

采油四厂顺北隆 2 井探转采工程项目 环境影响报告书

(征求意见稿)

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

2025 年 2 月

1.概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地,总面积 56 万 km²。据国土资源部 2013 年动态评价结果,塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³,油气当量 238.95 亿 t,盆地油气探明率低,勘探前景十分广阔。

顺北油气田位于新疆塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘,经过开发建设,顺北油气田共建成顺北一区、顺北二区、顺北三区、顺北四区、顺北气区等区块。最先开发是顺北一区块,SHB1 井 2013 年 4 月 16 日开钻,顺北油气田自 2016 年大规模开发。顺北一区块形成完善的油气集输、处理等地面系统。顺北二三四区块正在勘探,还未进行大规模开发。

采油四厂顺北隆 2 井探转采工程项目(以下简称“本工程”)属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油四厂管辖,顺北隆 2 井位于顺北一区 1 条带东侧,北部距沙雅县约 80km。

本工程建设性质为改扩建,主要建设内容包括:①新建 2 座井场(顺中 411 斜井井场、顺北 601 斜井井场),井场内各新建注醇撬、单井计量装置等设施,配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、消防等工程;②新建单井集输管线 2.27km;③中间阀组建设发球筒、并预留顺中 411 斜井接入口,配套建设电力和仪表自控系统。

本工程为天然气开采项目配套工程,其建设将提高区域整体开发效益,带动地区经济的发展和人民生活水平提高,具有明显的社会效益。

1.2 环境影响评价过程

项目区位于阿克苏地区沙雅县,地处顺北油气田已开发顺北一区内,属于石油天然气开采项目。根据新水水保〔2019〕4 号文,工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》,本工程属于“五、石油和天然气开采业 07-8、陆地天然气开采 0721”中“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”工程,应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2024 年 12 月底，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）编制《采油四厂顺北隆 2 井探转采工程项目环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即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、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查。识别本工程的环境影响因素，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，确定环境影响评价工作等级、评价范围、评价标准，最后制订工作方案。2025 年 1 月天合公司委托新疆昇腾环保科技有限公司对本工程区域环境要素进行了现状监测。在工程分析、环境质量现状评价的基础上进一步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工作。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本工程施工期、运营期、服务期满的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段、分析论证和预测评价阶段、环境影响报告书编制阶段，环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

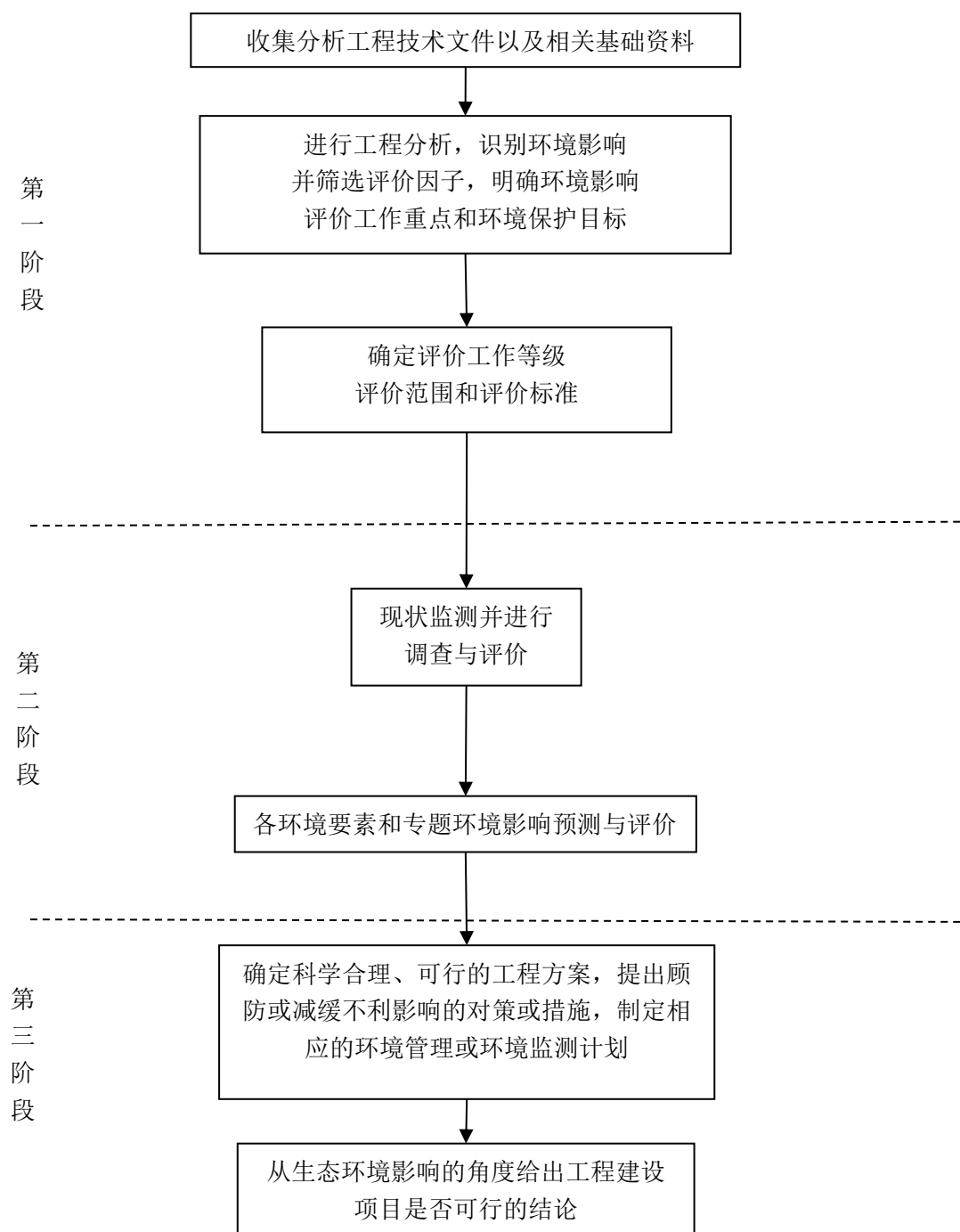


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本工程位于阿克苏地区沙雅县，属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，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》《阿克苏地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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）三线一单符合性判定结论

根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》，本工程所在区域属于“一般管控单元”，本工程运营期采出水依托顺北油气田五号联合站处理；所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程实施后排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级改变。本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；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；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，因此，本工程建设符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本工程环境影响主要来源于井场建设、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本工程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，不在拟定的生态保护红线内，除油区工作人员外，项目区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点治理区、野生动植物及其生境。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；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》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》等要求；项目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、森林公园等环境敏感区；项目区涉及天然林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合“三线一单”要求；中国石油化工股份有限公司西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、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、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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，为本工程的设计、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

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，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 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	中华人民共和国主席令第 18 号	2009-08-27
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-09-10

7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
12	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
17	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	2023-12-07
18	中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	-	2024-03-06
19	中华人民共和国河道管理条例	国务院令 第 698 号	2018-03-19
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 第 1 号	2020-01-04
4	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
5	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
6	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部令 第 36 号	2025-1-1
7	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
8	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
10	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
11	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
12	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
13	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
14	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
15	废弃井封井回填技术指南（试行）	环办土壤函〔2020〕72 号	2020-02-20
16	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	2019-12-13
17	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27
18	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27

19	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	2017-11-14
22	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
23	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	2013-09-01
24	危险废物转移管理办法	生态环境部公安部交通运输部 23 号令	2021-11-30
25	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
26	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
27	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
28	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
29	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	2021-08-04
30	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
31	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
32	国家重点保护野生动物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
33	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
34	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
35	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
36	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
37	关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知	环办固体〔2023〕17 号	2023-11-06
38	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告 2024 年第 4 号	2024-01-19
39	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
40	自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）	自然资发〔2022〕142 号	2022-08-16
四 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01

5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字（2022）8 号	2022-03-09
7	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发（2022）75 号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发（2014）35 号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发（2016）21 号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发（2017）25 号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发（2017）1 号	2017-01-01
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发（2018）80 号	2018-03-27
15	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	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发（2018）20 号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《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》的通知	新党发（2018）23 号	2018-09-04
18	关于深入打好污染防治攻坚战的实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26
19	转发《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》的通知	新环评价发（2020）142 号	2020-07-29
20	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	2020-09-11
21	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	2020-09-04
22	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
23	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发（2021）95 号	2021-10-29
24	新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
25	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
26	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知	新政发（2023）63 号	2023-12-29
27	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的通知	新环环评发（2024）93 号	2024-6-09
28	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评（2024）20 号	2024-03-25
29	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分	新政发（2021）18 号	2021-02-21

	区管控方案》的通知		
30	关于印发《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）的通知	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
31	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	阿行署发〔2021〕81 号	2021-07-10
30	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集贮存运输技术规范	HJ2025-2012	2013-03-01
14	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
15	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
16	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
17	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
18	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB18599-2020	2021-07-01
20	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》	DB65/T3997-2017	2017-05-30
21	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB65/T3998-2017	2017-05-30
22	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	2017-05-30
23	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
24	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	2017-05-01
25	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
26	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01

27	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T17745-2011	2011-10-01
28	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01
29	石油化工工程防渗技术规范	GB/T50934	2014-06-01
30	油田注水工程施工技术规范	SY/T4122-2020	2021-02-01
31	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
32	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
33	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
34	污染源源强核算技术指南准则	HJ884-2018	2018-03-17
35	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	2022-07-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- (1) 环评工作委托书；
- (2) 采油四厂顺北隆 2 井探转采地面工程可行性研究报告；
- (3) 工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括井场工程、油气集输工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以井场、管线等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

(1) 施工期

①生态环境影响

工程施工期间对生态环境的影响主要是土石方工程的开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，引起土地利用的改变，生物量和生产力的变化，由此引发的局部生态环境破坏。

②污染影响

施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的管线试压废水和生活污水等。施工废气主要来自地面开挖和运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械排放的烟气。施工期产生的固体废物主要为施工土方、施工废料、生活垃圾等。噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、设备吊装机械等。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为落地油、油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料等。

（3）退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，主要污染物包括建筑垃圾以及在设备和基础拆除、建筑垃圾清理运输过程产生的扬尘。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

环境因素	影响因素	施工期					运营期					退役期		
		工程占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
			施工机械和车辆废气、施工扬尘、焊接烟尘	管道试压废水、生活污水	施工土方、施工废料、生活垃圾	施工机械及运输车辆	井喷	无组织挥发烃类、硫化氢	采出水、井下作业废水	落地油、油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸运输扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	+	++	○	+	○	+	+	+	
地下水	○	○	+	+	○	+	○	++	++	○	+	○	○	
声环境	○	○	○	○	+	+	○	○	○	++	+	○	○	
土壤	++	+	+	+	○	++	+	+	+	○	++	+	+	
植被	+	+	+	+	○	++	+	○	+	○	++	+	+	
动物	+	+	○	+	+	+	++	○	+	○	+	+	+	

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子	
生态环境	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为等； 生境：生境面积、质量、连通性； 生物群落：物种组成、群落结构； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性、完整性	施工期	地表扰动面积及类型、物种多样性
		运营期	生态系统完整性等
土壤环境	占地范围内基本因子：《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 项基本因子、表 2 中石油烃，pH、土壤盐分含量。占地范围外基本因子：《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 8 项基本因子，pH、石油烃、土壤盐分含量	施工期	pH、石油烃、土壤盐分含量等
		运营期	石油烃、盐分含量
地下水环境	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、氯化物（Cl ⁻ ）、硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）、色度、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	施工期	耗氧量、氨氮、pH 值等
		运营期	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	施工期	SO ₂ 、NO _x 、TSP
		运营期	非甲烷总烃、硫化氢 温室气体：二氧化碳、甲烷

噪声	Leq (dB (A))	施工期	Leq (dB (A))
		运营期	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
固体废弃物	-	施工期	施工废料、生活垃圾、施工土方
		运营期	落地油、油泥(砂)、废防渗膜、废润滑油
		退役期	废弃设备、废弃管线、建筑垃圾
环境风险	-	风险物质：天然气、原油、硫化氢等； 火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响 (CO、CO ₂)。 结合当地的气象条件，对项目井场、集输管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析。	

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。工程区远离沙雅县城镇规划区，没有划分环境空气功能区。按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单的规定，该区域应属于环境空气二类功能区。

2.4.1.2 水环境

工程评价范围内无天然地表水体。

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。

2.4.1.3 声环境

工程区远离沙雅县城镇规划区，没有划分声环境功能区。按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)的规定，油气田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》(2005 版)，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV)，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区(IV3)，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区(71)。

根据新水水保〔2019〕4 号文，工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准， H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO_2	40	80	200	
3	$\text{PM}_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

本工程评价范围内无天然地表水体。

工程区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值单位：mg/L，pH 等除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0
2	色（度）	≤15	21	细菌总数（CFU/mL）	≤100
3	嗅和味	无	22	氰化物	≤0.05
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐氮	≤1.0
5	总硬度	≤450	24	硝酸盐（以氮计）	≤20
6	溶解性总固体	≤1000	25	氟化物	≤1.0
7	硫酸盐	≤250	26	碘化物	≤0.08
8	氯化物	≤250	27	汞	≤0.001

9	铁	≤0.3	28	砷	≤0.01
10	锰	≤0.10	29	硒	≤0.01
11	铜	≤1.00	30	镉	≤0.005
12	锌	≤1.00	31	六价铬	≤0.05
13	铝	≤0.20	32	铅	≤0.01
14	挥发酚	≤0.002	33	三氯甲烷	≤0.06
15	阴离子表面活性剂	≤0.3	34	四氯化碳	≤0.002
16	耗氧量	≤3.0	35	苯	≤0.01
17	氨氮	≤0.50	36	甲苯	≤0.7
18	硫化物	≤0.02	37	石油类	≤0.05
19	钠	≤200			

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

工程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）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	镉	mg/kg	65	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	26	苯	mg/kg	4
4	铜	mg/kg	18000	27	氯苯	mg/kg	270
5	铅	mg/kg	800	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	汞	mg/kg	38	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	镍	mg/kg	900	30	乙苯	mg/kg	28
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	31	苯乙烯	mg/kg	1290
9	氯仿	mg/kg	0.9	32	甲苯	mg/kg	1200
10	氯甲烷	mg/kg	37	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	34	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	35	硝基苯	mg/kg	76
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	36	苯胺	mg/kg	260

14	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	37	2-氯酚	mg/kg	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	38	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	二氯甲烷	mg/kg	616	39	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	42	蒽	mg/kg	1293
20	四氯乙烯	mg/kg	53	43	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	44	茚并（1、2、3-cd） 芘	mg/kg	15
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	45	萘	mg/kg	70
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	风险筛选值（pH>7.5）
1	砷	mg/kg	25
2	镉	mg/kg	0.6
3	铜	mg/kg	100
4	铅	mg/kg	170
5	汞	mg/kg	3.4
6	镍	mg/kg	190
7	铬	mg/kg	250
8	锌	mg/kg	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本工程施工期及退役期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

油气开采过程中井场边界无组织非甲烷总烃排放执行《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；硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准

时段	污染物	浓度限值（mg/m ³ ）	标准来源
施工期	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标（GB16297-1996）
运营期	非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）

2.4.3.2 废水

按照《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）规定：在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本工程运营期产生的采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统处理达标后回注油层，井下作业废液依托顺北油气田环保站处理达标后回注油层，不向外环境排放，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/T5329-2022）中注入层平均空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（ μm^2 ）	<0.01	$\geq 0.01- <0.05$	$\geq 0.05- <0.5$	$\geq 0.5- <2.0$	≥ 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				

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中噪声排放限值；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准。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

根据工程产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《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/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》新环办发〔2018〕20号、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求；生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物贮存执行《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》（GB5085.1~7），危险废物贮存执行《危

危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气

（1）评价等级

本工程运营期废气排放物主要为井场无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H₂S）为评价因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。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；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

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（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表 2.5-3。

表 2.5-3 P_{max} 及 D_{10%}预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C _i （μg/m ³ ）	评价标准（μg/m ³ ）	P _i （%）	P _{max} （%）	最大浓度出现距离（m）	D _{10%} （m）
顺北隆 2 井 无组织废气	非甲烷总烃	1.1003	2000	0.06	5.89	84	-
	硫化氢	0.589447	10	5.89			

（2）评价工作等级判定

根据上述计算结果，本工程无组织废气污染物 $1\% < P_{\max} = 5.89\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作分级判据，本工程大气环境影响评价工作等级为二级。

评价范围为以顺北隆 2 井场为中心，边长为 5km×5km 的矩形范围，见图 2.5-1。

2.5.2 地表水

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），工程属于水污染影响型建设项目，在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，与地表水无水力联系，工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

本次地表水环境影响评价重点论证所依托的污水处理设施的环境可行性。

2.5.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）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），当同一建设项目涉

及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。

（1）建设项目类别

本工程属于陆上石油开采工程，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，井场属于 I 类建设项目，单井集输管道属于 II 类建设项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-4）和《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，工程区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。

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。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），项目区地下水环境敏感程度为不敏感，本工程井场属于 I 类建设项目，单井集输管道属于 II 类建设项目，依据表 2.5-5，井场地下水评价等级为二级，管线地下水评价等级为三级。

表 2.5-5 地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别 环境敏感程度	I 类项目 (井场)	II 类项目 (单井管线)	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

（4）评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价采用“查表法”对地下水评价范围进行划分。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），二级评价的调查评价范围在 $6\text{km}^2\sim 20\text{km}^2$ 之间，项目区地下水总体流向为自南向北，选取井场地下水流向下游 2km、两侧 1km、上游 1km，集输管线两侧外延 200m 作为地下水评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 声环境

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期井场机泵噪声和井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类区标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为顺北隆 2 井场边界向外扩 200m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.5 生态环境

（1）评价等级

根据《新水水保〔2019〕4 号》，本工程位于沙雅县境内，属于自治区级水土流失重点治理区 II₃ 塔里木河流域水土流失重点治理区。项目新增永久占地面积 0.36hm^2 ，临时占地面积 6.47hm^2 ，总占地面积为 $6.83\text{hm}^2 < 20\text{km}^2$ 。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-6。根据判定可知，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-6 生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本工程
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	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，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B
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	不涉及
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），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	不涉及（本工程占地规模为 0.0683km ² ）
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	已采用

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场边界向外扩展 50m 范围，管线两侧 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.6 环境风险

2.5.6.1 环境风险潜势划分

（1）危险物质及工艺系统危险性（P）等级

①Q 值确定

计算所涉及的每种危险物质在各危险单元内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁、q₂、...q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁、Q₂、...Q_n——每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程所涉及的危险物质主要为原油、天然气（主要成分为甲烷）、硫化氢，其临界量分别为 2500t、10t、2.5t。危险物质主要存在于井场工艺管道、设备以及集输管道内。本工程 Q 值计算结果见表 2.5-7。

表 2.5-7 本工程危险单元 Q 值计算结果一览表

危险单元	危险物质最大存在量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q 值	计算参数
顺北隆 2 井至 1#阀组站外阀室管道	原油	225	2500	0.09	油气混输管道，管道长度 9km，管径 DN100，运行压力 3.5/2.3，H ₂ S 含量 589.55mg/m ³
	天然气	0.7	10	0.07	
	硫化氢	0.028	2.5	0.01	
合计				0.17	/

根据表 2.5-7 中计算结果，本工程各危险单元 Q 值最大为 0.17，Q<1。

2.5.6.2 评价工作等级划分

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本工程 Q<1，风险潜势为I，根据表 2.5-8 可知风险潜势为I环境风险评价工作等级为简单分析。

表 2.5-8 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*
注：简单分析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。				

2.5.6.3 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价范围划分要求，简单分析不设评价范围。

2.5.7 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）以及区域监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，即项目所在区域属于土壤盐化地区，故本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）建设项目类别

本工程属于陆地石油开采项目，项目内容包含采油井场及油气集输管线建设。

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）：“建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照Ⅰ类建设项目开展土壤环境影响评价；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价”。因此，本工程采油井场属于“Ⅰ类项目”，油气集输管线属于Ⅱ类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本工程永久占地面积约 0.36hm^2 （ $\leq 5\text{hm}^2$ ），占地规模为小型。

（3）土壤环境敏感程度

①污染影响型

本工程周边为荒漠，井场 1km 范围内、管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

根据区域监测数据，项目区域土壤含盐量大于 4g/kg ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-9 和表 2.5-10。

表 2.5-9 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

表 2.5-10 污染影响类项目评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	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。									

本工程土壤项目类别采油井场为 I 类、油气集输管线为 II 类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为不敏感。

综上，本工程采油井场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，油气集输管线生态影响型土壤评价等级为二级；采油井场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，油气集输管线污染影响型土壤评价等级为三级。

根据导则要求，土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围，及油气集输管线两侧向外延伸 200m 范围；土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 200m 范围，及油气集输管线两侧向外延伸 200m 范围。评价范围见图 2.5-11。

综上，各环境要素评价范围汇总详见表 2.5-11。

表 2.5-11 各环境要素评价范围一览表

环境要素		评价等级	评价范围
环境空气		二级	以顺北隆 2 井场为中心，边长 5km 的矩形区域
地下水		井场：二级	项目区地下水总体流向为自南向北，项目区下游 2km、上游 1km、两侧 1km、集输管线两侧 200m
		管线：三级	
地表水环境		三级 B	——
生态环境		三级	场界周围 50m 范围、集输管线等线性工程两侧外延 300m 为评价范围
声环境		二级	各井场边界外扩 200m
土壤环境	生态影响型	井场：二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 5km，管线两侧 0.2km
		管线：二级	
	污染影响型	井场：一级	占地范围内全部以及占地范围外 0.km，管线两侧 0.2km
		管线：二级	
环境风险		简单分析	——

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 工程区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好施工迹地恢复与水土保持工作。

(2) 保证工程建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.6.2 环境保护目标

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。根据资料收集和现场调查，本工程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。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气环境	-	-	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	地下水环境	评价区地下水	工程区及周边	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中Ⅲ类标准
3	声环境	-	-	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准
4	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场占地范围外扩 50m 及管线两侧 300m	不造成新的水土流失
		野生动植物		控制占地面积，禁止捕杀野生动物，禁止对占地范围外的植被造成破坏
5	环境风险	工程区土壤、地下水	工程区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段。

