①伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b.监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

c.现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

d.条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

②引发火灾、爆炸时

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

b.井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

c.依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

③遇险人员应急撤离条件

a.井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

b.空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

c.由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

d.由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.8.3 天然气处理站泄漏处置

（1）站场设备泄漏

①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

(2) 伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、H₂S 报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

(3) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.9 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为集输管线、外输管线和储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 7.9-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整地面工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区			
地理坐标	经度	85°11'34.702"	纬度	45°11'1.384"
主要危险物质及分布	天然气、凝析油			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	天然气、凝析油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影 响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范 措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展， 将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境 受到污染。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。				

表 7.9-2 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。					
风险 调查	危险物质	名称	天然气	凝析油	柴油		
		存在总量	0.652t	1044.5t	16.7t		
	环境敏感 性	大气	500m 范围内人口数 <u>5</u> 人		5km 范围内人口数 <u>1000</u> 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） <u>5</u> 人				
		地表水	地表水功能敏感 性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input checked="" type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分 级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input checked="" type="checkbox"/>	
	地下水	地下水功能敏感 性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input checked="" type="checkbox"/>		
		包气带防污性 能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input checked="" type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>		
	物质及工艺系统 危险性		Q 值	Q < 1 <input checked="" type="checkbox"/>	1 ≤ Q < 10 <input type="checkbox"/>	10 ≤ Q < 100 <input type="checkbox"/>	Q > 100 <input type="checkbox"/>
			M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>
P 值			P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境敏感程度		大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
		地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>		
		地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势		IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险 识别	物质危险 性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险 类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			

	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水口	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input checked="" type="checkbox"/>	经验估算法口	其他估算法口
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB 口	AFTOX 口	其他口
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__/_m		
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__/_m				
	地表水	最近环境敏感目标__/_，到达时间__h			
	地下水	下游厂区边界到达时间__d			
最近环境敏感目标__，到达时间__d					
重点风险防范措施		详见 7.5 节			
评价结论与建议		项目正常运行下，不会有环境风险事故发生，环境风险事故发生均由管理制度不健全、生产管理疏忽等因素产生，运行中落实风险防范措施，完善风险管理制度和管理机构人员，项目环境风险可以接受。			

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

本项目的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作由新疆油田分公司采气一厂完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。采气一厂基层单位至少设一名专职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系,对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制,明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人,并规定了应负的法律责任和行政责任,其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责,初步形成了领导负责,部门参加,环境保护部门监督管理,分工合作,各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

(1) 日常环境管理

① 搞好环境监测,掌握污染现状

定时定点监测井场环境,以便及时掌握环境状况的第一手资料,促进环境管理的深入和污染治理的落实,消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“达标排放”的原则,在生产过程中,气田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理,以加强管理作为控制手段,减轻对周围环境产生的污染。

② 加强环保设备的管理

建立环保设备台账,制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理,建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③ 落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外,尚需狠抓制度的落实,制定环保经济责任考核制度,以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配,应明确机构,有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 环境污染事故的预防与管理

① 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护,掌握事故隐患的发展状态,积极采取有效措施,防止事故发生。对各类重大事故隐患,应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的,要通过技术改造或治理,尽快消除事故隐患,防止事故发生;对目前消除事故隐患有困难的,应从管理和技术两方面对其

采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		植被	保护荒漠灌丛植被，收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		防沙治沙、水土保持	主体工程与水保措施和防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		重点区段	项目采气井口及井场、集输管线、外输关系尽量避免，减少占用、破坏植物		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量，避免水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑、泥浆按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	运营期	生态保护	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复；培训巡线人员相关的水土保持知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石		
污染防治		废水	对污水收集设施进行定期维护		
		废气	对机械设备、管线定期检测、维护；对大气环境进行定期监测		
		固体废物	不在项目区贮存，委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
事故风险	制定事故应急预案，对重大隐患能够快速做出反应并及时处理				
退役期	生态恢复	做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	建设单位	所在行政区生态环境主管部门	
	污染	在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天			

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位
	防治	气，避免对周围空气环境造成污染		
	废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
	噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

(1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

(2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

(3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

(4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与克拉玛依市环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

(5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线敷设	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.3.2 运营期环境管理