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

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价及水土保持；
- (3) 环境风险影响评价及风险管理；
- (4) 地下水环境影响评价；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式

3.建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 顺北油气田开发建设情况

顺北油气田总面积 18967.007km²，包含顺托果勒北（一区块）、顺托果勒（二区块）、顺托果勒西（三区块）、阿东（四区块）。

顺北区块勘探程度较低，区块勘探时间较晚。最先开发是顺北一区块，SHB1

井 2013 年 4 月 16 日开钻，顺北油气田自 2016 年大规模开发。顺北一区块形成完善的油气集输、处理等地面系统。顺北二三四区块还未进行大规模开发。

根据现场调查结合顺北区块后评价报告，顺北区块主要工程包括油气水井 111 口（油井 41 口，注水替油井 10 口，气井 35 口，注气井 8 口，其他井 17 口）；处理站 3 座，分别为顺北油气田联合站（即顺北 5 号联）、顺北 1 处理站、顺北天然气处理站（即顺北 6 号联）；顺北环保站 1 座，混输泵站 1 座（顺北 5 混输泵站），阀组站 16 座，拉油站 7 座，在用 2 座（SHB7 拉油站、顺北隆 1 单井流程），酸化油处理站 1 座，顺北应急泥浆站 1 座，附属设施（生产运行基地、试采基地等），油气田内部集输管网和道路等。顺北区块开发现状见图 3.1-1。

顺北一区已建成完善的油气处理和集输系统，地面设施齐全。顺北一区现有油井约 40 口、注水替油井 10 口、注气井 8 口、长停井和封井 17 口，阀组站 8 座、单井拉油流程 4 套。顺北一区油气处理主要依托顺北油气田联合站和顺北 1 处理站。

本项目位于阿克苏地区沙雅县顺北油气田顺北一区 1 条带东侧，北部距沙雅县约 80km，项目与各区块地理位置关系见图 3.1-1 所示。

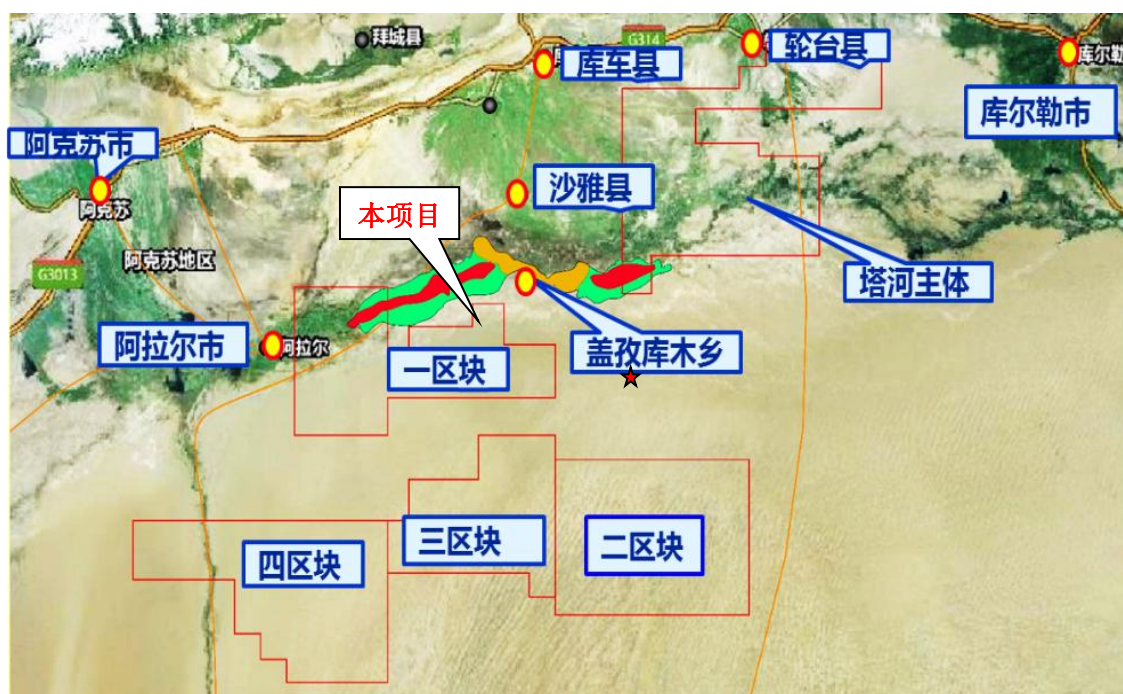


图 3.1-2 本工程与各区块地理位置关系图

3.1.2 环保手续履行情况

本次评价采用区块环评、验收、现场调查梳理油气集输及处理情况，顺北区块基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。顺北油气田一区开发工程主要的环保手续履行情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 顺北油气田开发工程环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评			验收
		审批部门	文号	审批日期	
1	顺北地区产能建设项目	原自治区环保厅	新环函〔2016〕846 号)	2016 年 7 月 1 日	2020 年 9 月 21 日企业完成自主竣工环保验收
2	中国石化西北油田分公司顺北井区 2017 年一期产能	原自治区环保厅	新环函〔2017〕2055 号)	2017 年 12 月 17 日	2020 年 4 月 26 日企业完成自主竣工环保验收
3	中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2019〕140 号	2019 年 8 月 8 日	2021 年 12 月完成一期工程自主竣工环保验收； 2024 年 2 月完成二期工程自主竣工环保验收
4	西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2021〕79 号	2021 年 5 月 26 日	2023 年 9 月完成一期工程自主竣工环保验收
5	顺北油气田 2022 年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕28 号	2022 年 1 月 24 日	2024 年 3 月完成一期工程自主竣工环保验收
6	顺北一区奥陶系油气藏补能试验工程环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字〔2022〕365 号	2022 年 7 月 7 日	正在建设
7	顺北油气田 2023 年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕126 号	2023 年 2 月 27 日	正在建设
8	顺北油气田 2024 年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕711 号	2023 年 12 月 26 日	正在建设

3.1.3 区块环境影响评价回顾

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

顺北油气田开发建设过程中生态影响主要为钻前工程、钻井工程、油气集输工程、油气处理工程等施工过程中因占地等造成的地表扰动和植被破坏等，各类井（站）场的永久占地还会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

从土地利用类型方面来看，顺北油气田一区基本均为沙地，区块内的开发建设活动使得该区域内的沙地面积略有减少，建设用地略有增加。

根据现场调查情况，结合顺北区块不同开发期卫星影像图解读数据分析结果可知，顺北油气田一区均为沙地所覆盖，地表基本无植被。区域自然条件十分恶劣，野生动物本不易生存，加上人类活动的影响，更是迫使一些对人为影响敏感的动物迁出此区域，因此此区域主要栖息分布着一些耐旱的荒漠动物，种类十分单调，数量也较少。从植被类型方面来看，区块内的开发建设活动对该区域植被盖度影响不大；从动物种类及数量方面来看，区块开发建设活动使得该区域动物数量暂时性减少，但随着工程施工活动结束，进入生产期后，人为影响程度趋于平稳，区域范围内动物数量又逐步增加，总体来讲，油气田开发建设活动对野生动物的负面影响较小。

区块开发中合理规划井场，严格控制占地，工程施工结束后，及时对临时占地区域进行了清理、恢复；对井场永久占地范围内地表进行了平整压实，并采取了铺垫砾石层等措施，天然气处理厂内部地表进行了水泥硬化处理，永久占地的硬化地面起到了防风固沙的作用；区块内井（站）场周围、道路两侧以及管道沿线等处采取草方格、阻沙栅栏等防风固沙措施，有利于减少水土流失，防止土地沙化程度加剧。总的来说，顺北一区的模地依旧是荒漠景观，但人类干扰加强，油气田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分区域受人类活动的影响。

区块内的退役井已按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）等的相关要求实施了封井。井场区域采取了自然恢复方式。

3.1.3.2 大气环境影响回顾评价

顺北区块作业过程中存在的废气污染源主要包括联合站内加热炉，以及井场地面工程等无组织排放废气。

根据区块例行监测报告及《顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》开展期间进行的污染源监测数据，监测期间各监测点锅炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各监测点场界无组织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）中企业边界污染物控制要求，无组织硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建项目二级标准要求，说明各加热炉有组织废气污染

防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复和验收意见落实。

3.1.3.3 水环境影响回顾评价

油气田开发过程中可能造成地下水污染的途径一般有两种，一种是直接污染，另一种是间接污染。

（1）施工期

施工期废水主要为管线试压废水、施工人员产生的生活污水。施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘或绿化，管道施工期间不在施工现场设施工营地，产生少量生活污水，其污染物主要为SS、COD，依托附近站场，不外排。

（2）运营期

运营期主要废水为采出水和修井过程中产生的井下作业废液。

区块内采出水经顺北油气田五号联合站污水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注地层，顺北区块已实施注水工程，采出水实现有效回注。区块内井下作业废液经顺北油气田环保工作站处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后，用于油气田油层回注用水。

地下水检测中总硬度、溶解性总固体、氯化物和钠有不同程度的超标，与区块早期地下水监测数据基本一致，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。超标的主要原因与当地水文地质条件有关，根据顺北油气田区已掌握的地下水监测资料，顺北油气田地下水类型主要为Cl·SO₄-Na型咸水，地下水矿化度大于10g/L。存在总硬度、溶解性总固体、氯化物和钠有不同程度超标的情况，区域地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

顺北油气田在开发和运营期间基本落实了环评及批复中提出的各项水污染防治措施。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

顺北油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、阀组站及联合站的各类机泵。类比顺北油田同类型井场及阀组站污染源监测数据，顺北油田井场、阀组

站及联合站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小,在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后综合利用,钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至环保站或沙雅深蓝环保科技有限公司等其他第三方处置单位处理;建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾拉运至周边生活垃圾填埋场处置。油泥(砂)委托区域内持有危险废物经营许可证处置单位(阿克苏塔河环保工程有限公司、沙雅深蓝环保科技有限公司)处置。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中,严格执行国家《危险废物转移管理办法》。

区块内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善处置,没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析,顺北区块开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面建设设施如井场、道路、管网、站场等占用土地和造成的地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和理化性质,使表层土内有机质含量降低,并且使土壤的富集过程受阻,土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时,将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏,土壤表层结构(包括紧实度)、肥力将受到影响,尤其是在敷设管线时,对地表的开挖将对开挖范围内(管沟破土宽以8m计)土壤剖面造成破坏,填埋时不能完全保证恢复原状,土壤正常发育将受到影响,土壤易沙化风蚀。

顺北区块所在区域内干旱多风,地表盐壳的生态保护作用很大。这种盐壳的形成是由于长期的地表及地下水作用,地表原有的细砂及细粉物质在水的结合下,在地表形成了坚硬的保护层,它稳定地保护着地下的粉细物质,对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动,地表盐壳受到破坏,这些保护层一旦被破坏,又得经过三到五年才能

重新形成，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于相对稳定状态。因而，区域内的风蚀量会有所增加，进而影响区域空气环境质量。

油气田的开发建设，都不可避免地会对作业区内局部范围的土壤产生一定程度的石油污染。但由于顺北区块含油污水没有外排，土壤石油污染仅局限在有油污、落地油产生的井场、废弃泥浆池、污油池等处及其近旁的很小范围内。

根据调查，顺北区块采取了以下土壤保护措施，顺北区块油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放；在联合站内开展 LDAR 工作；站场内地表均用水泥硬化处理，部分重点区域均采取了防渗措施；顺北油田周围 3.0km 范围内无生产企业分布。场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

顺北区块产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至顺北油气田环保站、塔河油田绿色环保工作站或区域内持有危险废物经营许可证处置单位进行处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

根据企业历次土壤自行监测报告和本次现状评价土壤监测表明，各监测点满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾评价

顺北油气田隶属于西北油田分公司采油四厂管理，采油四厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前采油四厂已经有一套成熟的风险应急预案。《采油四厂突发环境事件应急预案》包括突发环境事件应急预案、风险评估报告和应急资源调查报告。应急预案内容包含组织指挥体系及职责、预防与预警、应急处置、后期处置和监督管理等。采油四厂的应急预案已取得沙雅县生态环境局的备案，备案编号：652924-2021-140。采油四厂首次编制并备案突发环境事件应急预案是在 2019 年，2021 年进行了预案更新。

采油四厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。截至目前，本工程所在区块暂未发生井喷、管线断裂等大型的突发环境风险事故。

3.1.3.8 污染物排放情况

根据 2023 年 6 月 20 日在新疆维吾尔自治区生态环境厅备案的《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》，现有区块在油气开发活动中，各项污染物能够实现达标排放，固废均得到妥善处置。污染物排放情况具体如下：

(1) 废气

顺北区块内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉燃料使用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，监测结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各场站、井场无组织排放的硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；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）标准限值。顺北区块采取的大气污染防治措施基本有效，大气污染物排放满足现行标准要求。

表 3.1-4 2023 年无组织废气监测数据及达标状况单位：（mg/m³）

监测点位	采样时间		检测因子	
			非甲烷总烃浓度	硫化氢
顺北油气田环保工作站	2023.01.10	厂界上风向 1	1.11~1.21	<0.003
		厂界下风向 2	1.15~1.22	<0.003
		厂界下风向 3	1.13~1.19	<0.003
		厂界下风向 4	1.11~1.15	<0.003
	2023.01.11	厂界上风向 1	1.19~1.49	<0.003
		厂界下风向 2	1.23~1.46	<0.003
		厂界下风向 3	1.21~1.32	<0.003
		厂界下风向 4	1.2~1.32	<0.003
顺北 7 拉油站	2023.01.10	厂界上风向 1	1.1~1.16	<0.003

		厂界下风向 2	1.11~1.23	<0.003
		厂界下风向 3	1.11~1.19	<0.003
		厂界下风向 4	1.1~1.43	<0.003
	2023.01.11	厂界上风向 1	1.2~1.28	<0.003
		厂界下风向 2	1.1~1.24	<0.003
		厂界下风向 3	1.15~1.27	<0.003
		厂界下风向 4	1.17~1.35	<0.003
顺北 5 混输泵 站	2023.01.12	厂界上风向 1	1.12~1.2	<0.003
		厂界下风向 2	1.14~1.2	<0.003
		厂界下风向 3	1.11~1.22	<0.003
		厂界下风向 4	1.09~1.16	<0.003
	2023.01.13	厂界上风向 1	1.1~1.17	<0.003
		厂界下风向 2	1.1~1.18	<0.003
		厂界下风向 3	1.16~1.22	<0.003
		厂界下风向 4	1.15~1.21	<0.003
评价标准			4	0.6
达标状况			达标	达标

顺北油气田燃气锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

表 3.1-5 后评价锅炉废气监测数据及达标状况

监测点 选择	检测 时间	检测因子												烟气 黑度
		二氧化硫 mg/m³			氮氧化物 mg/m³			颗粒物 mg/m³			含氧量%			
顺北油气 田联合站 蒸汽锅炉	2023.0 1.03	< 3	3	< 3	36	37	37	10	9.6	10	3.7	3.9	3.9	<1 级
评价标准 (GB13271-2014) 表 2		≤50			≤200			≤20			/			≤1
达标状况		达标			达标			达标			/			达标

采油四厂对顺北 5 号联合站 1#、2#、3#、4#燃气低压蒸汽锅炉采取“低氮燃烧器”的治理措施，2023 年 9 月 15 日，委托新疆正天华能环境工程技术有限公司进行了例行监测，根据检测报告，燃气低压蒸汽锅炉排放的氮氧化物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求。

表 3.1-6 2023 年锅炉废气监测数据及达标状况单位：（mg/m³）

监测点位	运行工况%	排气筒高度 m	含氧量%	氮氧化物 mg/m ³	烟气量 m ³ /h	检测时间
顺北油气田联	75	15	5.2~5.3	45~50	8.21×10 ⁴ ~8.26×10 ⁴	2023.9.15

合站 1#、2#、3#、4#燃气低压蒸汽锅炉			5.5~5.6	48~51	$8.29 \times 10^4 \sim 8.33 \times 10^4$	2023.9.16
评价标准 (GB13271-2014 表 2)	/	/	/	≤200	/	/
达标状况	/	/	/	达标	/	/

根据顺北区块监测数据锅炉废气达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)要求。无组织废气排放均达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准(GB39728-2020)》有关标准、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。

(2) 废水

顺北区块主要的生产废水为采出水，目前依托顺北油气田联合站和顺北 1 处理站后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。回注参照执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中储层空气渗透率 $>2.0\mu\text{m}^2$ 评价。

表 3.1-7 废水监测数据一览表

项目名称	位置	监测单位	监测时间		监测结果		
					pH	SS	石油类
例行监测	顺北油气田联合站采出水外输泵出口	西北油田分公司质量检测站	2023 年 7 月 1 日	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	/	22	9.28

顺北区块主要的生产废水为采出水，目前依托顺北油气田联合站和顺北 1 处理站后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。回注参照执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中储层空气渗透率 $>2.0\mu\text{m}^2$ 评价。

根据顺北油气田环保站建设工程（一期）竣工环境保护验收监测报告（新能源（验）[2021]-XHC-033 号）废液处理装置处理后的外输水监测结果。

表 3.1-8 顺北油气田环保站外输水水质监测表

监测点位	悬浮固体含量 (mg/L)	含油量 (mg/L)	铁细菌 (个/mL)	腐生菌 (个/mL)	硫酸盐还原菌 (个/mL)
出口 (外输池)	28	9.5	2.5	0.6	0
	25	7.0	2.5	0.6	0
	27	4.9	2.5	0.6	0
	29	3.0	2.5	0.6	0

	26	2.9	2.5	0.6	0
	27	1.9	2.5	0.6	0
	27	4.0	2.5	0.6	0
	25	4.0	2.5	0.6	0
日均浓度最大值	27	6.1	2.5×10^4	0.6×10^4	0
达标情况	达标	达标	达标	达标	达标

顺北油气田环保站废液处理系统出口（外输池）水质中悬浮物固体含量最大日均浓度值为 27mg/L，含油量最大日均浓度值为 6.1mg/L，铁细菌最大日均浓度值为 2.5×10^4 个/mL，腐生菌最大日均浓度值为 0.6×10^4 个/mL，硫酸盐还原菌未检出；各监测因子最大日均浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求。

（3）噪声

各井场厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

表 3.1-9 声环境影响监测结果

序号	监测点位		昼间						夜间					
			实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	顺北油气田联合站	东	42	60	达标	42	60	达标	39	50	达标	39	50	达标
		南	51		达标	51		达标	48		达标	48		达标
		西	45		达标	45		达标	43		达标	43		达标
		北	46		达标	46		达标	43		达标	44		达标
2	顺北油气田环保工作站	东	42	60	达标	42	60	达标	39	50	达标	39	50	达标
		南	41		达标	41		达标	38		达标	38		达标
		西	42		达标	41		达标	38		达标	38		达标
		北	42		达标	42		达标	38		达标	38		达标

监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求，说明已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

（4）固废

在油气田进入正常运营期间，会产生含油污泥、油砂及生活垃圾等固体污染物。检查时未发现有明显的落地油。油井有事故放喷池，在事故状态下原油排入放喷池，不会对井场造成污染，放喷池原油用罐车回收，不会对环境造成很大的影响。

(5) 污染物排放总量

根据顺北区块工程污染物排放情况见表 3.1-10。

表 3.1-10 顺北区块现有工程污染物排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
废气	颗粒物	4.94	4.94
	二氧化硫	1.45	1.45
	氮氧化物	47.32	47.32
	VOCs	249.551	249.551
废水	采出水	$18.24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0
	废液	6.04 万 t/a	0
	生活污水	$4.07 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0
固废	含油污泥	246.1	0
	碱渣	56.1	0
	混油泥浆和岩屑	6903.41	0
	水基钻井泥浆和岩屑 (含磺化)	8.19×10^4	0
	生活垃圾	260.61	0
	废机油	9.3	0

3.1.3.9 与排污许可衔接情况

(1) 排污许可证申领情况

采油四厂已于 2021 年 6 月 10 日申领了采油四厂顺北油气田联合站 (五号联合站) 排污许可证, 编号 91650000742248144Q098Q, 有效期 2021-06-10 至 2026-06-09; 并于 2023 年 7 月 3 日申领了采油四厂顺北天然气处理厂 (六号联合站), 许可证编号 91650000742248144Q118Q, 有效期 2023-07-03 至 2028-07-02。

(2) 排污口规范化管理

采油四厂按照相关规范要求, 认真落实了各排污口规范化工作, 主要包括:

废气排放点均设置了规范的采样口; 锅炉房有组织废气监测点位设有永久采样平台; 废气、噪声排放点设置了规范化的污染物排放标识牌; 锅炉房除常规的压力、温度、液位、流量检测及相关连锁控制外, 为满足站场无人值守的要求, 还对关乎锅炉房安全运行的相关参数, 如给水硬度、炉水 pH 值、炉水矿化度、凝结水含油量等进行了在线监测, 确保锅炉房安全运行。

对顺北油气田五号联合站内产生噪声、有毒有害气体设备车间设置了职业危害告知牌, 告知牌内容包含职业危害、理化特性、应急处理、防护措施、急救及消防应急电话、职防咨询电话。

(3) 污染源监测及环境管理台账落实情况

①有组织废气源监测情况

采油四厂对区块范围内的加热炉、热水炉等建立了污染源台账，每月对烟气进行抽样检测分析，并进行统计，符合排污许可相关管理要求。

②无组织废气源监测情况

目前，采油四厂按照《采油四厂 2024 年自行监测方案》对顺北油田联合站（五号联）、天然气处理厂（六号联），开展了泄漏检测与修复（LDAR）工作。LDAR 工作由正天华能开展，2024 年已完成上半年监测工作。检测点数 18390 个，初检泄露点数 9 个，复检工作已完成。

顺北区块采取的其他管理措施符合方案要求，主要包括：

①通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。

②挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。

③遵循“应收尽收、分质收集”的原则，科学设计废气收集系统，将无组织排放转变为有组织排放进行控制。

《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求，企业中载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个，应开展泄漏检测与修复工作。设备与管线组件包括：a) 泵；b) 压缩机；c) 搅拌器（机）；d) 阀门；e) 开口阀或开口管线；f) 法兰及其他连接件；g) 泄压设备；h) 取样连接系统；i) 其他密封设备。

企业应按下列频次对设备与管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测：

a) 对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象；

b) 泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；

c) 法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次；

d) 对于直接排放的泄压设备，在非泄压状态下进行泄漏检测。直接排放的泄压设备泄压后，应在泄压之日起 5 个工作日之内，对泄压设备进行泄漏检测；

e) 设备与管线组件初次启用或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测。

采油四厂根据《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），采油四厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油四厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则》，采油四厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4 存在环保问题及整改措施

根据后评价报告、验收调查报告及本次现场调查情况，顺北一区井场目前存在的一些遗留环境问题，主要为：

（1）环保问题

- ①道路沿线草方格出现破损的情况。
- ②顺北隆 2 井暂未完成竣工环保验收。

（2）“以新带老”措施

针对以上问题，已纳入西北油田分公司制定了整改计划，对油田目前存在的问题加以有效解决，且落实到具体的责任部门，在后续滚动开发建设过程中将采取必要的措施进行整改，整改要求如下：

- ①在本次部署的井场、管线沿线沙化严重的地段，采用草方格固沙工程措施进一步降低沙漠化程度。
- ②及时对顺北隆 2 井进行竣工环保验收工作。

3.1.5 钻井工程回顾

顺北隆 2 井单独编制环境影响报告表，环保手续见表 3.1-11。

表 3.1-11 环保手续

项目名称	环评	验收
------	----	----

	审批部门	文号	审批日期	
西北油田分公司顺北隆 2 斜井（勘探井）钻井工程	阿克苏地区生态环境 局	阿地环审〔2024〕 286	2024 年 5 月 7 日	正在组织验收

顺北隆 2 井基本数据详见表 3.1-12。

表 3.1-12 顺北隆 2 井钻井基本数据

井号	顺北隆 2 斜井
地理位置	阿克苏地区沙雅县境内，顺北油气田一区
井口坐标	
井深	8327m/7910m（斜深/垂深）
井型	斜井
完钻层位	奥陶系一间房组-蓬莱坝组

顺北隆 2 斜井于 2024 年 6 月 24 日开钻，2024 年 10 月 16 日完钻，目前正在组织验收，建设单位承诺在《顺北隆 2 井探转采工程项目》施工前，完成对“西北油田分公司顺北隆 2 斜井（勘探井）钻井工程”的竣工环保验收。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司正在组织顺北隆 2 斜井(勘探井)竣工环保验收工作。

3.2 拟建工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：采油四厂顺北隆 2 井探转采工程项目

建设性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内顺北油气田顺北一区，顺北隆 2 井位于顺北一区 1 条带东侧，北部距沙雅县约 80km，由西北油田分公司采油四厂管辖。

3.2.1.3 建设规模

主要建设内容包括：①新建 1 座井场（顺北隆 2 井井场），井场内新建单井计量装置等设施，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、消防等工程；②新建单井集输管线 9km；③顺北 4-6H 注气站注气压缩机前新建 1 台旋风分离器（50×10⁴m³/d），顺北联合站外输压缩机前新建 1 台旋风分离器（100×10⁴m³/d）。

设计产能规模：顺北隆 2 井设计单井日产油 61.8t、日产气 $4.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ，气油比 $800 \text{m}^3/\text{t}$ ，年累产油 $2.2546 \times 10^4 \text{t}$ 、年累产气 $0.1804 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括主体工程、环保工程、公辅工程等。工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程名称		工程内容及规模	备注
主体工程	井场工程	新建井场 1 座，井场采用标准化设计，主要建设内容包括计量装置、仪表配电间等，同时井口预留加热接口、注醇接口，均为系统冻堵时解堵需要。。	新建
	地面工程	新建顺北隆 2 井至 1#阀组站外阀室集输管线 9km，管径 DN100。单井管道采用全通路高阻隔柔性连续复合管。	新建
		新建顺北 4-6H 注气站注气压缩机前 1 台旋风分离器（ $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），新建顺北联合站外输压缩机前 1 台旋风分离器（ $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）	新建
辅助工程	道路工程	依托现有进场道路。	依托
	供配电	顺北隆 2 井场电源从就近已建 35kV 架空线路引接。	依托
	供水	施工过程用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。	/
	通信	井口设置摄像头设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过工业以太网交换机，经光缆上传相应的站场。单井采用 12 芯光缆，与管道同沟敷设 9km。	新建
	消防	拟建井场及站场均属于五级站场，可不设消防给水设施，配备一定数量的移动式灭火器材即可满足消防要求。	新建
环保工程	废气	施工期：施工扬尘、焊接烟尘、机械、车辆尾气等。施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖，采取国家合格燃料等的措施。 运营期：井场阀门和法兰等位置无组织挥发的非甲烷总烃和少量 H_2S 。本工程采用密闭集输工艺，单井采用井口不加热集输工艺；设备、仪表控制、阀门等做好密闭，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；设置可燃气体探测器。	/
	废水	施工期：管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活污水依托经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。 运营期：采出水 and 井下作业废水。采出水依托顺北油气田五号联合站处理；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站处理。	/
	噪声	选用低噪声设备，采取基础减振等措施。	/

工程名称		工程内容及规模	备注
	固废	施工期：施工土方、施工废料、生活垃圾。施工土方全部用于场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置；施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北1处理站旁生活基地，生活垃圾委托库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运至当地垃圾填埋场处置。 运营期：落地油、油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料等。落地油由作业单位100%回收；油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料等危险废物委托有相应资质的单位处置。	/
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场及管线进行巡视。	/
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；井场周边以及管线两侧设置草方格防风固沙。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、站场、管线。 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	/
依托工程	顺北油气田五号联合站	原油通过管道输送至顺北油气田五号联合站进行处理；顺北五号联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；原油处理规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模 $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；原油脱水采用两级热化学沉降脱水工艺；原油稳定采用负压稳定+气提脱硫一体化工艺；采出水处理采用高效除油沉降+气提+过滤工艺。	依托
	顺北油气田环保站	顺北油气田环保工作站于目前仅接收废液，废液设计处理能力为 $400 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前没有接收磺化泥浆、含油污泥、受侵土壤、建筑垃圾等。废液包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废液等，采取“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对钻井作业废液进行处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，使处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。	依托

3.2.1.5 项目投资

本工程总投资估算为 630.5 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托采油四厂工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 油（气）藏特征

顺北油气田位于顺托果勒低隆西北部，沙雅隆起西南倾没端，地层特征与塔河、跃进地区基本相似。自上而下发育第四系、新近系、古近系、白垩系、三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系、寒武系，缺失侏罗系。白垩系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系存在不同程度缺失。奥陶系中-下统碳酸盐岩是拟建项目主要目的层。目的层上覆地层为奥陶系上统的恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组，一间房组与恰尔巴克组为平行不整合接触。目的层下伏寒武系，与奥陶系下统蓬莱坝组为整合接触。奥陶系中-下统一间房组厚度 160m~170m，鹰山组厚度 900m 左右。东部低隆区一间房组顶面埋深 7200m~7500m，斜坡区 7500m~8000m，洼地区 8000m~9000m，北部顺 8 北三维区 7200m~7700m。

顺北油气田发育两类火成岩。一类是火山喷发岩，发育在二叠系。另一类是侵入岩，目前在奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系。

3.2.2.2 流体性质

顺北隆 2 井经试采化验，原油属低凝固点、低粘度、低含硫、含蜡原油，凝固点-6℃。天然气 C3+含量 3.97%，H₂S 浓度 33439mg/m³，CO₂ 摩尔数 3.49%，相对密度为 0.65。

表 3.2-2 原油物性表

井号	密度 (20℃)	硫含量	运动粘度 (30℃)	凝固点	蜡含量
	(g/cm ³)	%	(mm ² /s)	(℃)	%
顺北隆 2	0.7948	0.207	2.906	-6	7.3

表 3.2-3 天然气物性表

井号	甲烷	乙烷	丙烷及以上	氮气	二氧化碳	氢气	氦气	硫化氢含量
顺北隆 2	86.35%	5.01%	2.63%	2.27%	3.49%	0.23%	0.02%	33439mg/m ³

表 3.2-4 地层水物性表

井号	密度	氯化物	PH 值	Na ⁺ 、K ⁺	Ca ⁺	总矿化度
	(g/cm ³)	(mg/L)	/	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)
顺北隆 2	1.10	87687.49	5.92	16126.39	26451.26	89098.18

根据《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)，含硫油井是指天然气的总压等于或大于 0.4MPa，而且该气体中硫化氢分压等于或大于 0.0003MPa 的井；或地层天然气中硫化氢含量大于 75mg/m³(50ppm)的井；高含硫井是指地层天然气中硫化氢含量等于或大于 1500mg/m³(1000ppm) 的井采属于高

含硫油井。因此判定顺北隆 2 井属于高含硫油井。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据西北田分公司编制的探转采设计方案，采油四厂顺北隆 2 井充分利用已建的阀组站外输油气干线将油气输至联合站或天然气处理厂。布站方式为“井口→阀组站→联合站（天然气处理厂）”，单井先集输至阀组，最终输至联合站顺北油气田联合站（顺北五号联）处理。

本次拟部署单井与已建阀组站关系见表 3.2-5。

表 3.2-5 井站关系

井站		
顺北隆 2 井→	1#阀组间站外阀室→	顺北五号联合站

3.2.3.2 开发指标预测

本工程开发指标预测见表 3.2-6。

表 3.2-6 本工程主要开发指标设计表

项目	日产油	日产气	最高年产油	最高年产气
	(t/d)	(10 ⁴ m ³ /d)	(10 ⁴ t/a)	(10 ⁸ m ³ /a)
顺北隆 2 井	61.8	4.9	2.2546	0.1804

3.2.4 主体工程

3.3.4.3 井场工程

本工程新建井场 1 座，井场永久占地面积为 3600m²，井场内安装采油树、单井计量等生产设施，井口预留加热接口、甲醇加注接口。单井均采用井口不加热集输工艺。

①新建井场

新建井场工程量见表 3.2-7。

表 3.2-7 新建井场工程量

序号	内容		单位	数量
	标准化井场		座	1
1	单座井场	采油树	座	1
2		单井计量装置	套	1
3		仪表配电间	座	1

②平面布置

井场由采油树、单井计量装置、仪表配电间等组成，占地面积 30m×30m，井场平面布置具体见图 3.2-4。

3.3.4.4 地面工程

(1) 集输工程

本工程新建单井集输管道共计 9km，具体工程量见表 3.2-8。

表 3.2-8 管道工程统计表

井号	终点	输量	长度 km	规格	起/终点压力 MPa	起/终点温度 ℃
顺北隆 2	1# 阀组	油：61.8t 气：4.9×104m³/d	9	DN100	3.5/2.3	38/23.7

拟建管道走向示意图见图 3.2-5。

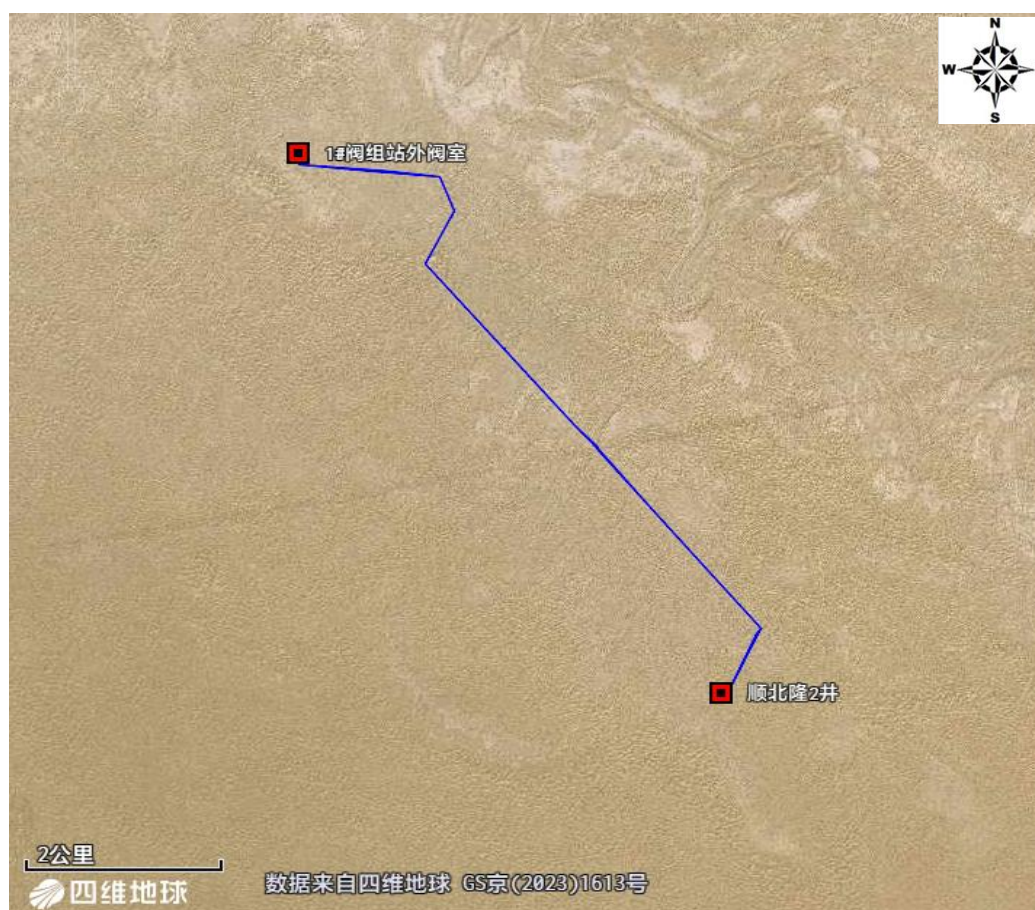


图 3.2-5 顺北隆 2 井拟建管道走向示意图

(2) 旋风分离器

顺北联合站干气经注气管线输至顺北 4-6H 注气站，输量 46 万方/天，在注气站经压缩机增压至 52MPa 后进行井口注气。顺北天然气处理厂干气经反输管线输至顺北联合站，输量 70 万方/天，在顺北联合站经压缩机增压后外输。

由于集输距离过长，集输过程中管道中的杂质随气体一同进入压缩机前端，导致压缩机进气阀、排气阀处存在较多灰尘杂质，造成气阀使用寿命缩短，影响压缩机使用效率，同时存在杂质进入活塞杆填料，从而损坏填料和活塞杆拉伤的风险。因本次方案中在顺北 4-6H 注气站注气压缩机前新建 1 台旋风分离器（50 万方/天），在顺北联合站外输压缩机前新建 1 台旋风分离器（100 万方/天）。

3.2.5 配套工程

3.5.2.1 道路工程

本次不新增道路，依托现有道路。

3.5.2.2 供排水

施工期用水由罐车拉运，运营期不消耗新鲜水。

本工程运营期油气井的采出水随油气混合物输送至顺北油气田五号联合站污水处理系统处理；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至顺北油气田环保站废液处理系统处理。

3.5.2.3 供配电

（1）供电电源

目前巴派电力线已接至顺北隆 2 井井口，电压等级 35kV，可以满足顺北隆 2 井单井生产需求，因此本次设计不涉及输电电力线。

（2）单井配电

单井配电采用线路变压器组接线方式，井场设变配电设施，设计四杆杆上式变压器 1 台，变压器选用 S20-400 35/0.4 $\pm 2 \times 2.5\%$ （一级能效），并设杆上式户外配电箱，配电箱内设进出线空气开关和智能电表漏电保护等设施，配套建设单井低压电缆及防静电设施。

计量方式：低压侧计量。

接线形式：低压侧单母线接线形式。

3.5.2.4 供热

本工程施工期和运营期无需供热。单井均采用井口不加热集输工艺。

3.5.2.5 防腐

（1）材质选择

本工程所在区块原油含蜡量高，地层水矿化度高（大于 $20 \times 10^4 \text{mg/L}$ ），氯

离子含量高，钙、镁离子含量高，腐蚀结垢严重，伴生气中硫化氢含量很高，二氧化碳含量高，且气油比高（800m³/t），存在气体渗漏风险。

经计算，顺北隆 2 单井集输管线 H₂S 分压值为 1.2MPa，依据 SY/T 0599-2018《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和应力腐蚀开裂金属材料技术规范》，腐蚀环境属于 SSC3 区。

综合以上分析，全口径高阻隔柔性连续复合管耐 H₂S、CO₂ 腐蚀，适合输送本介质工况环境，且已在相似工况环境中广泛应用。因此本次设计单井管线选用全口径高阻隔柔性连续复合管。

（2）基础防腐

基础底部设 100mm 厚 C20 聚合物水泥混凝土垫层（每边宽出基础边缘 100mm），其余基础与土壤接触部分外刷环氧沥青涂层，厚度不小于 500um，钢筋混凝土基础内添加钢筋阻锈剂，阻锈剂用量不小于产品说明书中要求的强腐蚀性条件下的最小用量。其中砖基础先做 20mm 厚 1:2.5 防水水泥砂浆抹面，再刷环氧沥青涂层。

（3）钢结构除锈、涂装

①钢结构除锈

次要钢构件的钢材表面除锈等级要求达到 St3 级。

②次要钢构件防腐涂装

次要钢构件（钢材表面除锈等级要求达到 St3 级的构件）防腐涂层：环氧铁红底漆 2 遍，厚度不小于 60 微米；

环氧云铁中间漆 1 遍，厚度不小于 80 微米；丙烯酸聚氨酯面漆 3 遍，厚度不小于 100 微米；涂层总厚度不小于 240 微米。

钢结构防腐涂料使用年限 10 年。

3.5.2.6 通信

井口设置摄像头设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过工业以太网交换机，经光缆上传相应的站场。单井采用 12 芯光缆，与管道同沟敷设 9km。

3.5.2.7 消防

本工程井场属于五级站场，可不设消防给水设施，配备一定数量的移动式灭火器材即可满足消防要求。

3.2.6 依托工程

本工程运营期顺北隆 2 井产生的气液混合物进入五号联合站进行处理。

本工程施工期产生的酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集并及时拉运至顺北油田环保工作站处理，经处理达标后回注地层。运营期产生的采出水依托顺北油气田五号联合站处理；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站处理。

3.2.6.1 顺北油气田五号联合站

五号联合站已于 2019 年 8 月 8 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2019〕140 号），2021 年 7 月 16 日完工并调试运行，于 2021 年 12 月 16 日完成企业自主验收会议，本工程建设完成后可依托其原油、天然气以及污水处理系统。顺北油气田五号联合站占地面积为 284 亩（790m×240m），主要为处理油井产出物，主要接收顺北 1 井区、顺北 5 井区内油井产液，以及顺北 1 站伴生气、混烃的集中处理，处理后原油外输，天然气处理合格后外输，部分作为燃料气返输至顺北 1 号处理站，采出水处理合格后拉运至单井回注，同时生产液化气、稳定轻烃、硫磺颗粒等；顺北油气田五号联合站工艺装置区列装化布置，预留整列扩建位置。

建设内容包括：原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；共计分为 9 个工艺单元及 11 个辅助单元，主要产品为净化原油、天然气（干气）、采出水、液化气、稳定轻烃和硫磺共计 6 类。联合站平面布局见图 3.2-9。

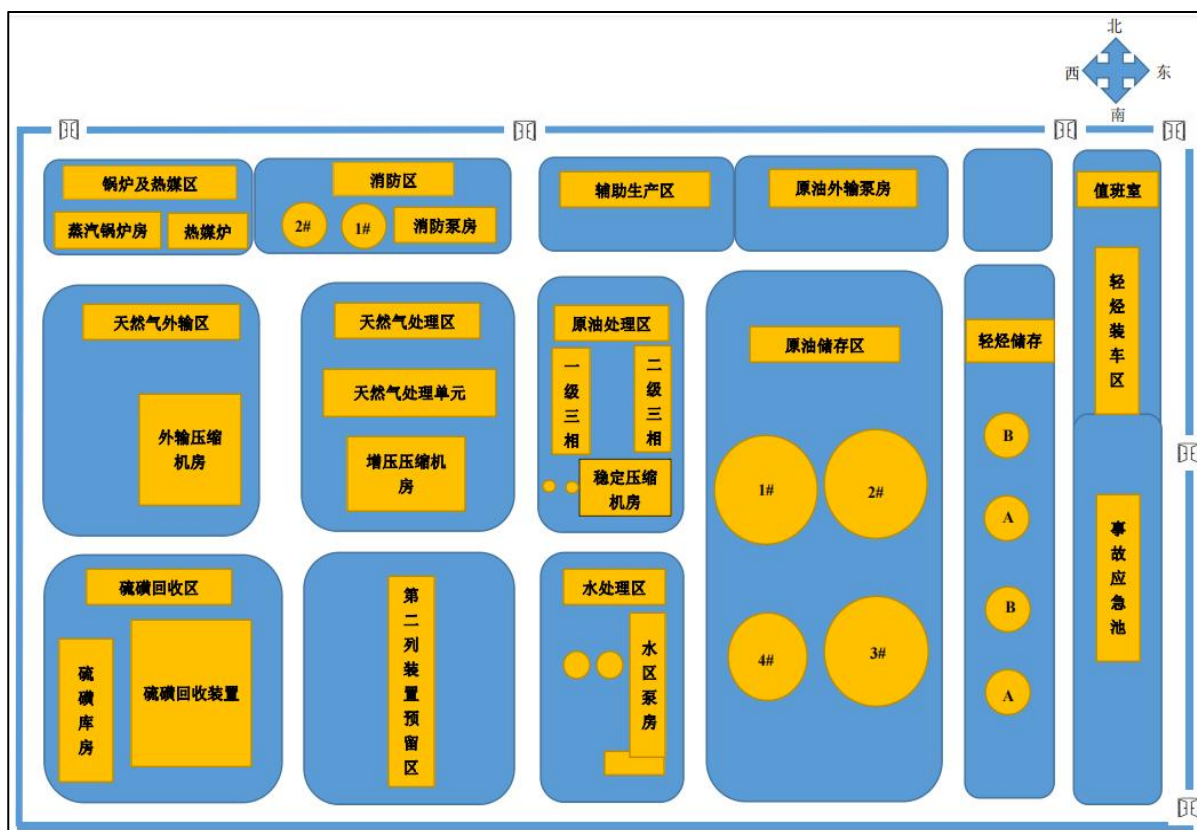


图 3.2-9 五号联合站平面布置示意图

(1) 原油处理

五号联合站原油处理规模： $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 。采用两级热化学沉降脱水工艺。为消除油气混输段塞流对站内生产造成的冲击、脱除游离水，一级热化学沉降脱水具备段塞流捕集、游离水脱除、伴生气分离等功能。处理工艺见图 3.2-10。