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，气田采出水回注油藏，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，

向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4) 加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.3.3 开发后期管理

根据油气田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运，重新恢复地面植被。

气井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油气田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.3.4 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。地面以上井口装置拆除，地面以下保留管道，避免二次生态影响。	中国 石油 新疆 油田 分公司 开发 公司	克拉玛依市生态环境局及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.4 其他环境管理要求

8.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

（1）根据国家环境保护总局环发〔1999〕24号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，

并列入环保竣工验收内容。

(2) 废气排放口、污水排放口、噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按 GB15562.1-1995 执行。

(3) 排污口立标：污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面 2m。

(4) 根据《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023），大气污染物排放口许可管理要求，包括污染物排放种类、污染物排放标准名称、许可排放浓度、许可排放速率、许可排放量、监测技术、监测频次等。工业固体废物贮存/处置设施信息包括工业固体废物贮存/处置设施名称、编号、类型、位置、利用/处置方式、贮存/利用/处置能力、贮存设施面积、贮存/利用/处置废物的类别、名称、代码、危险特性、物理性状、产生环节、去向、污染防治技术要求、台账记录等。

(5) 根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险废物标签二维码的编码数据结构中应包含数字识别码的内容，信息服务系统所含信息宜包含标签中设置的信息。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位可利用电子标签等物联网技术对危险废物进行信息化管理。

(6) 排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保总局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。排污口标志见图 8.1-1。



图 8.1-1 排放口图形标志

8.1.4.2 环境影响后评价要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。天然气开采建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂整体开展环境影响后评价工作。

8.2 企业自主验收

(1) 建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

(2) 建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。

(3) 建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设

施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

(4) 建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

(5) 企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
			治理措施	工程量		
施 工 期	废水	管道试压 废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
		压裂返排 液	井场	压裂返排液进入罐中送至红山嘴油田原油处理站压裂返排液系统处理，处理达标后回注油藏，不外排	回收罐若干； 依托红山嘴油田原油处理站压裂返排液系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022) 相关标准
	废气	施工扬尘	钻井井场、管线、 天然气处理站施 工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		焊接烟尘	管线施工场地	焊接烟气采用焊接设备自带的焊接烟尘净化器处理后排放	——	——
		柴油发电机燃油燃烧废气、 车辆废气	钻井井场、管线、 天然气处理站施 工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度要求
	噪声	施工噪声	钻井井场、管线、 天然气处理站施 工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
固废	水基岩屑	钻井井场	水基岩屑均经不落地系统处置后进罐收集，其中水基岩屑交由岩屑处置单位处理。	回收罐若干； 不落地处理系统，撬装式	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
	油基岩屑	钻井井场	油基岩屑进罐收集，交由有资质单位处理。		零排放
	废弃防渗膜、机械设备废油	钻井井场	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	——	零排放
	施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
	焊接废渣	管线施工	集中收集后回收处理	——	零排放
	建筑垃圾	钻井井场、天然气处理站、35kV 变电站	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	——	零排放
生态恢复	水土流失、土地沙化	井场、站场、管线	恢复地貌	永久占地：120655.5m ² 临时占地：270802.9m ²	恢复地貌
	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》(HJ612-2011)
	工程占地	井场、站场、管线	严格控制占地范围		
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况		
运营期	废水	采出水	天然气处理站	回收罐若干 依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 相关标准
		井下废洗作业井液	井场		

类别	污染源		位置	验收清单		处理效果及执行标准	
				治理措施	工程量		
	废水	压裂返排液		废水进罐收集后拉至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理达标后回注油藏，不外排			
			拖洗废水	天然气处理站	经红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排		
			排污撬废水	外输末站	经红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排		
	生活污水	天然气处理站办公生活区	经化粪池收集后送至克拉玛依市第二污水处理厂处理	—	《污水综合排放标准》 (GB8978-1996) 三级标准		
	餐饮废水	天然气处理站食堂	先经隔油池处理后，再进化粪池，与生活污水一起送至克拉玛依市第二污水处理厂处理	—			
废气	采气、集输过程	无组织烃类挥发	井场、管线集输	密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	若干	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	
			ZJHW213 井采出液储罐	无组织排放	—		
			装车废气	采出液装车过程	无组织排放		—
	天然气处理站	无组织烃类挥发	处理过程	密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	若干		
			装车废气	凝析油装车过程	凝析油罐车配套 VCU (油气燃烧装置)，在凝析油罐车顶部插入管道，罐车顶部逸散气体通过管道引入 VCU，VOCs 气体进入 VCU，在防热辐射筒体内进行充分燃烧后排放		—
	食堂油烟		天然气处理站食堂	油烟净化器	/		《饮食业油烟排放标准 (试行)》 (GB18483-2001)