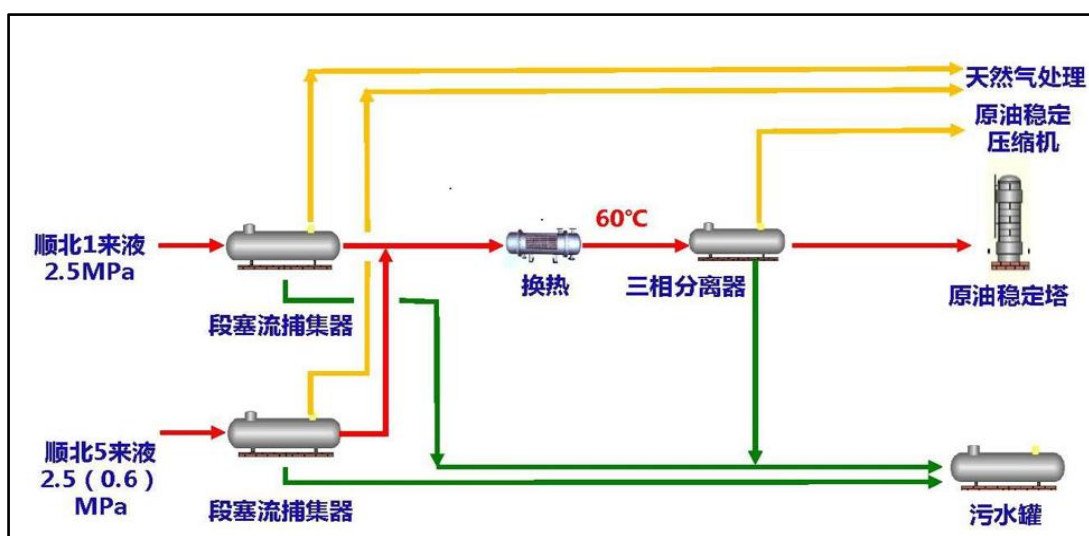


图 3.2-10 五号联合站原油处理工艺

工艺流程简述：顺北油气田五号联合站站外计量阀组来液进站加入破乳剂后，

进入一级三相分离器，原油、伴生气进行分离，同时分离游离水（液相停留时间 $\geq 30\text{min}$ ），伴生气、采出水分别进入天然气处理装置区、采出水处理区处理；分离出的含水原油（含水 $\leq 35\%$ ）进入蒸汽换热器升温至 50°C ，然后进入二级三相分离器进行油气水分离（液相停留时间 $\geq 60\text{min}$ ），伴生气、采出水分别进入天然气处理装置区、采出水处理区处理，分离出的低含水原油（含水 $\leq 2\%$ ）进入原油稳定塔进行原油稳定。

混烃处理：含硫化氢的混烃来自原油稳定系统，混烃中硫化氢所占气体体积分数为 0.5% ，混烃流量为 42t/d 。脱硫后的混烃可以减轻硫化氢对设备、管线的腐蚀，生产合格的高附加值产品，提高经济效益。

混烃分馏工艺流程见图 3.2-11。

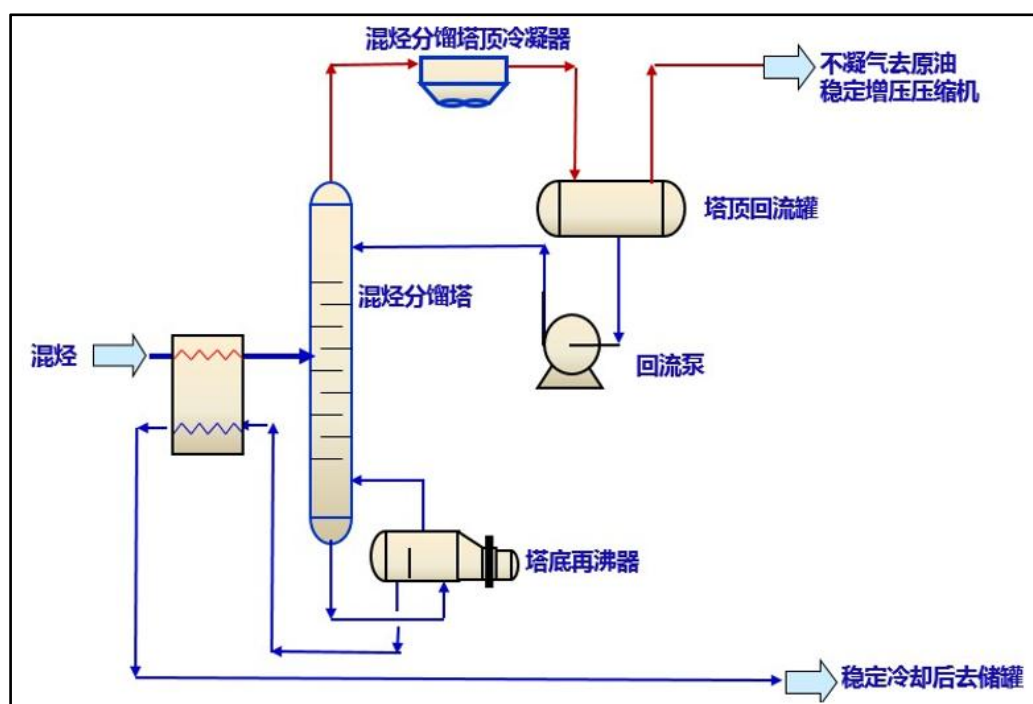


图 3.2-11 混烃分馏工艺流程图

来自联合站原油稳定单元的混烃，压力为 0.9MPa ，温度 46°C 。含硫混烃经换热器加热后进入混烃脱硫稳定塔的中部，与塔下部进塔的净化天然气及塔底再沸器返塔气体逆流接触，混烃中的 H_2S 及大部分 $\text{C}_3\sim\text{C}_5$ 进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶冷凝器冷却后进塔顶回流罐，凝液经塔底回流泵提升回到混烃脱硫稳定塔上部，塔顶回流罐富含硫化氢气相进入天然气脱硫装置。少量 $\text{C}_3\sim\text{C}_5$ 及绝大部分 C_5^+ 进入塔底再沸器，绝大部分 C_5^+ 作为轻烃产品经混烃换热器降温后进入轻烃储罐。

(2) 天然气净化回收

天然气脱硫采用的砒胺法，使用的胺液为 N-甲基二乙醇胺（MDEA），天然气净化后达到（GB17820-2018）中二类气技术指标。

天然气脱硫工艺流程：原料气进站后进入原料气分离器脱出气体中的游离水和杂质，然后经一级压缩机增压之后进入脱硫单元进行 MDEA 胺法脱硫。

天然气脱水及干气外输：天然气脱硫完成后，经二级压缩之后进入脱水单元进行脱水，采用分子筛脱水固体吸附法，将天然气中的水份和杂质脱出，经脱水后的天然气进入冷凝分离部分凝液分馏，最后处理完成的干气由外输压缩机外输。砒胺法脱硫部分工艺流程见图 3.2-12。

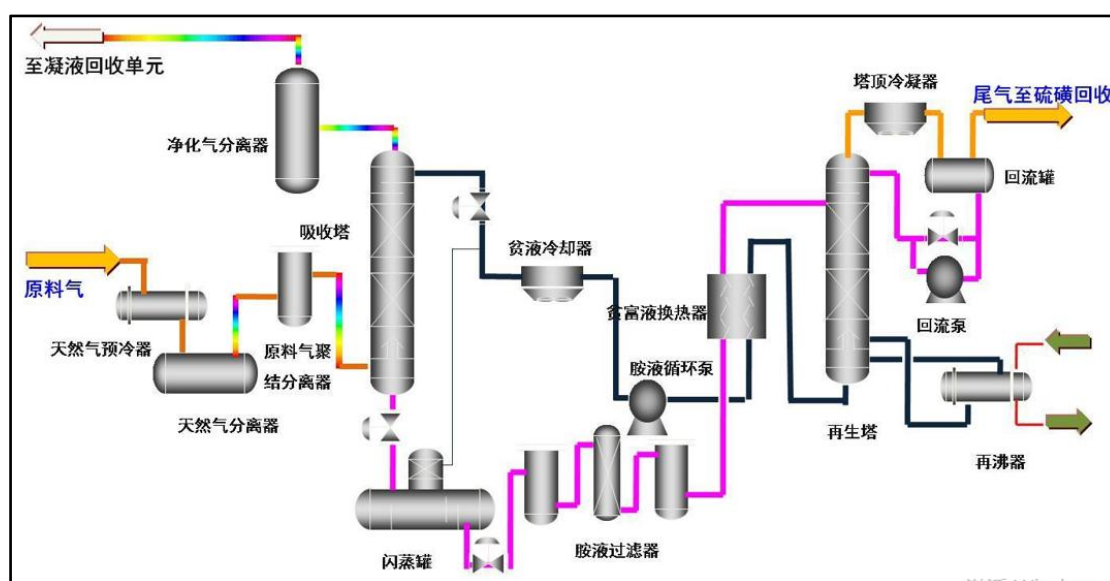


图 3.1-12 砒胺法脱硫部分工艺流程图

硫磺回收工艺流程：硫磺回收部分采用自循环 LO-CAT 工艺。经脱硫系统处理出的含硫化氢的酸气经酸气分离器分离后，进入吸收氧化塔后进行氧化还原反应，氧化塔得到的硫磺进入硫磺过滤机，制成含水 30% 的硫饼，滤液经滤液分离器分离、溶液泵增压后进入吸收/氧化塔顶部循环使用。自循环硫磺回收部分工艺流程图见图 3.2-13。

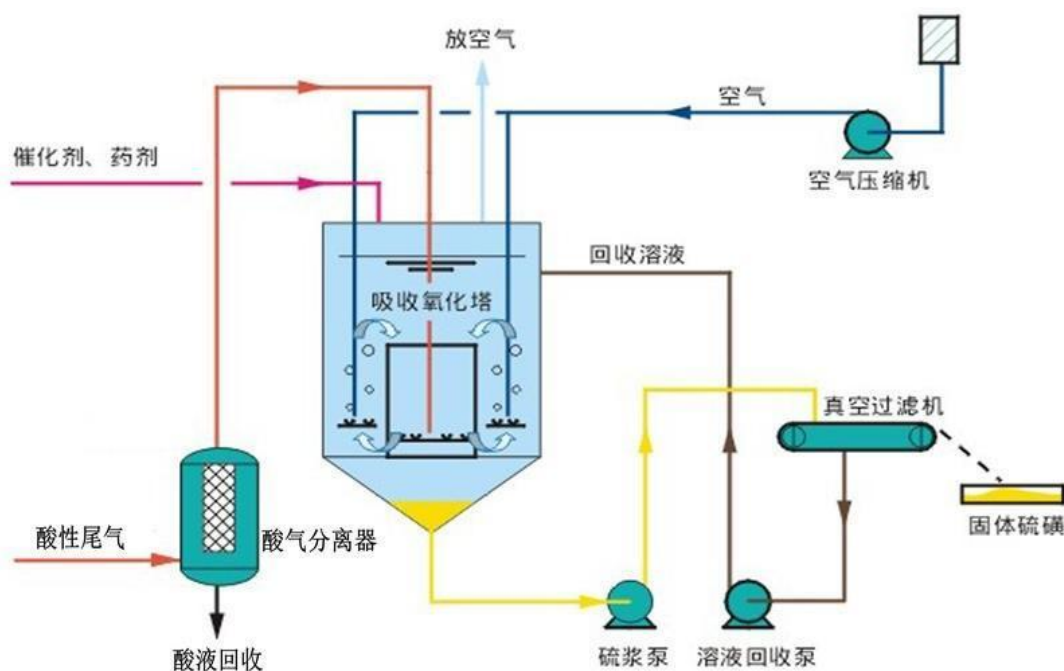


图 3.2-13 自循环硫磺回收部分工艺流程

天然气凝液回收：为进一步提高工程的经济效益，五号联采用深冷凝液回收工艺对天然气中的凝液进行回收。为减少单塔吸附剂装填量，降低设备投资及加热和冷却负荷，减少再生加热能耗，选取 3 座塔等压再生分子筛脱水流程。

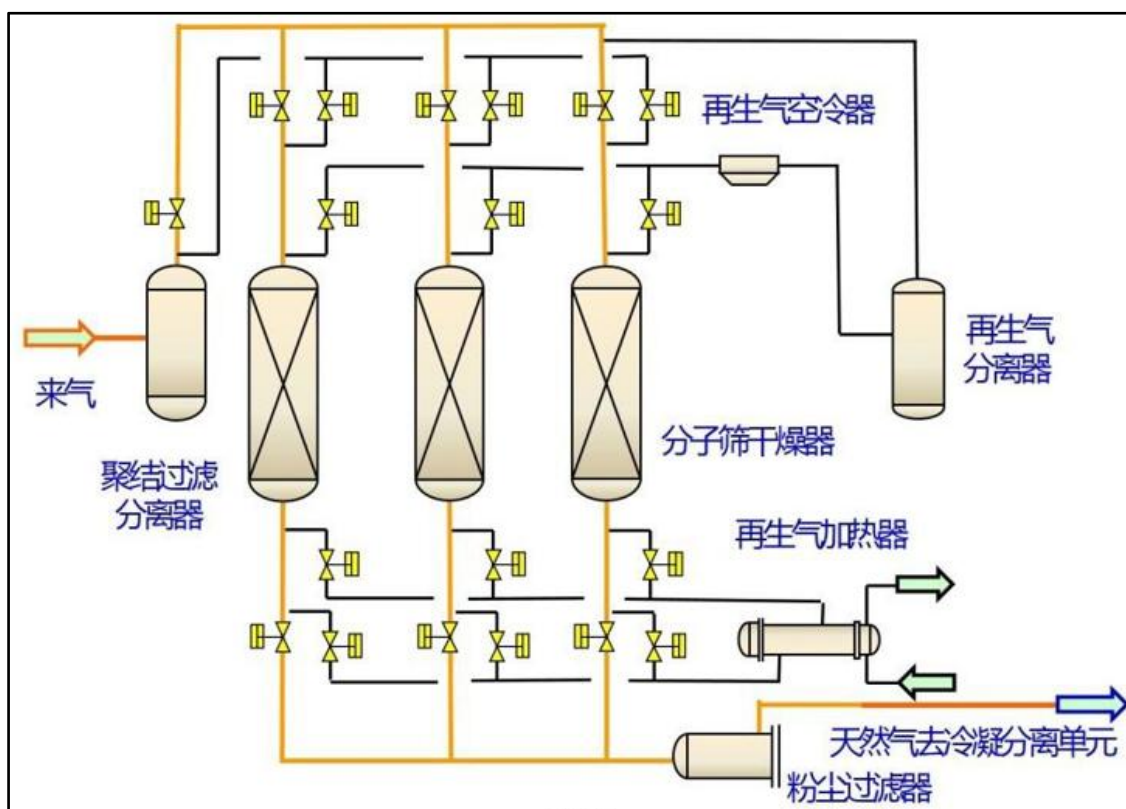


图 3.2-14 分子筛脱水工艺流程简图

(3) 采出水处理工程

根据污水的水质特性，污水中含 H_2S ，为此采用密闭工艺的压力流程对顺北区块产生的采出水进行处理，工艺处理过程中对污水处理设备内填充天然气增加设备的压力，使设备处于一个密闭的处理环境，以减少硫化氢气体的挥发，最终的天然气经管线输送至天然气净化单元进行脱硫处理，其具体工艺流程见图 3.2-15。

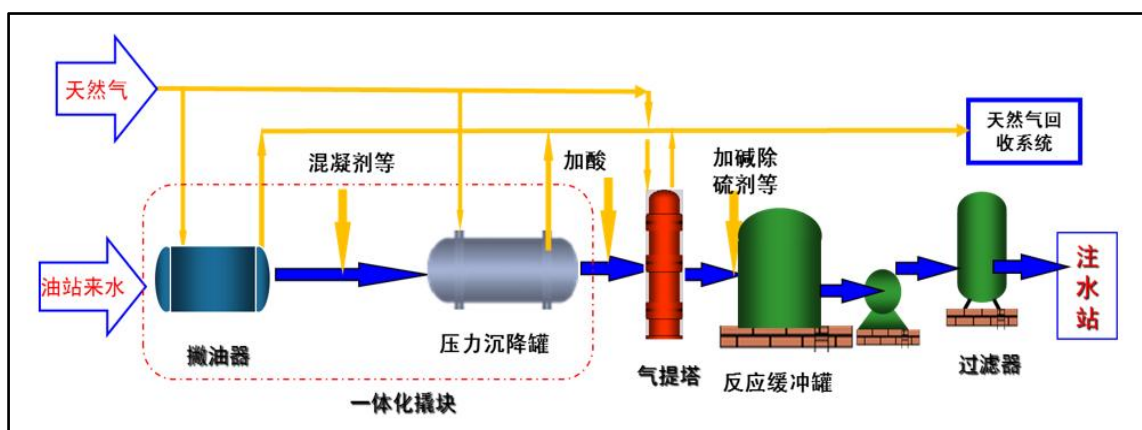


图 3.2-15 污水处理压力流程示意图

(4) 联合站原油外输

根据顺北区块按照近期的总体产能，净化原油设计外输能力按照 $120 \times 10^4 t/a$ 计。原油外输正常压力 3.0MPa、最大压力 4.0MPa，联合站内配置 $Q=200m^3/h$ 、 $H=600m$ 、 $N=560kW$ 外输泵 2 台（离心泵，1 用 1 备，预留 2 台位置）。

3.2.6.2 顺北油气田环保站

顺北油气田环保站已于 2019 年 12 月 19 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2019〕317 号），于 2021 年 12 月 15 日完成企业自主验收会议。

顺北油气田环保站位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县中部顺北一区内 5 号联合站东南侧约 1.5km 处。

(1) 废液处理系统

顺北区块油气田钻试修产生的废液（包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废水），采用“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对废液进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。

该处理工艺主要包括预处理、破胶沉降混凝、过滤、外输回注等工序，具体流程如下：

1) 预处理工序

油田钻井作业废液由专用运输车运送至环保站后，首先卸入废液接收池内，废液接收池分为接收区和中和区，废液在接收区通过撇油刮渣机将表面的油污刮到油污槽，自流进入污油池；之后废液自流进入中和区，根据水质情况，加药剂（NaOH）调节 pH 值，废液接收池底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

2) 破胶、沉降及混凝工序

经前端油水分离后的废液经一级提升泵提升至破胶罐进行破胶处理（根据来液情况决定是否进行破胶），主要包括在废液中经计量泵添加破胶剂、混凝剂和絮凝剂处理。通过在含油废液中加入配置好的破胶剂，以破坏稳定的双电层结构及稳定胶体体系，从而达到两相分离的目的；通过在含油废水中加入配置好的混凝剂及絮凝剂，在水流作用下迅速与水中的聚合物、悬浮颗粒和油混合，通过吸附、桥连、网捕等作用发生凝聚，生成絮凝物，达到油水分离的目的。

废液经破胶絮凝后自流进入一次沉降池，一次沉降池分为沉降区和缓冲区，废液在沉降区通过撇油刮渣机将表面的油污刮到油污槽，自流进入污油池；之后沉降区中间清液通过滗水器进入缓冲区。一次沉降池池底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

经沉降工序处理后的废水经二级提升泵提升至压力斜板混凝沉淀罐进行混凝净化，主要包括在废液中经计量泵添加混凝剂和絮凝剂处理，通过在含油废水中加入配置好的混凝剂及絮凝剂，在水流作用下迅速与水中的聚合物、悬浮颗粒和油混合，通过吸附、桥连、网捕等作用发生凝聚，生成絮凝物，进一步达到油水分离的目的。压力斜板混凝沉淀罐罐底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

3) 过滤工序

经前段工序处理后的废水自流至过滤器，再经过一套过滤器，进行过滤、吸附，进一步除去废水中剩余的油、悬浮物等杂质，以达到生产回注水质指标。同时，根据出水水质情况，定期通过反冲洗泵对过滤器进行反冲洗，反冲洗废水通

过管网返回废液处理系统进行处理。过滤器底沉淀的油泥通过污泥提升泵提升至含油污泥贮存池。

4) 外输回注工序

回注系统是将经过处理达标的净化水进行回注地层,建设增压站及外输管网。钻井作业废液处理达到生产回注水质指标后排入反冲洗及外输缓冲水池,通过外输提升泵提升至增压站,再通过喂水泵、高压注水泵加压后,同时通过加药装置中计量泵添加缓蚀剂、杀菌剂、阻垢剂、酸剂和脱氧剂,再经管网送至顺北5号联合站外输系统进行外输回注。