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
			治理措施	工程量		
噪声	各类机泵	井场、天然气处理站、外输末站	低噪声设备		若干	——
	固废	含油污泥	天然气处理站	定期清理凝析油储罐，不在站内暂存，直接委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运处置。	——	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
		落地油	井场	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹
		废润滑油	机械设备检修	回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理	——	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
		废弃防渗膜	采气井场或场站日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
		清管废渣	集输管线、外输管线	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
		乙二醇废液	天然气处理站	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
		生活垃圾	天然气处理站办公生活区	经站内垃圾箱收集后定期送至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置	垃圾箱若干	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
地下水污染防治措施	井场	钻井柴油罐区、油水罐区、集输管线、岩屑储罐为重点防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；井场不落地设施区、材料房、发电机房为一般防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10 ⁻⁷ cm/s			防止凝析油泄漏、污水泄漏污染站场/井场地下水	

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
	天然气处理站		凝析油储罐区、污水罐区、化验室为重点防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；工艺装置区、装车区和放空区为一般防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；办公生活区为简单防渗区，一般地面硬化		
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案；天然气处理站、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				
	环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

8.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》《企业环境信息依法披露管理办法》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

（4）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（5）防治污染设施的建设和运行情况；

（6）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（7）突发环境事件应急预案；

（8）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监

督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 环境监理人员要求

(1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

(2) 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

(3) 具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 环境监理人员主要职责

(1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

(2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

(3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律法规。

(4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场、天然气处理站、变电站	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场、天然气处理站、变电站的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气、外输管沟开挖现场	(1) 集油气线路由是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为	环评中环保

序号	场地	监督内容	监理要求
	保护植物	(2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地	措施落实到位
4	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (2) 施工季节是否合适; (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间, 施工机械和生产设备均投入使用, 故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管, 定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测, 减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场和天然气处理站, 其在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率, 并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故, 则应开展相应的应急监测及跟踪监测, 并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》, 并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位	
环境质量	生态环境	1 次/年	井场、天然气处理站、集输管线及外输管线沿线	植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复等	/	委托监测或建设单位自行监测
	大气	1 次/半年	项目区下风向	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求	
	地下	1 次/半年	项目区的上游、下游和项目	pH、石油类、	《地下水质量标准》	

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	执行标准	监测单位
	水*①	年	区各布设 1 个监测点, 监测层位为区域潜水		挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	(GB/T14848-2017) III 类标准	
	土壤*②	1 次/年	根据土壤环境监测技术规范 (HJ/T166-2004) 在项目单井管线、储罐、天然气处理站及周边布点采样分析		pH、石油烃和土壤盐分含量	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	
污染源	无组织废气	1 次/季度	井场厂界、天然气处理站厂界		非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求	
		1 次/半年	设备与管线组件泄漏检测	泵、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	/	
		1 次/年	*③	法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	/	
	昼夜噪声	1 次/季度	井场厂界、天然气处理站厂界四周		等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准	
	土壤	1 次/5 年	井场厂界、天然气处理站厂界		砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	
	废水	1 次/年	红山嘴油田原油处理站回注油藏的水		悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率、硫酸盐还原菌 (SRB)、铁细菌 (IB)、腐生菌 (TGB)	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 相关标准	
	生态	1 次/5 年	井场、天然气处理站及集输管线沿线		对生态保护目标的实际影响、生态保护	/	

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
			对策措施的有效性、生态修复效果等		

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的监测方法及其他相关要求按 HJ733、GB39728 的规定执行。

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

表 8.4-3 退役期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
地下水	1 次/5 年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为区域潜水	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准	委托监测或建设单位自行监测
土壤	1 次/5 年	根据土壤环境监测技术规范 (HJ/T166-2004) 在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和土壤盐分含量	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	

注：退役期地下水、土壤监测根据后期监测情况可适当减少监测频次。

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)	
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于施工场地降尘	1015.47m ³	0	—	—	
		压裂返排液	SS、COD、石油类、挥发酚	压裂返排液进入罐中送至红山嘴油田原油处理站压裂返排液系统处理，处理达标后回注油藏，不外排	5.96×10 ³ m ³	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	—	
	废气	采气井、输送管线、天然气处理站施工	扬尘、机械和汽车尾气	洒水降尘、使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	作业面小，起尘量较少	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	—	
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—	
		钻井井场	水基岩屑	钻井岩屑经不落地系统处置后进罐收集，交由岩屑处置单位处理	1895.04t	0	—	—	
			油基岩屑	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	454.25t	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—	
			废弃防渗膜		/	0		—	
			机械设备废油		2t	0		—	
	建筑垃圾	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	少量	0	—	—			
	管线施工	焊接废渣	集中收集后回收处理	/	/	—	—		
噪声	施工机械	等效连续 A 声级	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理	80~105dB（A）	65~90dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	—		
运营期	废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	3.53×10 ⁴ m ³ /a	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	—	
		井下作业废水	废洗井水	SS、COD、石油类、挥发酚	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	380t/a		0	—
			废洗井液	SS、COD、石油类、挥发酚	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	126.45t/a		0	—
			压裂返排液	SS、COD、石油类、挥发酚	依托红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理达标后回注油藏，不外排	1319.9t/a		0	—
		拖洗废水	SS、COD、石油类、挥发酚	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	262.8m ³ /a	0	—	—	
		排污撬废水	SS、COD、石油类、挥发酚	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	少量	0	—	—	
		生活污水	COD、氨氮、悬浮物	经化粪池收集后送至克拉玛依市第二污水处理厂处理	1027.84m ³ /a	0	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准	—	
		餐饮废水	COD、BOD ₅ 、氨氮、悬浮物、动植物油	先经隔油池处理后，再进化粪池，与生活污水一起送至克拉玛依市第二污水处理厂处理	438m ³ /a	0		—	
	废气	采气、集输过程	采气、集输	NMHC	无组织排放	0.386t/a	0.386t/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	—
			ZJHW213井采出液储罐	NMHC	无组织排放	0.0964t/a	0.0964t/a		—

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)	
	天然气处理站	装车废气	NMHC	无组织排放	1.74t/a	1.74t/a	《饮食业油烟排放标准（试行）》 （GB18483-2001）	—	
		处理过程	NMHC	无组织排放	0.909t/a	0.909t/a			
		凝析油装车	NMHC	凝析油罐车配套 VCU（油气燃烧装置），在凝析油罐车顶部插入管道，罐车顶部逸散气体通过管道引入 VCU，VOCs 气体进入 VCU，在防热辐射筒体内进行充分燃烧后排放	1.99t/a	0.08t/a			
		办公生活	食堂油烟	油烟净化器	0.64t/a	0.16t/a			
	固废	含油污泥		委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置		65.35t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	—
		落地原油		落地油 100%回收，回收后的落地油运至天然气处理站凝析油稳定系统处理		0.5t	0		—
		废润滑油		回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理		2.25t/a	0		—
		废弃防渗膜		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置		1.25t/a	0		—
		清管废渣		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置		0.02t/次	0		—
		乙二醇废液		定期委托有资质的单位进行无害化处置		10t/a	0		—
	生活垃圾		经站内垃圾箱收集后定期送至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置		8.03t/a	0	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）	—	
	噪声	单井中各类机泵等	等效连续 A 声级	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养		60~95dB（A）	60~75dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	—

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

项目名称：中佳气田中佳 2_H 区块二叠系佳木河组气藏开发调整地面工程

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：中佳气田中佳 2_H 区块位于准噶尔盆地西部隆起中拐凸起南翼，行政隶属新疆维吾尔自治区克拉玛依市，西北部与小拐油田相邻，北部与金龙油田相邻。中心点经纬度坐标：E85°11'34.702"，N45°11'1.384"。