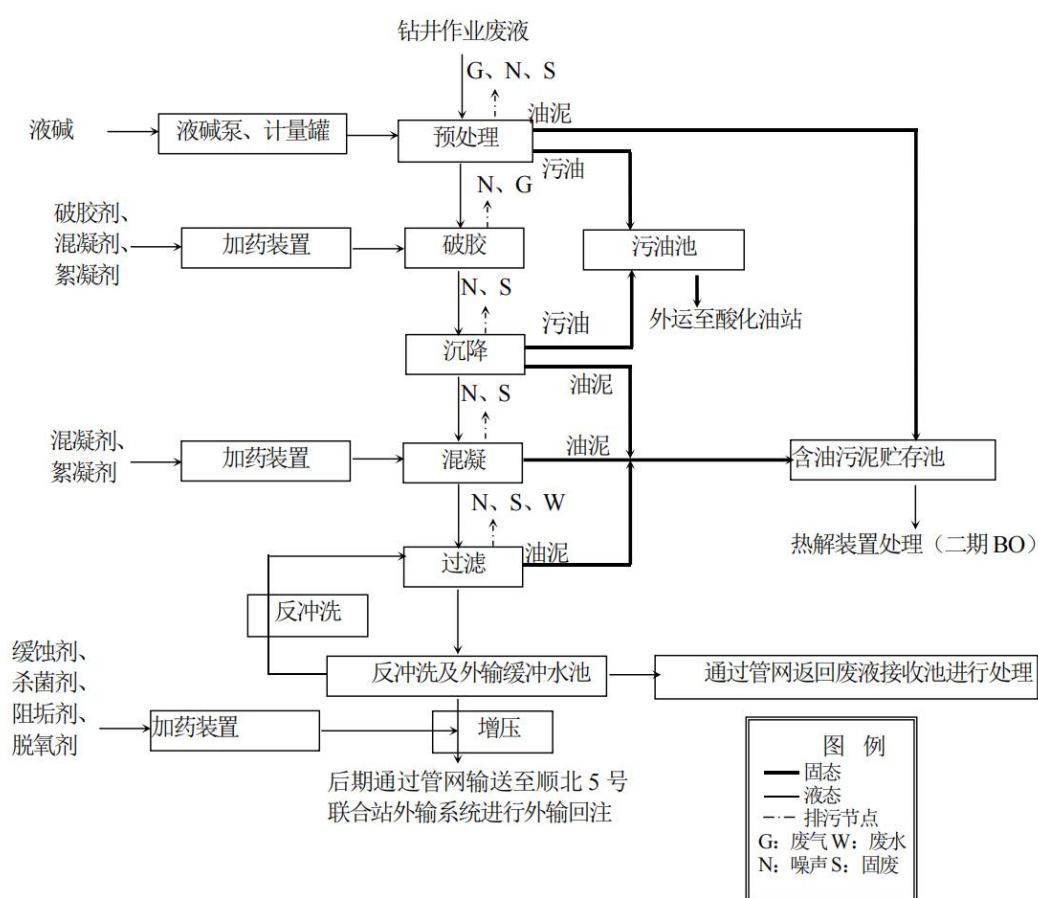


图 3.2-16 废液处理工艺流程

根据顺北油气田环保站建设工程(一期)竣工环境保护验收检测报告(顺北油气田环保工作站)监测结果可知,顺北油气田环保站废液处理系统出口(外输池)水质中悬浮物固体含量最大日均浓度值为27mg/L,含油量最大日均浓度值为6.1mg/L,监测因子最大日均浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准限值要求。

3.2.6.3 危险废物暂存间

本项目运营期产生的少量废防渗材料和废润滑油暂存于危废暂存间，定期委托有资质的单位处理。

2022 年 4 月，新疆天合环境技术咨询有限公司编制完成《采油四厂五号联合站危废暂存间建设项目环境影响报告表》。2022 年 7 月 7 日，阿克苏地区生态环境局批复了该项目（阿地环审〔2022〕349 号）。开工建设时间为 2022 年 7 月 28 日，竣工时间为 2022 年 8 月 7 日。新疆新能源（集团）环境检测公司编制完成《采油四厂五号联合站危废暂存间建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，2023 年 1 月 19 日，企业完成自主竣工环保验收。

采油四厂五号联合站内已建成危废暂存间。新建建筑面积 36m² 的撬装式危险废物暂存间 1 间，内部设置防爆配电系统、排风换气通风系统、漏液回收系统、防爆照明系统、自动消防灭火系统、联动内装设备系统、固液分离系统等。建设规模为最大贮存量为 4.7t/a，贮存周期小于 6 个月，主要贮存废机油桶、沾染矿物油的废弃包装物等危险废物。危险暂存间在现有基础面上铺设 2mm 厚高密度聚乙烯，满足危险废物贮存污染控制标准，并且建立危废转移联单台账制度满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求；收集贮存的危险废物交由巴州联合环境治理有限公司处置。

3.2.6.4 依托工程依托可行性分析

顺北隆 2 井接入已建 1#阀组间站外阀室，原油和天然气混输至顺北五号联合站处理。原油和天然气均依托五号联合站处理，产气约 $0.1804 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油约 $2.2546 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

表 3.2-9 油气水处理及废液依托可行性分析一览表

依托工程		单位	处理规模	运行现状	现状富余量 (2024 年)	本工程新增量	是否可行
五号联合站	原油	t/a	100×10^4	95×10^4	13.299×10^4	2.2546×10^4	可行
	天然气	m ³ /a	13.8×10^8	10.8×10^8	2.3×10^8	0.1804×10^8	可行
	采出水	m ³ /d	1500	500	1000	7.86	可行
顺北油气田环保工作站	废液（酸化压裂液、井下作业废水）	m ³ /d	400	200	200	运营期井下作业废水：38m ³ /a (0.12m ³ /d)	可行
危险废物暂存间	废润滑油、废防渗	t/a	4.7	4.7	4.7	少量	可行

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

(1) 井场建设

新建井场施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备及建筑材料等运输和装卸时产生的扬尘，可通过洒水等措施减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及建筑废料等，生活垃圾集中收集后拉运至当地垃圾填埋场填埋处理，施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置。

井场建设流程及产污环节如图 3.3-1 所示。

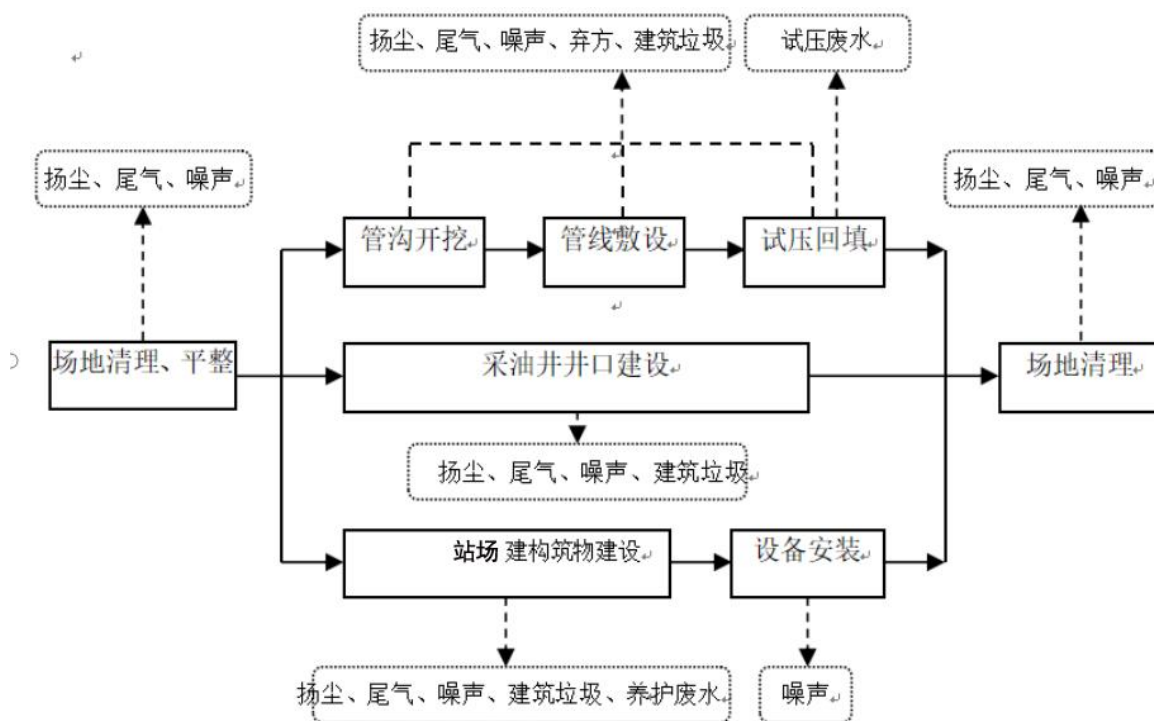


图 3.3-1 井场建设流程及产污环节示意图

(2) 管道建设

管道建设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头等。管道工程施工阶段工艺流程及产污环节见图 3.2-20。

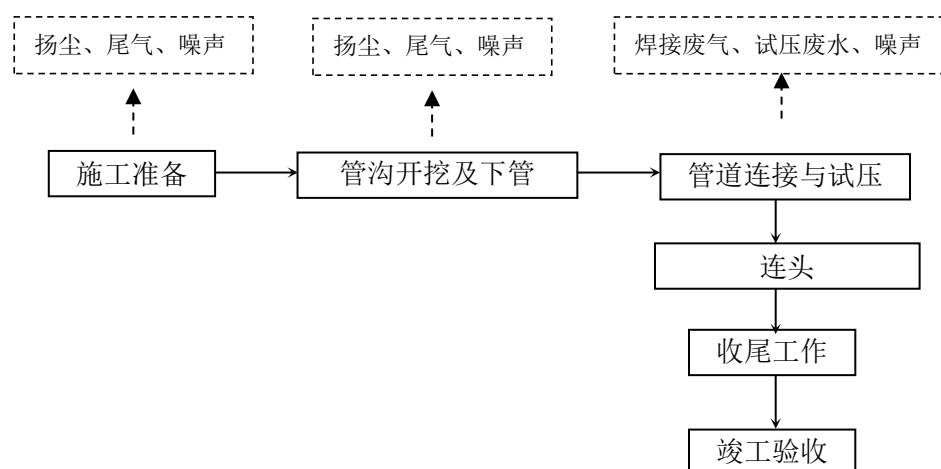


图 3.3-2 管道工程施工流程及产污环节示意图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员做好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

③管道连接与试压

管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应，钢管焊接必须按规定进行坡口加工。管道在组焊或者连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘 100mm

范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。焊接施工时，应根据连接件的材质，先进行试焊选择适当的焊条。

连接完成后对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

④井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过单井集输管线输送至各对应阀组或计转站，然后再通过新建和已建集输管线输送至联合站处理。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管道施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，用于回填管沟及场地平整。

施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

项目	污染源	排放规律	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
废气	车辆行驶、土方施工等扬尘	间歇	TSP	车辆低速行驶、保证车况良好、燃烧合格油品；适当洒水抑尘	环境空气
	施工机械及运输车辆	间歇/	SO ₂ 、NO ₂ 、	机械、车辆定期检修，保证状况良	环境空气

	尾气	连续	C _m H _n	好，燃烧合格油品，不超负荷运行	
	生活污水	间歇	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活基地生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。	妥善处置
	管道试压废水	间歇	COD、SS	试压结束后用于区域洒水降尘	不外排
固体废物	施工废料	间歇	边角料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。	妥善处置
	生活垃圾	间歇	生活垃圾	集中收集后，拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。	妥善处置
	施工土方	间歇	弃土	用于周边场地平整	妥善处置
噪声	施工机械、运输车辆噪声	连续	噪声	选用低噪声施工机械和设备，加强维护保养	声环境
生态	占用土地、破坏植被	临时	植被破坏、土地占用、水土流失	严格控制施工作业宽度，在井场周边、管线两侧设置草方格沙障	生态影响最小化

3.3.1.2 运营期

(1) 油气集输

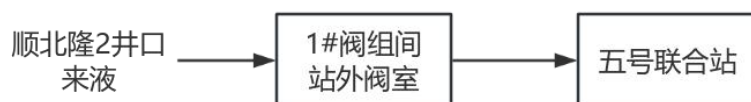


图 3.3-3 运营期油气集输示意图

顺北隆 2 井口来气液接入已建 1#阀组间站外阀室进行计量，再通过已建支线混输至顺北油气田五号联合站处理后外输。

(2) 油气开采

顺北隆 2 井井口压力在 3.5MPa 左右，温度 38℃，经水力热力计算节流过程中及管道输送过程中均无水合物生成，考虑到后期含水上升，为防止原油乳化后导致回压过高，因此在井口预留加热炉接口，为防管线冻堵同时考虑预留注醇接口。

顺北隆 2 井采用自喷采油方式，后期地层能量不足时采用抽油机采油。

单井油气开采期间废气污染源主要为井场阀门、法兰等组件泄漏形成的无组织挥发性废气（包括非甲烷总烃和 H_2S ），油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发；废水污染源主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液一起进入顺北油气田五号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油气田环保站处置；噪声污染源主要为井场设备噪声，采取基础减振等措施；固体废物包括落地油、油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、废防渗材料等收集后委托有资质的处置单位妥善处理。

本工程运营期污染源及治理措施一览表见表 3.3-2。

表 3.3-2 本工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	井场无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	采用密闭工艺
废水	采出水	石油类、SS	连续	依托顺北油气田五号联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层
	井下作业废水	石油类、SS	间歇	运至顺北油气田环保站处理
噪声	采油树	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
	泵类		连续	选用低产噪设备、基础减振
	分离设备		连续	选用低产噪设备、基础减振
	井下作业噪声		间歇	/
固废	落地油	危险废物	间歇	100%回收
	油泥（砂）			委托有相应资质的单位处置
	废润滑油			
	废防渗材料			

3.3.1.3 退役期

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区服务期将结束。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到封井的目的。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求采取合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括井场工程、管道建设、设备基础建设、设备安装等，主要污染工序包括井场土方开挖及回填，管沟开挖和回填，机械设备运转，运输车辆行驶等。施工过程中因占用土地及施工活动，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动，同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境等产生一定的不利影响。

3.3.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对土壤的扰动、对植被的破坏等。

本工程占地包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要为管线施工作业临时占地，随着工程施工的结束，临时占地可逐渐恢复原有使用功能。

井场、管线施工过程中，对土壤的扰动将降低占地范围内土壤的抗侵蚀能力，引发水土流失。

根据估算，本工程总占地面积 6.83hm²，其中永久性占地面积为 0.36hm²，临时性占地面积为 6.47hm²，工程占地类型主要为未利用地（沙地），详见表 3.3-3。

表 3.3-3 占地面积统计表

工程内容	面积 (hm ²)			备注	占地类型
	永久占地	临时占地	总占地		
新建井场	0.36	1.07	1.43	新建 1 坐井场，单井井场占地面积 110m×130m，其中 60m×60m 为永久占地，临时占地扣除永久占地	未利用地（沙地）
新建集输管道	0	5.4	5.4	新建单井集输管线 9km，作业宽度按 6m 计	未利用地（沙地）
合计	0.36	6.47	6.83		/

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本工程施工期废气包括施工扬尘、焊接废气、运输车辆及机械尾气等。

①施工扬尘

施工扬尘主要产生于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输等过程。由于施工过程中池体开挖、管沟开挖（分段开挖）周期较短，且作业点较分散，采取洒水抑尘，避开大风天气，运输车辆减速慢行和苫盖防尘等措施后，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②焊接烟气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。本工程管线施工分段进行，作业点分散而且管线焊接时间一般都较短，污染物排放量较小，从影响范围和程度来看，焊接烟气对外环境影响很小。

③运输车辆和施工机械尾气

在油田各类工程施工中需使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；施工机械和运输车辆作业点分散，污染物产生后很快扩散，从影响范围和程度来看，尾气对周围大气环境的影响是有限的。

（2）施工废水

本工程施工期产生的废水包括管线试压废水和生活污水。

①管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 9km，试压废水为 22.5m^3 ，主要污染物为 SS。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。

②生活污水

施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活基地生活污水经撬装式污水处置装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。

（3）施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~105dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，

合理控制施工作业时间，控制施工噪声对外环境的不利影响。

(4) 固体废物

本工程施工过程中产生的固体废物主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。

①施工土方

本工程施工期开挖土方主要产生于井场设备基础建设、管沟开挖、路基开挖等环节。本工程部署井场 1 座，新建单井集输管线 1 条。

工程区永久占地为 0.36hm^2 ，场平高度约为 1m ，开挖量为 $0.36\times 10^4\text{m}^3$ ，全部用于回填，场地平整，外借 $1.2\times 10^4\text{m}^3$ 。

新建单井集输管线 2.27km ，单井集输管道管沟挖深 1.5m ，沟底宽 0.8m ，挖方量 $1.08\times 10^4\text{m}^3$ ，填方量 $0.812\times 10^4\text{m}^3$ ，弃方 $0.268\times 10^4\text{m}^3$ 。

预计本工程挖方量约为 $1.44\times 10^4\text{m}^3$ ，外借土石方量（砂石料） $1.2\times 10^4\text{m}^3$ ，填方总量为 $1.172\times 10^4\text{m}^3$ ，弃方量 $0.0.268\times 10^4\text{m}^3$ 。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本工程土石方平衡表见表 3.3-4。

表 3.3-4 土石方平衡表单位：万/ m^3

工程名称	挖方 (10^4m^3)	填方 (10^4m^3)	借方 (10^4m^3)		弃方 (10^4m^3)	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.36	0.36	1.2	天然砂砾，就近购买	0	/
管道工程	1.08	0.812	0	/	0.268	周边场地平整
合计	1.44	1.172	1.2	/	0.268	/

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km ，本工程施工废料产生量约为 1.8t 。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置。

③生活垃圾

施工期不设置临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活基地生活垃圾依托库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运至当地垃圾填埋场处置。

3.3.2.3 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-5。

表 3.3-5 本工程施工期污染物排放情况汇总表

类别	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	管道试压废水	SS	22.5m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水用作场地降尘用水，不外排
固废	土方工程	弃土	0.268×10 ⁴ m ³	用于周边场地平整
	施工场地	施工废料	1.8t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。
噪声	施工机械、运输车辆	/	85~105dB(A)	选用低噪声设备，加强施工管理

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废气污染源

本工程运营期产生的废气主要为井场阀门和法兰等位置无组织挥发的非甲烷总烃和硫化氢。

①无组织非甲烷总烃

本工程无组织非甲烷总烃排放量参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中“挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量”计算公式进行计算：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：E_{设备}——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

e_{TOC,i}——密封点*i*的总有机碳(TOC)排放速率，kg/h，取值见表 3.4-23；

WF_{vocs,i}——流经密封点*i*的物料中挥发性有机物平均质量分数（根据设计文件取值），%；

WF_{TOC,i}——流经密封点*i*的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数（根据设计文件取值），%；

t_i——密封点*i*的年运行时间，h/a。

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，见附录 B 中的表 B.1。

表 3.3-6 设备与管线组件eTOC, i取值参数表

类型	设备类型	排放速率eTOC,i/ (kg/h/排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

本次评价无组织烃类排放主要核算非甲烷总烃的排放量，根据顺北隆 2 井天然气的组份表可知，WFVOCs,i/ WFTOC,i=0.15。项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-7 所示，井场无组织废气源强一览表见表 3.3-7。

表 3.3-7 单井井场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	排放速率 eTOC,i/ (kg/h/排放源)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
1	井场	有机液体 阀门	20	0.036	0.00032	8000	0.0026
2		法兰或连 接件	40	0.044	0.0008	8000	0.0064
合计					0.00112	-	0.009

经核算，本工程顺北隆 2 井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放量为 0.009t/a (0.00112kg/h)。

②无组织硫化氢

根据设计提供油气水物性资料，顺北隆 2 井甲烷 (C1) 含量平均 86.35%，非甲烷总烃含量约为 7.64%，根据上文计算可知新建单座井场非甲烷总烃排放量为 0.009t/a，则无组织的天然气排放量为 0.118t/a；顺北隆 2 井天然气相对密度为 0.65 (0.101Mpa, 20℃)，故天然气密度为 0.78kg/m³，单座井场无组织排放的天然气体积为 151.3m³/a，硫化氢含量为 33439mg/m³，则单座井场硫化氢排放量为 0.005t/a。经核算，本工程顺北隆 2 井场无组织排放废气中硫化氢排放量约为 0.005t/a (0.0006kg/h)。

本工程运营期采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止硫化氢的泄漏。

3.3.3.2 废水污染源

(1) 采出水

本工程运营期产生的废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水。

根据设计资料，顺北隆 2 井采出液含水率约为 11.5%，则采出水产生量约为

2593m³/a。采出水随采出液一起进入联合站处理，本工程产生的采出水依托顺北油气田五号联合站采出水处理系统处理。

采出水经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

(2) 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中非低渗透油井洗井作业产污系数，本工程洗井液产生量如下表 3.3-8。

表 3.3-8 洗井液（水）产污系数

原料名称	工艺名称	污染物类别	污染物指标	产污系数	末端治理技术	去除效率
洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	废水	工业废水量	76 吨/井	/	/
			化学需氧量	104525 克/井	物理+化学+回注	100%
			石油类	17645 克/井	物理+化学+回注	100%

根据上表计算井下作业废水洗井液产生量为 76t/井次，按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38t/a、化学需氧量 0.053t/a、石油类 0.009t/a。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站废液处理系统，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/T5329-2022)中的有关标准后回注油层，不外排。

(3) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

3.3.3.3 固体废物

本工程运营期产生的固体废物主要为油泥（砂）、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗膜等。

(1) 油泥（砂）

本工程采出液通过管线密闭集输至联合站原油预脱水系统进行预处理，油水分离后产生采出水由联合站采出水处理系统进行处理，污水处理过程中会产生一定量的含油泥沙。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-9。

表 3.3-9 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	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、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0
天然气	天然气	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万立方米产品	0.007	无害化处理/处置/利用	0

根据本工程开发指标预测结果，本工程建成后最高产油量为 $2.2546 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 、最高年产气量为 $0.1804 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，故油泥（砂）最大产生量共计约为 $217.26 \text{t}/\text{a}$ 。含油污泥属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），委托有危废处置资质的单位处置。

（2）落地油

落地原油主要产生于井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 $0.1 \text{t}/\text{a}$ 计算，本工程运行后落地油产生量约 $0.1 \text{t}/\text{a}$ ，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。根据西北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，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

（3）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。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 $1.15 \text{kg}/\text{km}$ ，本工程新建集输管线 9km ，每次废渣量约 $0.01 \text{t}/\text{次}$ （ $0.005 \text{t}/\text{a}$ ）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：251-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，交由有危废处置资质单位进行处置。

（4）废润滑油

本工程废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t ，本工程共部署 1 口井，每次产生废润滑油约 0.05t ，属于危险废物 HW08（废物代码：900-214-08），交由有危废处置资质单位进行处置。

（5）废防渗膜

项目运行期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在

防渗布上，目前油气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，交由有危废处置资质单位处置。

（6）生活垃圾

运营期工作人员由油区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

表 3.3-10 本工程运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	落地原油	HW08	071-001-08	0.1t/a	井下作业	半固态、固态	油类物质	油类物质	/	T, I	带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。
2	油泥（砂）	HW08	071-001-08	217.26t/a	设备定期维护、阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	间歇	T, I	密闭桶装分类收集后，由具备危废处置资质单位进行处理。
3	清管废渣	HW08	251-001-08	0.01t/次	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 年 1 次	T	
4	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25t/a	井下作业及维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	

5	废润滑油	HW08	900-214-08	0.05t/次	井下作业和采油过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	
---	------	------	------------	---------	------------------	----	------	------	---	------	--

3.3.3.4 噪声污染源

正常工况下，本工程运营期间噪声源主要为井场的各类机泵、巡检车辆噪声以及井下作业噪声，噪声级为55~110dB(A)，见表3.3-11。

表 3.3-11 主要噪声源

噪声源名称		声功率级 [dB (A)]	噪声特性	排放规律	备注
单井井场	机泵	80~85	机械	连续	单台噪声
	调压系统	80~85	机械	连续	单台噪声
	加药撬	55~75	机械	连续	单台噪声
巡检车辆		60-90	机械	间歇	/
非正常工况	井下作业	80~110	机械	间歇	/

3.3.3.3 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表3.3-12。

表 3.3-12 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	井场油气开采	无组织废气	非甲烷总烃	0.009t/a	0.009t/a	无组织挥发至大气
			硫化氢	0.005t/a	0.005t/a	
废水	采出水		SS、COD、石油类、挥发酚等	2593m³/a	0	采出水经五号联合站采出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/T5329-2022）标准后回注油层。
	井下作业废水			38m³/a	0	自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站废液处理系统，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/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。
固体	油气开采、井下作业		落地油	0.1t/a	0	带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运

废物						至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。
	储罐罐底及生产分离器底部		油泥砂	217.26t/a	0	交由有资质单位进行回收、处置
	设备检修、井下作业		废润滑油	0.05t/a	0	
	井下作业		废防渗膜	0.25t/a	0	
	清管作业		清管废渣	0.01t/次	0	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	等效连续 A 声级	55 ~ 110dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.3.4 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，采取合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。

3.3.5 污染物排放“三本账”

本工程建成前后污染物排放变化情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 运营期污染物排放“三本账”汇总表

污染物类型	污染物名称	现有工程排放量 (t/a)	本工程排放量 (t/a)	以新带老消减量 (t/a)	本工程实施后排放量 (t/a)	排放增减量 (t/a)
废气	颗粒物	4.94	0	0	0	0
	二氧化硫	1.45	0	0	0	0
	氮氧化物	47.32	0	0	0	0
	H ₂ S	18.31	0.005	0	18.315	+0.005
	VOCs	249.62	0.009	0	249.629	0.009
废水	采出水	0	0	0	0	0
	废液	0	0	0	0	0
	生活污水	0	0	0	0	0
固废	含油污泥	0	0	0	0	0
	碱渣	0	0	0	0	0
	混油泥浆和岩屑	0	0	0	0	0
	水基钻井泥浆和岩屑(含磺化)	0	0	0	0	0
	生活垃圾	0	0	0	0	0
	废机油	0	0	0	0	0

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为气田开发建设项目，生产过程主要包括油气开采、油气集输、油气处理和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

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。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。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（如物料消耗量、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（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。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。

井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-1~3.4-2。

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

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) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：P₂—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

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P₁—定量评价考核总分值；

P₂—定性评价二级指标考核总分值。

由表 3.4.1-2~3.4.1-2 计算可得：

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

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数见表 3.4-3。

表 3.4-3 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≥90
清洁生产企业	75≤P<90

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了施工废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.4.3 清洁生产建议

(1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

(2) 做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

(4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

因此西北油田分公司采油四厂在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入西北油田分公司采油四厂的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

表 3.4-1 采油（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			
							实际值	审核后得分		
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 天然气	30	稀油：≤65 稠油：≤160 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	0		
		油井采出气回收利用率		%	10	≥60	≥60	10		
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	≥90	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	0	5		
		COD		mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	<150	5		
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	≥60	7.5		
		油井采出气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	≥80	7.5		
定性指标										
一级指标	权重值	二级指标					指标分值	审核后得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	井筒设施完好		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		套管气回收装置		20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定			5	5	
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置			5	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	10		
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	12		
		制订节能减排工作计划					5	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	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	5		

表 3.4-2 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	实际值	审核后得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	3	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	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
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
0 (4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	76.0	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标		指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备		5	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压		5	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备		5	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处		5	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理		10	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求				20	20

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： NO_x 、VOCs。

废水污染物：COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

本工程运营期主要废气污染物为油气开采、集输过程无组织挥发的非甲烷总烃和 H_2S 。

运营期产生的采出水进入联合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/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，井下作业废水经绿色环保站处理后回注地层，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税〔2015〕71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃，VOCs（以非甲烷总烃计）的总量考核指标

0.009t/a，均为无组织挥发。

天然气开采和处理过程中站场、井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《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 4.0mg/m³。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

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

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

表 3.6-1 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

序号	条例中要求	本工程情况	符合性
1	第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、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。	本工程选址不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	第十条规定：煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，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。	本工程建设单位将按照要求开展环境监理。 本工程运营期废水、一般固废依托已建设施处置，危险废物依托有资质的单位处置，不涉及废气、废水、固废等污染防治设施的建设。	符合
3	第十一条规定：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。	本工程建设单位已委托第三方单位编制水土保持方案报告书，环评报告中也已提出针对性的生态保护措施；施工过程中将严格按照要求实施。	符合
4	第十六条规定：煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家	本工程所用技术、工艺和设备不属于国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备；流程自动化水平高，符合清	符合

	和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	洁生产要求。	
5	第二十二条规定：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。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。	本工程井场采用标准化、模块化设计，井场内实施无污染作业，井下作业时铺设防渗材料，防止落地油产生，废水采用专用罐收集，及时拉运处置。含油污染物妥善收集并及时委托有资质的单位处置。	符合
6	第二十三条规定：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。	西北油田分公司采油四厂安排专人对油气输送管线、站场工艺管线及设备进行日常巡检，确保能够及时发现、解决问题，避免因泄漏等事故造成环境污染。	符合
7	第二十六条规定：运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程；井下作业废水采用专用罐收集运输，有效防止泄漏；危险废物的运输严格按照《危险废物转移管理办法》危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等的要求执行。	符合
8	第二十七条规定：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 and 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。	本工程产生的危险废物主要为含油废物，拟委托有相应资质的单位进行处置。危险废物的收集、贮存、运输严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物转移管理办法》等的要求进行。	符合
9	第二十九条规定：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。	本工程所在区域属于水土流失重点治理区，井场周边、管道沿线拟设置草方格以固沙。	符合
10	第三十三条规定：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。	西北油田分公司采油四厂已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。一旦发生突发环境事件，能够及时采取应急措施，减轻环境污染事故影响。	符合

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 3.6-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	政策要求	本工程情况	符合性
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。	本工程清洁生产水平可达到国内清洁生产先进水平；废水经处理后回注地层；固体废物处置率可达到 100%。	符合
2	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	本工程方案设计基于区块概念设计，合理布置井场及管线；工程设计阶段提出了相应的污染防治措施以及固沙措施，注重环境保护。工程符合清洁生产要求，废水、固废处置措施得当。西北油田分公司采油四厂已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。本报告中也已提出针对性的风险防范措施，可降低事故发生概率，减轻事故影响。	符合
3	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。	本工程方案设计基于区块概念设计，合理布置站场及管线；本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，可有效减少油气损失；固体处置措施得当，处置率可达到 100%。	符合
4	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%。	井下作业时铺设防渗材料，防止落地油产生。含油污染物妥善收集并及时委托有资质的单位处置。	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理，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本工程不涉及钻井工程，为顺北隆 2 探转采地面工程建设，建成后采用密闭集输工艺。钻井工程单独进行环评，根据钻井环评及资料收集可知，钻井期间酸化压裂液集中配制，酸化压裂返排液采用专用废液收集罐收集后拉运至已建环保站处理。酸化压裂作业和测试过程采取了防喷、防漏、防溢等措施。	符合

6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，可有效减少油气损失，油气损耗率低于 0.5%。	符合
7	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。	本工程所在区域属于水土流失重点治理区，建设单位已委托第三方单位编制水土保持方案报告书，环评报告中也已提出针对性的生态保护措施。	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。	本工程由西北油田分公司采油四厂统一运营管理，西北油田分公司采油四厂已建立了 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。	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。	本工程建设单位将按照要求开展环境监理。	符合
10	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	西北油田分公司采油四厂已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。井场内拟设有毒气体探测器和可燃气体探测器，可实现有毒气体和可燃气体浓度检测和报警功能。	符合

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

表 3.6-3 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例中要求	本工程情况	符合性
1	第十八条规定：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。	本工程已制定监测计划。	符合
2	第三十条规定：下列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	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合

	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；（五）其他产生挥发性有机物的生产和服务活动。 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。		
3	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理地扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	本工程设计文件及环评报告中均提出了扬尘防治措施。	符合

3.6.5 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）符合性分析

表 3.6-4 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》符合性

序号	通知中要求	本工程情况	符合性
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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。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。	本环评深入评价了工程建设、运营带来的环境影响和环境风险，有针对性地提出了有效的生态环境保护措施和环境风险防范措施。 本工程建设性质为改扩建，环评报告中对区块环境影响进行了回顾性评价。 本报告对依托工程的可行性进行了论证。	符合
2	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、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。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。 本工程所在区块天然气中 H₂S 含量较高，设计文件及环评报告中均提出了相应的环境风险防范措施。	符合

	节环境风险防范措施。		
3	施工期应当尽量减少施工占地、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，降低生态环境影响。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程所在区域属于水土流失重点治理区，项目环评已针对施工期生态影响提出了针对性的生态保护措施，建设单位也已委托第三方单位编制水土保持方案报告书。工程区周边无声环境敏感目标，不存在施工噪声扰民现象。	符合
4	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、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进行深入论证。	本工程选址区域不涉及环境风险敏感区。	符合
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	西北油田分公司采油四厂已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。	符合
6	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。	本工程由西北油田分公司采油四厂统一运营管理，西北油田分公司采油四厂已建立了 QHSE 制度管理体系。	符合
7	陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。	本工程已制定监测计划。	符合

3.6.6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）

符合性分析

表 3.6-5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）符合性

序号	规范中要求	本工程情况	符合性
1	油气场站应采用合理有效的技术措施对高噪音设备进行降噪处理。	本工程拟建井场无高噪音设备，对于拟采用的设备，采取基础减振等措施进行降噪。	符合
2	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，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。	本工程所用技术、工艺和设备不属于国家和自治区明令限制和淘汰的技术、工艺和设备。	符合
3	集约节约利用土地资源，土地利用符合	本工程为试采工程，工程方案设计基	符合

	用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	于区块概念设计，合理布置井场及管线，并根据施工需求确定管线占地规模。	
4	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。	本工程废水及固体废物处理及处置措施得当，处置率 100%。	符合
5	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本工程采出水依托联合站采出水处理系统处理达标后，回注地层。	符合
6	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	井下作业时铺设防渗材料，防止落地油产生。含油污染物妥善收集并及时委托有资质的单位处置。	符合

3.6.7 与《转发〈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〉》（新环环评发[2020]142 号）符合性分析

表 3.6-6 与“新环环评发[2020]142 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	中石化西北油田分公司已编制完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环评》，该规划环评已取得自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]147 号）。	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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本工程建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目环评进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合

3	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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
4	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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。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。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	本工程为探转采工程，位于顺北油气田一区。环评中对工程施工期、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
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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，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。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本工程产生的含油污泥等危险废物均依托有危废处置资质单位转运处置，全部回收无害化处置，无外排。	符合

6	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。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。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水，应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本工程废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《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，回注到油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
7	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。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H₂S的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少SO₂排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本工程油气混输至顺北五号联合站进行处理，天然气脱硫采用胺法脱硫+自循环硫磺回收工艺；油气采用密闭管输不加热集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合
8	施工期应当尽量减少施工占地、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，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程对施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
9	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不占用生态保护红线区，拟建管线工程均在生态保护红线范围外。	符合

10	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合
----	--	---	----

3.6.8 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）符合性分析

表 3.6-7 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）符合性

序号	通知中要求	本工程情况	符合性
1	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。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合

3.6.9 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

表 3.6-8 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

序号	条件中要求	本工程情况	符合性
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。	本工程对施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
2	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。	本工程施工期产生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。运营期产生的采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统进行处理，井下作业废水回收后拉运至顺北油气田环保站进行处理，二者处理均达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。	符合
3	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》	运营期本工程产生的采出水在顺北油气田五号联合站污水处理系统处理达标后回注油层，井下作业废液依托顺北油气田环保站处理达标后回注油层，不向外环境排放，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》	符合

	(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。	(SY/T5329-2022)中相关标准要求。	
5	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%。	本工程不涉及钻井工程。运营期产生的落地油由作业单位 100%回收;油泥(砂)、废润滑油、废防渗材料等委托有资质的单位处置。固体废物无害化处置能够达到 100%。	符合
6	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,正常情况下,本次拟建井场运营期厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。	符合
7	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。	报告中已提出退役期需严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关要求,拆除地面设施、清理井场等,保证采取的固井、封井措施有效可行,清理井场,使其自然恢复。落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成二次污染。	符合

3.6.10 与《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》符合性分析

表 3.6-8 与《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》符合性

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
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	沙区开发建设项目应尽量减少占用已经治理好的沙化土地。需要占用固定沙地、半固定沙地、流动沙地,要根据各地实际情况,搞好生态保护、治沙等方面的科学论证,做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容的评价工作。	本项目位于塔克拉玛干沙漠,占用流动沙地。在施工过程中,不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况,在满足设计要求的前提下进行适当的调整,以减少占地。尽量避开沙丘,减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的,应当及时报告当地人民政府。	符合

	沙区开发建设项目应尽量减少占用沙区植被地。确需占用沙区植被地的建设项目，要严格按程序报批，并做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价报告的编制工作。	本工程位于沙漠腹地，占地范围内基本无植被分布。本次环评中已提出详细的防沙治沙措施。	符合
	严格控制在沙化土地封禁保护区内开展建设活动。确需在沙化土地封禁保护区实施的建设项目，必须按照沙化土地封禁保护区有关行政许可的要求，报国家林业局审批。对沙化土地封禁保护区内的建设项目，应把环评中防沙治沙内容评价作为审查的重点，不符合要求的将不予审批。	本工程不在沙化土地封禁保护区内。	符合

3.6.11 与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》符合性分析

表 3.6-9 与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》符合性

规划名称	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性
新疆维吾尔自治区环境保护条例	建设单位在改建、扩建建设项目时，应当同时治理与建设项目有关的原有污染源。	本工程为改扩建项目，本次环评提出以下要求：建设单位对存在问题进行及时整改，清理井场遗留废弃物，平整恢复后及时对顺北隆 2 斜井（勘探井）进行验收工作。	符合

3.7 与相关规划符合性分析

3.7.1 《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》符合性分析

表 3.7-1 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》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
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。	本工程位于塔里木盆地油气基地，属于陆地天然气开采工程。	符合

3.7.2 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目

表 3.7-2 与《阿克苏地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》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
阿克苏地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	石油天然气化工产业。深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	本工程位于塔里木盆地油气基地顺北油气田，属于两大油田公司中的中国石油化工股份有限公司西北油田分公司开发项目。施工期采取严格的措施对排放的污染物进行治理，污染物可实现达标排放，对环境影响小。	符合

3.7.3 《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

表 3.7-3 《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
新疆生态环境保护“十四五”规划	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。	本工程符合“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合
	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。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，有效减少废气排放。	符合
	加强环境噪声污染防治。加强噪声污染源监管，继续强化和深入推进交通运输噪声、建筑施工噪声、社会生活噪声、	本工程施工期及运营期拟采取针对性的噪声防治措施，减轻噪声影响。	符合

	工业企业、机场周边噪声污染防治，推进工业企业噪声纳入排污许可管理。		
	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；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。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。	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。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。	符合
	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。	本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.7.4 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间划分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和自治区级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该

重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，国家层面重点开发区域主要指天山北坡城市或城区以及县市城关镇和重要工业园区，自治区层面重点开发区域主要指点状分布的承载绿洲经济发展的县市城关镇和重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指应该限制进行大规模高强度工业化与城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区，其中新疆国家级农产品主产区包括天山北坡主产区和天山南坡主产区，共涉及 23 个县市；新疆重点生态功能区包括 3 个国家级重点生态功能区（涉及 29 个县市）和 9 个自治区级重点生态功能区（涉及 24 个县市）。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，其中国家层面禁止开发区域共 44 处，自治区级禁止开发区域共 63 处。

本工程行政区隶属新疆阿克苏地区沙雅县管辖，工程所在区域不属于禁止开发区域，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，在不损害生态系统功能的前提下，在塔里木盆地可适度发展石油和天然气资源开采业。本工程所在的顺北油气田是西北油田近年来石油勘探的重大发现，是原油上产增储的主力区块。因此本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.4 《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

表 3.7-4 《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书	顺北一、二、三区：按照“五化”建设理念，实现工艺方案先进，投资经济效益最优。一区和三区油气集中至五号联处理，二区净化厂建成前二区油气集输至一区五号联处理，建成后外输气至轮南。	本工程位于顺北一区，采出的油气集输至五号联处理。	符合
	参照《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)中挥发性有机物控制有关要求，定期对泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等进行泄漏检测，若发生泄漏情况及时修复并保留台账记录。	本工程为石油天然气开采项目，油气输送过程全密闭，运营期采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等定期的检查、检修。	符合

	施工期间施工现场设置围挡, 车辆低速行驶、燃烧合格油品, 场地大风天气适当洒水抑尘, 减少扬尘产生。	施工期间施工现场设置围挡, 车辆低速行驶、燃烧合格油品, 场地大风天气适当洒水抑尘, 减少扬尘产生。	符合
	采油(气)场站和油气处理场站均采用密闭集输管道输送油气	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程, 有效减少废气排放。	符合
	“十四五”规划实施过程产生的含油废水处理达标后回注于地层, 生活污水处理达标后用于区域绿化, 均不外排。	本工程运营期产生的采出水 and 井下作业废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准中指标后回注油层。施工期不设临时生活营地, 施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地, 生活基地生活污水经撬装式污水处置装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019) 表 2 的 C 级标准, 出水用于荒漠的灌溉。	符合
	“十四五”规划实施过程产生的一般工业固废收集后运至区域填埋场处理, 生活垃圾收集后定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置或拉运至周边生活垃圾填埋场处理, 危险废物委托有资质单位进行处理, 均不随意排放、倾倒。	本工程产生的生活垃圾集中收集后, 拉运至当地垃圾填埋场处置。运营期产生的危险废物交由有资质的单位处置。	符合
	划具体项目设计选址时优先避开塔里木胡杨林森林公园, 若确实无法避开则根据要求征得森林公园经营管理机构同意, 并按《中华人民共和国森林法》及其实施细则等有关规定, 办理占用、征收、征用或者转让手续, 按法定审批权限报人民政府批准, 交纳有关费用。依前款规定占用、征收、征用或者转让国有林地的, 必须经省级林业主管部门审核同意。	本工程不涉及	符合

3.7.5 《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见符合性分析

表 3.7-5 《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	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。	本工程油气开采、集输、计量、分离等环节均为密闭流程，能有效减少废气排放。	符合
	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推荐指标及分析方法》(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。	本工程运营期产生的采出水和井下作业废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。	
	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。	本工程运营期产生的落地油 100%回收，油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料，收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。	
	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。	本工程施工期及运营期拟采取以下生态恢复治理工作：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。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。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。项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土保持措施，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。	符合
	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。	本次环评已提出运营期各环境要素的监测计划。	符合

3.7.6 与阿克苏地区国土空间总体规划（2021-2035 年）分析

表 3.7-6 《阿克苏地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程情况	符合性
阿克苏地区国土空间总体规划（2021-2035 年）	将保护国土资源、节约集约利用矿产资源，保障能源安全为目标，增强矿产资源调查与勘查，提升矿产资源的勘查和开发利用水平。继续推进非化石能源规模化发展。扩大天然气消费市场。做好化石能源，特别是煤炭清洁高效利用。增加新能源和可再生能源的利用效率，天然气消费比重力争达到 15%，在确保南疆能源供给的基础上，满足西气东输的要求。	本工程位于顺北油气田，为陆地石油天然气开采项目，不涉及生态保护红线，不占用基本农田建成后，新增产油 $2.2546 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $0.1804 \times 10^9 \text{m}^3/\text{a}$ 。	符合

3.8 选址、选线合理性分析

本工程井场占地类型为未利用地，选址周边无固定集中的人群活动区，也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，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》中的相关要求。

本工程拟建管线的布置结合已建站场进行设计，在满足生产需求的前提下充分考虑缩短管线长度。本工程的集输管道设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2017）；线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场的位置作相应调整；井场靠近和利用现有气田公路，方便施工及运行管理；线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁；线路尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

由于工程所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。本工程无法避让塔里木流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减轻因工程建设带来的不利影响，减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内。

综上，本工程选址、选线合理。

3.9“三线一单”符合性分析

根据《关于印发<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）的通知》（新环环评发〔2021〕162 号）、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（更新）、《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔2021〕81 号）及《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年），将本工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单等相关要求进行对照分析，具体见表 3.9-1。

表 3.9-1 “三线一单”符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程情况	符合性
《关于印发<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）的通知》（新环环评发〔2021〕162 号）	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本工程不涉及。	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场周边、管道沿线拟设置草方格以固沙。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本工程不涉及。	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本工程不涉及。	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化，环评及设计文件中提出了土壤污染防治措施。	符合
《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（更新）	生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理，实施正面清单管控。遵循生态优先、严格管控、奖惩并重的原则，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，生态保护红线内禁止城镇化和工业化活动。根据主导生态功能定位，实施差别化管理，确保生态保护红线生态功能不降低、面积不减少、性质不改变。2.生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本工程选址不在生态保护红线范围内。	符合