建设内容：本项目计划在中佳 2_H 区块共部署 5 口采气井，其中，新钻水平井 4 口，评价井转生产井 1 口。对已建 ZJHW201 井、ZJHW213 井井场改造。新建集输管线 6.65km，新建 1 座天然气处理站，新建天然气外输管道 11km。新建 1 座 35kV 变电站，35kV 供电线路 50km，10kV 供电线路 52km。新建道路 7.59km。配套自控系统、通信、消防、结构、防腐、暖通等辅助设施。

产能规模：新建产能 $1.32 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$

项目投资和环保投资：项目总投资 32874.78 万元，环保投资约 1009.2 万元，占总投资的 3.07%。

劳动定员及工作制度：运营期由中国石油新疆油田分公司采气一厂负责管理运行，新增劳动定员 44 人。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

项目所在区域内空气污染因子 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 年均值均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。非甲烷总烃小时均值满足《大气污染物排放标准详解》

中 2.0mg/m³ 标准要求。H₂S 浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准；项目所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.1.2.2 水环境质量现状

所在区域地下水水质天然背景值较高，且 136 团九连 1#水井用于农田灌溉，有农业面源污染的问题，因此溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、氟化物、氨氮均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类参照满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

9.1.2.3 声环境质量现状

本次评价期间对声环境质量进行了现场监测，声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目建设占地范围内的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地筛选值标准。占地范围外的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB 15618-2018）风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，项目区无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。评价区属于准噶尔盆地东南部细土平原区，项目区土地利用类型主要为水浇地、人工牧草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、裸地。该区域植被组成较为多样，植被多为耐旱型，以农作物、花花柴草甸、芦苇草甸、红皮沙拐枣荒漠为主，整个区域植被覆盖度在植被覆盖度约 40%，区域内除受油气田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于灰色草甸土、风沙土，土壤未受到油气田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类较多，分布较为稀疏，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

9.1.3 主要环境影响及环保措施

9.1.3.1 环境空气

(1) 施工期废气：主要为井场工程、天然气处理站工程、35kV 变电站工程、管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：主要为油气集输、处理、凝析油装车过程无组织排放的烃类气体、ZJHW213 井储罐储存、装卸过程排放的无组织烃类气体以及食堂油烟。本项目油气开采、集输及处理采用密闭流程；凝析油罐车配套 VCU（油气燃烧装置），在凝析油罐车顶部插入管道，罐车顶部逸散气体通过管道引入 VCU，VOCs 气体进入 VCU，在防热辐射筒体内进行充分燃烧后排放；经预测，井场、天然气处理站、凝析油装车阶段无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ）；食堂油烟经油烟净化器处理后达标排放。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境

施工期产生的废水主要是钻井废水、压裂返排液及管线试压废水。钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统，分离后循环利用，不外排。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。压裂返排液送至红山嘴油田原油处理站压裂返排液系统处理。

本项目运营期的采出水、井下作业废水、拖洗废水、排污撬废水进罐收集后由罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理达标后回注油藏；餐饮废水经隔油池处理后与生活污水一起输至化粪池暂存，定期送至克拉玛依第二污水处理厂处理。

项目正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、

应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

9.1.3.3 声环境

项目区 200m 范围内无声环境敏感点，施工期、退役期噪声影响均是暂时性的，待工程结束后影响也随之消失。

工程运营期各噪声源源强较低，对周围声环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物

(1) 施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托岩屑处置单位合规处置，油基岩屑贮存在岩屑储罐，委托有资质单位处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；机械设备废油、废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后由施工单位清运；焊接废渣集中回收，施工结束后集中回收处置。

(2) 运营期：主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣、乙二醇废液和生活垃圾。含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；废弃防渗膜、清管废渣、乙二醇废液委托有资质的单位进行无害化处置；废润滑油、落地油回收后运至天然气处理站凝析油稳定系统进行处理；生活垃圾经站内垃圾箱收集后定期送至克拉玛依生活垃圾填埋场填埋处置。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上所述，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及中国石油新疆油田分公司开发公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、

水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

9.1.3.6 环境风险

本工程发生风险事故的类型主要为管线、储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.5 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，符合新疆、克拉玛依市相关规划，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，从环境保护角度分析，本项目建设可行。

9.2 要求与建议

(1) 在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

(2) 加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

(3) 建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

(4) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(5) 针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。