	建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。3. 森林和野生动物类型国家级自然保护区外的其他类型自然保护区，应当按照《中华人民共和国自然保护区条例》第三十二条“在自然保护区的实验区，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准”等有关规定，以及《中华人民共和国环境影响评价法》等法律法规，依法办理环评、土地等有关手续。		
环境 质量 底线	水一般管控区：在开发建设活动中，严格遵守国家及自治区相关法律、法规、标准、规范，全面实现水污染物稳定达标排放，加强污水回用和综合利用，严格控制跑、冒、滴、漏等无组织排放。大气一般管控区：贯彻实施国家和自治区大气污染相关各项标准，深化重点行业污染治理。实施防风固沙绿化工程、推进露天矿山综合整治。新（改、扩）建项目，满足产业准入、总量控制、排放标准等管理制度要求的前提下，实行工业项目进园、集约高效发展。 土壤环境分区管控要求：农用地优先保护区：①将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。②基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。③永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目，已建成的，应当限期关闭拆除。④严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革	本工程运营期废水不对外排放。工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施；运营期流程全密闭，有效减少废气排放。本工程占地类型为沙地，不占用农田，在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	符合

		等行业企业，有关环境保护主管部门依法不予审批可能造成耕地土壤污染的建设项目环境影响报告书或者报告表。优先保护类耕地集中区域现有可能造成土壤污染的相关行业企业应当按照有关规定采取措施，防止对耕地造成污染。		
	资源利用	自治区土地资源重点管控区管控要求：生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。允许的有限人为活动包括：（6）必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。	本工程不涉及生态保护红线。	符合
	环境管控单元	其它布局要求（A1.4-1）一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目属于石油天然气开采建设，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型，属于国家产业政策中的鼓励类。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，选址选线合理。	符合
《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号）、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本工程选址不在生态保护红线范围内。	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控。	本工程运营期废水不对外排放。所在区域属于大气环境质量不达标区域，工程建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施；运营期流程全密闭，有效减少废气排放。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	符合
	资源利用	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	本工程运营期生产过程不用水，不会对区域水资源造成较大影响；本工程为试采工程，工程方案设计	符合

果》(2023 年)	上 线			基于区块概念设计，合理布置站场及管线，并根据施工需求确定管线占地规模；工程运营期所用工艺较为成熟，以电能作为主要能源，能耗较低。		
	环 境 管 控 单 元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类， 实施分类管控。 以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格生态环境准入。		本工程选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。工程实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	符合	
	环 境 管 控 单 元 准 入 要 求	沙雅县一般管 控单元（ZH65292430001）	空 间 布 局 约 束	1、在沙化土地范围内从事开发建设的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。2、在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。禁止在沙化土地封禁保护区范围内安置移民。对沙化土地封禁保护区范围内的农牧民，县级以上地方政府应当有计划地组织迁出，并妥善安置。沙化土地封禁保护区范围内尚未迁出的农牧民的生产生活，由沙化土地封禁保护区主管部门妥善安排。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。3、保护荒漠植被、保护荒漠河岸林、保护农田土壤环境质量。	1、本项目占用土地类型为沙地，本次环评环境影响报告中已提出防沙治沙措施。 2、本项目不在沙化土地封禁保护区范围内。 3、根据现场调查，本工程位于沙漠腹地，占地范围内基本无植被分布。	符合
			污 染 物 排 放 管 控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽	本工程运营期流程全密闭，可有效减少废气排放；废水、固废处置措施得当，正常情况下不会使区域水环境、土壤环境恶化。	符合

			粪污分户收集、集中处理。		
		环境 风 险 防 控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。	本工程施工期及运营期产生的固体废物处置措施得当，地下水及土壤污染防治措施切实可行有效，正常情况下不会对土壤造成污染；西北油田分公司采油四厂已修编了突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。	符合
		资 源 利 用 效 率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量负增长。4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本工程运营期生产过程不用水；工程运营期所用工艺较为成熟，以电能作为主要能源，能耗较低。	符合

综上，本工程建设符合“三线一单”要求。

图 3.3-5 本工程与生态保护红线位置关系示意图

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

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km^2 。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。我国最长的内陆河——塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943m~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。

本工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内顺北油气田顺北一区，顺北隆 2 井位于顺北一区 1 条带东侧，北部距沙雅县约 80km，由西北油田分公司采油四厂管辖。本工程地理位置图见 4.1-1。

4.1.2 地形、地貌

沙雅县大致可分为沙漠、塔里木河谷平原、渭干河冲积扇平原三大部分。全境海拔 943~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，塔里木河自西向东在沙雅县中部偏北横贯全县，将沙雅县分为南北两部分，北部为渭干河冲积扇下游平原区，是沙雅县的农业及人口聚居的地方。面积有 880km^2 ，占总面积的 2.75%，但已耕地只占此处面积的很小一部分。在河谷平原里，有重盐渍地 2583km^2 ，剩余的宜林宜牧面积只有 2212km^2 。

项目区地处沙雅县南部的塔克拉玛干沙漠区，位于沙雅县域南部，该沙漠区南北长约 160km，东西宽 170km，总面积为 25605.17km^2 ，占全县总面积的 80.4%，目前该区处于油气资源开发期。该区除在塔河沿岸的绿色走廊内有少量的农牧业生产活动外，主要为无人沙漠区，该区地形由北向南倾斜，坡降约 1/6000，东西

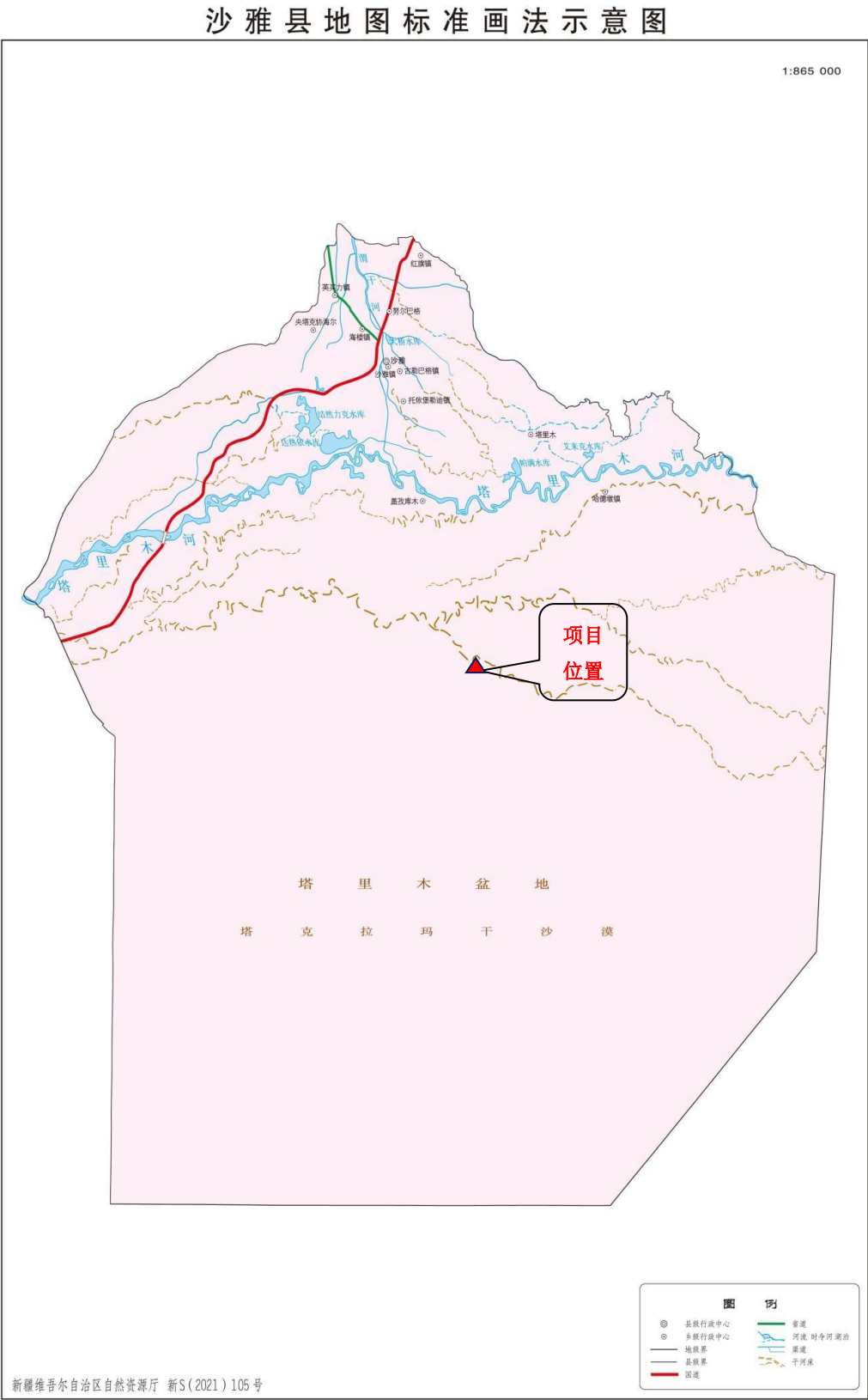


图 4.1-1 项目所在地理位置图

坡降为 1/4000~1/5000。该区地貌为高大沙丘，属塔克拉玛干沙漠的一部分，无人类生存条件，但地下油、气资源丰富，已确定为西气东输的主要气源地之一。地表的沙丘多呈新月形，依风向呈鱼鳞式排列，凸出部分多在迎风的北及东方向。固定或半固定沙丘的岩性以灰、灰黄粉细砂为主，分选性较好，结构松散，矿物成分以石英、云母为主。

4.1.3 地质条件

顺北油田主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。

项目位于顺北油田一区，区块内奥陶系一间房组整体表现为一个向东南倾斜的斜坡，构造海拔范围-6500~-6625m，高差 125m。

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

沙雅县境内主要河流有渭干河和塔里木河。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 $22.46 \times 10^9 \text{m}^3$ ，沙雅县按 39.5%分水，实际水量为 $8.87 \times 10^9 \text{m}^3$ ，灌溉面积为 44840km^2 。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2 ，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $\text{HSO}_4 \cdot \text{Cl} \cdot \text{Ca} \cdot \text{Mg} \cdot \text{Na}$ 为主，矿化度枯水期最大。

本工程区周围无地表水体，北距塔里木河约 36km。

4.1.4.2 地下水

沙漠区地下水的补给主要来源于南部冲洪积平原区的地下水侧向径流补给。由于评价区外南部的河流径流量小，流程短，在一般年份难以到达沙漠北缘便渗失殆尽，故地表水渗入补给在该区内几乎不存在。大气降水和凝结水由于水量有限，一般情况下也无法对该区地下水形成有意义的补给。但 5-8 月间偶尔出现降水量大于 5mm 的较大降雨，对丘间洼地浅埋带地下水有微弱的补给作用。

4.1.5 气象和气候

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气象要素表

序号	项目	单位	数值
1	平均气温	°C	11.4
2	最热月平均气温	°C	—
3	最冷月平均气温	°C	—
4	历年极端最高气温	°C	41.2
5	历年极端最低气温	°C	-24.2
6	年主导风向	—	NE
7	最大风速极限	m/s	28.0
8	静风频率平均值	%	—
9	年降雨量	mm	—
10	年平均风速	m/s	1.37
11	年平均降水量	mm	47.3
12	年均相对湿度	%	49
13	年平均大气压	hPa	956.5
14	年均蒸发量	mm	2044.6
15	最大冻土深度	m	0.77
16	年平均日照时数	h	—
17	年平均逆温层高度	m	—
18	历年平均雷暴日数	d	—

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。工程所在区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。工程区主要生态服务功能、生态主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。本工程与新疆生态功能区划位置关系见图 4.2-1。



112

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV3）
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
生态敏感因子敏感程度		土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林
适宜发展方向		加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

本工程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敏感区，除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要环境敏感保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

4.2.2 生态单元划分

本工程新建井场 1 座，新建单井集输管线 9km。根据工程区生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如表 4.2-2。

表 4.2-2 生态单元划分

序号	工程内容		地形地貌	土地利用类型	植被类型	土壤类型
1	新建井场	1 座井场 (顺北隆 2 井)	流动沙丘	沙地	占地为裸地，地表基本无植被覆盖	风沙土
2	新建集输管道	9km	流动沙丘	沙地	占地为裸地，地表基本无植被覆盖	风沙土

4.2.3 生态系统结构和特征

本工程所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型，其结构简单，沙漠和油气田生产设施相嵌分布。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。评价区域内分布着油气田生产设施，都属于工矿用地生态系统。

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有怪柳等植物群落，植被覆盖度<5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，无国家和地方保护植物。

4.2.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和遥感影像数据的解读分类，通过地理信息系统软件处理得到工程区域及周边地区的土地利用类型。工程区土地利用现状见图 4.2-2。

评价区土地利用类型主要为沙地，工程区地表为流动沙丘所覆盖，植被覆盖率低，仅部分地下水埋深浅的地方分布有芦苇等稀疏植被。

4.2.5 植被现状调查与评价

油田区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物；沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，局部地段零星分布有少量怪柳等植物群落，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。见图 4.2-3 植被类型分布图。

根据现场调查，本工程位于沙漠腹地，占地范围内基本无植被分布。

4.2.6 野生动物现状调查

按中国动物地理区划分标准，评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，没有国家和自治区级保护动物分布。评价区野生动

物种类及遇见频度见表 4.2-3。

表 4.2-3 评价区野生动物种类及遇见频度

目名	科名	属名	中文名	学名	遇见频度
有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	叶城沙蜥	<i>Phrynocephalusaxillaries</i>	+
啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutesnaso</i>	++
啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>	+++

备注：-偶见种类+一般种类++常见种类+++多见种类

根据《国家重点保护野生动物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022 年修订），本工程评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，主要是爬行动物沙蜥等。项目区生态评价范围内无国家和地方保护动物，无大型哺乳类动物分布。

4.2.7 土地沙化现状

土地沙化，是指由于土壤侵蚀，表土失去细粒（粉粒、黏粒）而逐渐沙质化，或由于流沙（泥沙）入侵，导致土地生产力下降甚至丧失的现象。土地沙化多分布在干旱、半干旱脆弱生态环境地区，或者临近大沙漠地区及明沙地区。土地沙化的成因有气候等自然因素，也有过度放牧、滥砍滥伐森林、开荒、水资源不合理利用等人类活动的原因。

本工程位于沙雅县境内的顺北油气田，项目区域地处塔克拉玛干沙漠腹地，深处内陆，四周高山环绕，阻碍了海洋潮湿气团的进入，气候极端干旱，导致区域土地沙化。

本工程区域地处塔克拉玛干沙漠腹地，地表主要为沙漠和浮土，区域土地利用类型均为沙地，地表基本无植被生长，属于中度侵蚀。

4.2.8 水土流失现状

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《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），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域沙雅县属于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区范围。拟建项目位于塔里木盆地中部的塔克拉玛干沙漠,塔里木盆地处于天山、昆仑山和阿尔金山之间,塔克拉玛干沙漠的自然景观为风积沙漠带,土壤蚀类型为风力侵蚀。

由于地处欧亚大陆腹地,远离海洋,新疆属于典型的温带大陆性气候区,气候特点为干旱和多风沙,塔里木盆地起沙风日数在 30d 以上,特殊的地形地貌和恶劣的气候条件决定了新疆脆弱的生态环境和较为严重的水土流失。

水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。水土流失治理范围与对象为:①国家级及自治区级水土流失重点治理区;②绿洲外围风沙防治区;③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区域;④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域;⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域;⑥生产建设项目,尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设;⑦其他水土流失较为严重,对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

本工程属于油气田地面工程建设项目,拟建管线占地全部为未利用地(沙地),大部分地段很少或无植物生长,为裸地,沿线属于极强度风力侵蚀区。项目生态影响以施工期为主,具有临时性、短暂性特点,拟建项目的水土流失防治措施以预防为主,施工时尽可能避绕沙生植被,并在沿线设置草方格等阻沙措施,拟建项目对区域的水土流失影响不大。

4.2.9 生态环境现状小结

项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型,其结构简单,沙漠和油气田生产设施相嵌分布。工程占地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敏感区。根据《新疆生态功能区划》(2005 版),工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。工程区为流动沙丘所覆盖,植被覆盖率低,仅部分地下水埋深浅的地方分布有芦苇等稀疏植被,主要土壤类型为风沙土,土地利用类型为沙地。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内,根据环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据,阿克苏地区 2023 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $7\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $32\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $95\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $37\mu\text{g}/\text{m}^3$, CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $2.2\text{mg}/\text{m}^3$, O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130\mu\text{g}/\text{m}^3$, 其中 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度超出《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准浓度限值。

工程所在区域环境空气质量达标判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 工程所在区域环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$, CO 为 mg/m^3)	标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$, CO 为 mg/m^3)	占标率 (%)	达标情况
SO_2	年平均浓度	7	60	11.7	达标
NO_2	年平均浓度	32	40	80.0	达标
PM_{10}	年平均浓度	95	70	135.7	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均浓度	37	35	105.7	超标
CO	第 95 百分位数 24 小时平均浓度	2.2	4	55.0	达标
O_3	第 90 百分位数日 最大 8 小时平均浓 度	130	160	81.3	达标

由上表可知,沙雅县环境空气中 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 年平均浓度值达标, $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年平均浓度值超标。参照《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定:“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 , 六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知,本工程所在区域属于不达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 要求及拟建项目大气环境影响评价等级,结合区块所在区域地形特点、当地气象特征以及周边环境保护目标分布,本次特征污染物(非甲烷总烃、硫化氢)环境质量现状数据由新疆昇腾

环保科技有限公司于 2025 年 1 月 20 日~1 月 26 日对顺北隆 2 井场下风向非甲烷总烃、硫化氢进行监测。

(1) 监测点位

监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	监测单位
	经度	纬度			
顺北隆 2 井场下风向 500m			非甲烷总烃、硫化氢	2025 年 1 月 20 日~1 月 26 日, 连续监测 7 天、每天采样 4 次	新疆昇腾环保科技有限公司

(2) 采样分析方法

采样分析方法详见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限
1	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07mg/m ³
2	硫化氢	亚甲蓝分光光度法	GB/T11742-1989	0.005mg/m ³

(3) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2000μg/m³ 作为环境质量标准限值；H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。

(4) 评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

式中：P_i——污染物 i 的占标率；

C_i——污染物 i 的实测浓度，μg/m³；

C_{oi}——污染物 i 的评价标准，μg/m³。

(5) 监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 大气特征因子监测结果统计一览表

监测点位	污染物	平均	评价	监测浓度范	最大浓度占	超标率	达标
------	-----	----	----	-------	-------	-----	----

		时间	标准	围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标率 (%)	(%)	情况
顺北隆 2 井场 下风向 500m	NMHC	1h 平	2000				达标
	H ₂ S	均	10				达标

由监测结果可知,监测期间评价区非甲烷总烃小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值, H₂S 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的浓度限值。

4.4 水环境现状调查与评价

4.4.1 地表水环境现状调查

本工程周边无常年地表水体。工程施工期试压废水用于降尘,不外排,施工期不设临时生活营地,施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地,生活基地生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表 2 的 C 级标准,出水用于荒漠的灌溉;运营期采出水依托顺北油田五号联合站采出水处理系统处理达标后回注地层,井下作业废水依托顺北油田环保工作站处理达标后回注地层,均不对外排放。因此,本评价不进行地表水环境质量现状评价,仅分析所依托的污水处理设施的环境可行性。

4.4.2 地下水环境现状调查与评价

4.4.2.1 地下水环境现状调查

(1) 数据来源

本工程地下水环境影响评价最高等级为二级。评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区,该区地下水类型主要为松散岩类孔隙水,以潜水为主,根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中二级评价项目监测点布设要求,本次调查工作中,共设置地下水调查点位 5 个。

其中实测点位设 2 个,其余 3 个地下水监测点位数据为引用数据,来源为《顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》。

本工程所在区域地下水类型为孔隙水,根据项目区综合水区域潜水流向为由西南向东北方向,本工程所引用的地下水监测井与本工程所在地属于同一水文地质单元,监测数据具有代表性。

(2) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个。结合项目所在位置实际情况以及该区域地下水流向，本次地下水监测点共布设 5 个，分别位于项目区上游、项目区两侧、项目区以及项目区下游。具体监测点位信息见表 4.4-1，监测点位置见图 4.3-1。

表 4.4-1 地下水监测点位信息

点 位	监测点位	坐标	井深	类型	监测时间	监测单位	与项目区位置关系	备注
1	顺北区块 S05 水井		30m	潜水	2023 年 1 月 1 日	乌鲁木齐 京诚检测 技术有限公司		引用
2	顺北淡水 站 3 号水 源井		200 m	承压水				
3	顺北 1-1 周围施工 机井		86m	承压水				
4	顺北区块 S03 水井		35m	潜水	2025 年 1 月	新疆昇腾 环保科技有限公司		委托 监测
5	顺北区块 S04 水井		30m	潜水				

（3）监测因子

色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。采样同时记录地下水水位。

（4）监测分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）等的规定进行，各监测项目分析及检出浓度等情况见监测报告。

（5）评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

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；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH ——pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

（6）评价标准

地下水环境质量现状评价按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准进行评价；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准进行评价。

（7）评价结果

地下水环境质量现状监测及评价结果详见表 4.4-3。

由表 4.4-3 分析可知，工程区潜水各项监测指标中钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物出现不同程度的超标，超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，其它各项地下水监测指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

表 4.4-3 地下水环境质量现状评价结果

序号	项目名称	单位	标准	顺北 1-15 井周围地下水观测井		顺北淡水站 3 号水源井		顺北 1-1 井周围施工机井		顺北区块 S02 水井		顺北区块 S03 水井	
				监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
1	嗅和味	/	无										
2	色度	度	≤15										
3	浊度	NTU	≤3										
4	肉眼可见物	/	无										
5	pH	/	6.5< pH≤8.5										
6	硝酸盐	mg/L	≤20										
7	亚硝酸盐	mg/L	≤1.0										
8	氯化物	mg/L	≤250										
9	硫酸盐	mg/L	≤250										
10	总硬度	mg/L	≤450										
11	溶解性总固体	mg/L	≤1000										
12	六价铬	mg/L	≤0.05										
13	耗氧量	mg/L	≤3.0										
14	氨氮	mg/L	≤0.50										
15	挥发酚	mg/L	≤0.002										
16	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.30										
17	氰化物	mg/L	≤0.05										
18	碘化物	mg/L	≤0.08										
19	钠	mg/L	≤200										
20	铁	mg/L	≤0.3										

序号	项目名称	单位	标准	顺北 1-15 井周围地下水观测井		顺北淡水站 3 号水源井		顺北 1-1 井周围施工机井		顺北区块 S02 水井		顺北区块 S03 水井	
				监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
21	铜	mg/L	≤1.00										
22	锌	mg/L	≤1.00										
23	砷	mg/L	≤0.01										
24	汞	mg/L	≤0.001										
25	硒	mg/L	≤0.01										
26	铅	mg/L	≤0.01										
27	镉	mg/L	≤0.01										
28	铝	mg/L	≤0.20										
29	石油类	mg/L	≤0.05										
30	总大肠菌群	MPN ^b /100mL	≤3.0										
31	菌落总数	CFU/mL	≤100										
32	苯	μg/L	≤10.0										
33	甲苯	μg/L	≤700										
34	三氯甲烷	μg/L	≤60										
35	四氯化碳	μg/L	≤2.0										
36	K ⁺	μg/L	/										
37	Na ⁺	μg/L	/										
38	Ca ²⁺	μg/L	/										
39	Mg ²⁺	μg/L	/										
40	CO ₃ ²⁻	mg/L	/										
41	HCO ₃ ⁻	mg/L	/										
42	Cl ⁻	mg/L	/										
43	SO ₄ ²⁻	mg/L	/										

4.4.2.3 包气带污染现状调查与评价

本工程地下水环境评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），对于评价工作等级为一、二级的改、扩建项目，应开展包气带污染现状调查，分析包气带污染状况。本次对顺北隆 2 井场内包气带的环境现状进行调查，以说明工程区包气带环境现状。

（1）监测点位

监测点位信息见表 4.4-4。

表 4.4-4 包气带环境现状调查点位

监测点位	坐标	采样深度	监测项目
顺北隆 2 井场内	"	0~0.2m	石油类

（2）监测方法

包气带浸溶液监测方法参照地下水水质监测分析方法进行。

（3）监测结果

监测结果见表 4.4-5。

表 4.4-5 包气带污染源监测点现状监测结果

序号	监测项目	单位	监测值
			顺北隆 2 井场内
1	石油类	mg/kg	

4.5 声环境现状调查与评价

（1）监测点布设

本次布设 4 个噪声监测点位，顺北隆 2 井场厂界四周 3.5m 外。监测工作由新疆昇腾环保科技有限公司完成。监测点位见图 4.3-1。

（2）监测时间

声环境质量现状监测时间为 2025 年 1 月 22 日~1 月 23 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

（3）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

（3）评价标准

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准：昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A)。

(5) 评价方法

评价方法采用直接对标法。

(6) 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.5-1。

表 4.5-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称		测量结果（dB(A)）						评价结果
		昼间			夜间			
		实测值		标准值	实测值		标准值	
		第一天	第二天		第一天	第二天		
顺北隆 2 井场	东			60			50	达标
	南							达标
	西							达标
	北							达标

从表 4.5-1 可以看出，在监测期内，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

工程区域土壤类型为风沙土。工程区土壤类型图见图 4.6-1。

项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型以流动风沙土为主。见图 4.6-1 土壤类型分布图。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生怪柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25~0.1mm 的细砂粒级为主，干沙层自然含水量 0.6~1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

4.6.2 土壤理化特性调查

本工程影响类型兼有污染影响及生态影响，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为顺中顺北隆 2 井占地范围内表层样，监测工作由新疆昇腾环保科技有限公司完成。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		顺北隆 2 井井口附近
采样深度/层次		
现场记录	颜色	
	土壤结构	
	土壤质地	
	砂砾含量%	
	其他异物	
实验室测定	pH 值（无量纲）	
	阳离子交换量（cmol+/kg）	
	氧化还原电位（MV）	
	饱和导水率（mm/min）	
	土壤容重（g/cm ³ ）	
	孔隙度%	

4.6.3 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的天然气开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，为 I 类建设项目。本工程影响类型兼有污染影响及生态影响，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

4.6.3.1 监测点位

本次土壤环境现场监测点位共布设 13 个。监测点位信息见表 4.6-2。

表 4.6-2 土壤采样点位一览表

编号	监测点位		监测频率/要求	监测因子
T1	顺北隆 2 井	占地范围内	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标 准(试行)》 (GB36600-2018)中表 1 第

				二类用地中 45 项基本因子+pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
T2	顺北隆 2 井	占地范围内	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
T3	顺北隆 2 井	占地范围内	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量
T4	顺北隆 2 井至 1# 阀组管道拐点处	占地范围内	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
T5	顺北隆 2 井至 1# 阀组管道拐点处	占地范围内	表层样：0-0.2m；监测 1 次	pH、全盐量
T6	1#阀组站外阀室	占地范围内	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
T7	1#阀组站外阀室	占地范围内	表层样：0-0.2m；监测 1 次	pH、全盐量
T8	顺北隆 2 井井场外 200m	占地范围外	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
T9	顺北隆 2 井井场外 1000m	占地范围外	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
T10	1#阀组站外阀室 外 200m	占地范围外	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
T11	1#阀组站外阀室 外 100m	占地范围外	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量
T12	T12 顺北隆 2 井至 1#阀组管道侧向 200m	占地范围外	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
T13	T13 顺北隆 2 井至 1#阀组管道侧向 100m	占地范围外	表层样：0-0.2m； 监测 1 次	pH、全盐量

4.6.3.2 采样方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样；每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。

4.6.3.3 监测因子

占地范围内基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、

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

占地范围外基本因子:《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018), 监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子: 石油烃(C₁₀-C₄₀)、pH、全盐量。

4.6.3.4 评价标准

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)第二类用地筛选值及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准要求。

4.6.3.5 评价方法

采用标准指数法:

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

式中: C_i——i 污染物的监测值;

S_i——i 污染物的评价标准值;

P_i——i 污染物的标准指数。

4.6.3.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-3、4.6-4、4.6-5、4.6-6。

表 4.6-3 占地范围内表层样土壤监测结果表

序号	项目	标准值及单位		T1 顺北隆 2 井井口附近	
				0-0.2m	Pi
1	砷	60	mg/kg		
2	镉	65	mg/kg		
3	六价铬	5.7	mg/kg		

4	铜	18000	mg/kg		
5	铅	800	mg/kg		
6	汞	38	mg/kg		
7	镍	900	mg/kg		
8	四氯化碳	2.8	mg/kg		
9	氯仿	0.9	mg/kg		
10	氯甲烷	37	mg/kg		
11	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg		
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg		
13	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg		
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg		
15	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg		
16	二氯甲烷	616	mg/kg		
17	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg		
20	四氯乙烯	53	mg/kg		
21	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg		
23	三氯乙烯	2.8	mg/kg		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg		
25	氯乙烯	0.43	mg/kg		
26	苯	4	mg/kg		
27	氯苯	270	mg/kg		
28	1,2-二氯苯	560	mg/kg		
29	1,4-二氯苯	20	mg/kg		
30	乙苯	28	mg/kg		
31	苯乙烯	1290	mg/kg		
32	甲苯	1200	mg/kg		
33	间/对二甲苯	570	mg/kg		
34	邻二甲苯	640	mg/kg		
35	硝基苯	76	mg/kg		
36	苯胺	260	mg/kg		
37	2-氯酚	2256	mg/kg		
38	苯并[a]蒽	15	mg/kg		
39	苯并[a]芘	1.5	mg/kg		
40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg		
41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg		

42	蒾	1293	mg/kg		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg		
45	萘	70	mg/kg		
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg		
47	pH	/	无量纲		
48	全盐量	/	g/kg		

表 4.6-4 占地范围内柱状样土壤监测结果一览表

监测项目	筛选值 (第二类用地)	T2 顺北隆 2 井场					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	P _i	监测数据	P _i	监测数据	P _i
pH	/						
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	4500						
全盐量 (g/kg)	/						
监测项目	筛选值 (第二类用地)	T4 顺北隆 2 井至 1#阀组管道拐点处					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	P _i	监测数据	P _i	监测数据	P _i
pH	/						
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	4500						
全盐量 (g/kg)	/						
监测项目	筛选值 (第二类用地)	T6 1#阀组站外阀室					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	P _i	监测数据	P _i	监测数据	P _i
pH	/						
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	4500						
全盐量 (g/kg)	/						

表 4.6-5 占地范围内表层样土壤监测结果一览表

监测项目	筛选值（第二 类用地）	T3 顺北隆 2 井场		T5 顺北隆 2 井至 1# 阀组管道拐点处		T7 1#阀组站外阀 室	
		0~20cm					
		监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i
pH	/						
全盐量 (g/kg)	/						

表 4.6-5 占地范围外表层样土壤监测结果一览表

监测项目	筛选值(第二类用地)	顺北隆 2 井井场外 1000m 范围内		1#阀组站外阀室外 200m 范围内		1#阀组站外阀室外 100m 范围内		顺北隆 2 井至 1#阀组管道侧向 200m 范围内		顺北隆 2 井至 1#阀组管道侧向 100m 范围内	
		0~20cm									
		监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i	监测结果	P _i
pH	/										
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	4500										
含盐量(g/kg)	/										

表 4.6-6 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				T8 顺北隆 2 井井场外 200m 范围内		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值(pH >7.5)	监测结果	P _i	达标情况
1	pH 值	无量纲	/			/
2	镉	mg/kg	0.6			达标
3	(总) 汞	mg/kg	3.4			达标
4	(总) 砷	mg/kg	25			达标
5	铅	mg/kg	170			达标
6	铬	mg/kg	250			达标
7	铜	mg/kg	100			达标
8	镍	mg/kg	190			达标
9	锌	mg/kg	300			达标
10	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500			达标

由监测结果可知：工程区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

工程区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $\text{pH}>7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状(如井场等)和线状(如集输管线等)分布,在对生态各具体要素(如土壤、植被、野生动物等)产生影响的同时,也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期,施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下,工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地面 6.83hm^2 , 其中永久性占地面积为 0.36hm^2 , 临时性占地面积为 6.47hm^2 , 工程占地类型主要为未利用地(沙地)。施工结束后, 永久占地被永久性构筑物代替, 这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变, 永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代; 临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生, 也不可避免地对原有地表造成破坏, 使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解, 在扰动结束后, 临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布, 对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响, 同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当油田转入正常运营期后, 人群的活动范围缩小, 受到破坏的临时占地逐渐得到恢复, 工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要为地面工程建设，施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。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。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.2.3 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响最大的是井场的场坪、管线施工等工程对地表植被的扰动和破坏。项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。对地表植被影响较小。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物的生存环境影响

本工程对野生动物的生存环境及种群数量都有一定的影响。从影响的作用方式上来分，可分为直接影响和间接影响。直接影响是建设项目占地，人类活动增加，使野生动物生存环境被破坏或改变，间接影响主要表现为由于植被减少或污染破坏，占用或污染水源而引起食物减少。由于人为活动增加，对该区的野生动物也有一定影响，施工机械的轰鸣声也对野生动物产生干扰。

（2）对野生动物分布及迁徙的影响

管道敷设完成后，由于土方回填或覆土厚度的要求，管道上方覆土高于周围地表约 30cm。由于地形变化不大，所以不足以导致生态环境的分割，也不会引起物种多样性的改变。对于动物而言，地表形态的微小变化，对其活动基本没有影响。本工程管线在建设过程中侵占野生动物原有活动区域，导致动物远避、迁徙，但在管道建成后则会渐渐恢复原状。相较于未开发区域而言，区域受油气开发活动扰动影响，野生动物分布较少，对其影响较小。

（3）动物影响的分析

评价区内的动物对环境因子的变动产生的反应存在很大的差别。据新疆有关动物专家评定，按动物的类群并将它们对外界因子的敏感性加次排序，依次为陆生无脊椎动物<爬行动物<小哺乳动物<鸟类<大中型哺乳动物。经实地考察，本报告认为，由于施工区域野生动物种类及数量较少，仅偶尔可见到塔里木兔的踪迹，而管道穿越地段不会割裂动物的迁徙通道，因此，工程对野生动物的影响可接受。

（4）工程施工作业区对评价区动物的影响

在管道修建中的施工作业区有较多的施工、运输、管理、服务人员在这里活动，导致在人群活动区附近伴人鸟类如麻雀、乌鸦活动增多，同时生活垃圾成为鼠类的食物来源之一。

5.1.2.5 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号，工程所在区域属于塔里木流域水土流失重点治理区。本工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

（1）扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖率低，工程建设过程中对原地貌的扰动大大降低了工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

（2）破坏生态环境，对周边地区造成影响。本工程施工期对地表结皮的破坏，有可能加剧工程区风灾天气影响，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

（3）扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力。管线工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域地表植被覆盖率低，仅部分地下水埋深浅的地方分布有芦苇等稀疏植被，土壤侵蚀强度以中度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减少因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将结束服务期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理会产生少量扬尘和建筑垃圾，对周围的环境造成一定影响。油井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，将会产生少量扬尘和固体废物。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飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，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、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，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。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，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。

5.1.4 生态环境影响评价自查表

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	物种 ☒ （种群结构） 生境（荒漠） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构等） 生态系统 ☒ （植被覆盖力、生物量、生态系统功能）

		生物多样性 ☒ (物种组成) 生态敏感区 ☒ (主要保护对象、生态功能等) 自然景观 ☐ (自然遗迹 ☐ (其他 ☐ (
评价等级	一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐	
评价范围	陆域面积: (0.0683) km ² ; 水域面积: (/) km ²	
生态现状 调查与评 价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☒ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☒ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐
生态影响 预测与评 价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☒ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☐
生态保护 对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☒
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☐
评价 结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可行 ☐
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.1.5 小结

本工程总占地面积 6.83hm², 其中永久性占地面积为 0.36hm², 临时性占地面积为 6.47hm², 工程占地类型主要为未利用地(沙地)。由于工程位于沙漠, 占地为裸地, 地表基本无植被覆盖。

由于本区域的野生动物种类少, 工程对野生动物的影响较小。工程区属于塔里木流域水土流失重点治理区, 但占地面积较小, 采取环评提出的水土流失防治措施后, 对环境的影响可以接受。

因此, 总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(1) 地面工程施工废气影响分析

①施工机械和运输车辆燃料废气影响分析

施工机械及运输车辆燃料燃烧废气排放较为分散，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

②焊接废气影响分析

本工程管线施工分段进行，管道连接过程产生的焊接废气的排放具有排放量小且较分散等特点，对环境的影响较小。

(2) 施工过程中扬尘的影响分析

施工扬尘污染主要来自：①井场的地基开挖、管线开挖、土地平整及地基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本工程大气环境影响评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县近 20 年的地面观测数据进行统计分析。

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度 (°C)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表 5.2-1 分析可知, 区域近 20 年平均温度为 12.5°C, 4~10 月平均温度均高于多年平均值, 其它月份均低于多年平均值, 7 月份平均气温最高, 为 26.7°C, 12 月份平均气温最低, 为-8.7°C。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速 (m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.6

由表 5.2-2 分析可知, 区域近 20 年平均风速为 2.6m/s, 5 月份平均风速最大为 3.6m/s, 12 月份平均风速最低, 为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-3, 近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-3 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2 月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3 月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4 月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5 月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6 月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7 月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8 月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9 月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10 月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11 月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12 月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

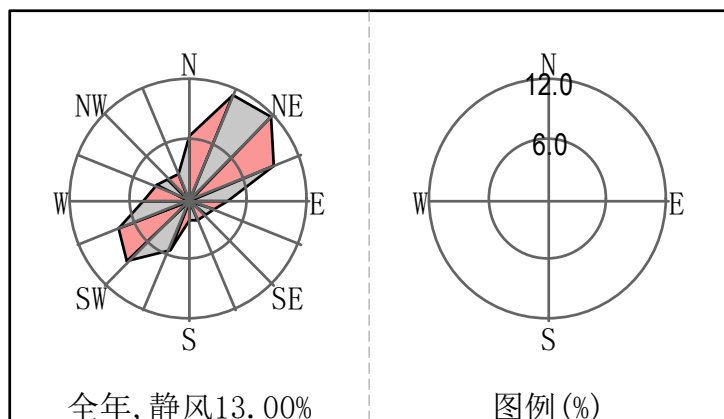


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-3 和图 5.2-1 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 SW 风向。

5.2.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为非甲烷总烃。

(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》，以 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值；汞执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的二级标准（小时值取值 $0.30\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

(3) 预测模式

本工程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，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

本工程运营期产生的大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中无组织挥发的烃类、硫化氢。本工程油气开采、集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急切

断阀，可有效减少烃类和硫化氢气体的排放量。本次评价对顺北隆 2 井场废气排放量进行无组织估算预测，预测因子为非甲烷总烃和硫化氢，无组织废气源强详见表 5.2-4。

表 5.2-4 运营期无组织废气源强一览表

面源名称	面源起点坐标 /m		面源 海拔 /m	面源 长度 /m	面源 宽度 /m	与正 北向 夹角 /°	面源有 效排放 高度/m	年排 放小 时数 /h	排放 工况	排放速率/ (kg/h)	
	X	Y								非甲烷 总烃	硫化氢
顺北隆 2 井场	-30	35	960	60	60	0	6	8000	正常	0.00112	0.0006

注：以顺北隆 2 井场中心为（0，0）。

表 5.2-5 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（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（6）预测结果

本工程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，直接采用估算模式结果”。本次评价采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

无组织废气估算模式预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 本工程无组织废气污染物的占标率和落地浓度一览表

下风向距离	无组织面源			
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)	H ₂ S 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	H ₂ S 占标率 (%)
10	0.68835	0.03	0.368759	3.69
50	1.0323	0.05	0.553018	5.53
84	1.1003	0.06	0.589447	5.89

100	1.0874	0.05	0.582536	5.83
200	0.84312	0.04	0.451671	4.52
300	0.7097	0.04	0.380196	3.8
400	0.59697	0.03	0.319805	3.2
500	0.51279	0.03	0.274709	2.75
600	0.44562	0.02	0.238725	2.39
700	0.39424	0.02	0.2112	2.11
800	0.35191	0.02	0.188523	1.89
900	0.31657	0.02	0.169591	1.7
1000	0.29114	0.01	0.155968	1.56
1100	0.27261	0.01	0.146041	1.46
1200	0.25592	0.01	0.1371	1.37
1300	0.24084	0.01	0.129021	1.29
1400	0.22713	0.01	0.121677	1.22
1500	0.21482	0.01	0.115082	1.15
2000	0.17194	0.01	0.092111	0.92
2500	0.14328	0.01	0.076757	0.77
下风向最大浓度 及占标率	1.1003	0.06	0.589447	5.89
下风向最大浓度 出现距离 (m)	84		84	
D10%最远距离 (m)	0		0	

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 $1.1003\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.06%；硫化氢最大落地浓度为 $0.589447\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 5.89%， $D_{10\%}$ 均未出现。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 84m 范围内，项目区周边 1.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值；硫化氢下风向地面浓度均低于《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的浓度限值。项目正常运行情况下排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

5.2.2.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本工程大

气环境影响评价等级为二级，不需要进一步预测，因此不再计算大气环境功能防护距离。

5.2.2.4 大气污染物核算

本工程大气污染物排放量核算情况见表 5.2-7。

表 5.2-7 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	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	工艺流程全密闭；做好日常维护	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	4.0	0.009
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	0.06	0.005

5.2.2.5 大气环境影响评价结论

(1) 大气环境影响评价结论

本工程运营期主要大气污染物为非甲烷总烃、硫化氢，污染物最大浓度占标率 $P_{\max}=5.89\%<10\%$ ，对周边大气环境影响较小。

(2) 污染控制措施可行性

本工程采用全密闭流程，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)等的相关要求，可减少无组织废气污染物的排放。从技术、经济角度来讲，上述措施具有可行性。

5.2.2.6 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-8。

表 5.2-8 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 ☐	二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长5~50km ☐	边长=5km ☒
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐	500~2000t/a ☐	<500t/a ☒
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃)		包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒

		其他污染物（硫化氢、非甲烷总烃）						
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒		其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	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 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒				C _{本工程} 最大占标率 $> 100\%$ ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			C _{本工程} 最大占标率 $> 10\%$ ☐		
		二类区	C _{本工程} 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			C _{本工程} 最大占标率 $> 30\%$ ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (/) h		C _{本工程} 占标率 $\leq 100\%$ ☐			C _{非正常} 占标率 $> 100\%$ ☐	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k $\leq -20\%$ ☐				k $> -20\%$ ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：(/)			监测点位数(/)		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距()厂界最远()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: (0.009) t/a			
注：“ ☐ ”为勾选项，填“ ☒ ”；“（）”为内容填写项								

5.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油（气）造成的环境空气污染源将消失，油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，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2.4 小结

本工程施工期、退役期废气的排放均是暂时性的，随工程结束影响即消失；运营期非甲烷总烃和硫化氢属于持续性长期无组织排放，但由于排放量较小，贡献浓度值较低，对环境空气影响不大，不会使区域环境空气质量出现明显下降。

5.3 水环境影响分析

本工程所在区域无自然地表水体，施工期及运营期产生的废水均不会对地表水产生不利影响。本环评主要对所依托的污水处理设施的环境可行性进行论证，并对工程开发、运行非正常排放废水对项目区域地下水环境的影响进行分析。

5.3.1 评价区水文地质条件

5.3.1.1 地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

5.3.1.2 含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主。区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化，由于地形复杂，因而地下水埋深变化也很复杂，无明显规律。沙漠区的风蚀洼地或垄间洼地内，潜水位一般埋藏较浅，静止水位多为 1-5m，垄岗状沙丘上地下水水位埋深达到 37m。属于第四系松散岩类孔隙潜水水量中等区，单井涌水量 100-1000m³/d 的中等富水地段。

5.3.1.3 地下水的补给、径流、排泄条件

(1) 补给

项目区位于塔克拉玛干沙漠腹部，周边无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下 2 个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

(2) 径流

评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由南向北或北偏东方向径流。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。水力坡度在 1-3‰左右，渗透系数一般小于 10m/d。

(3) 排泄

评价区地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点——台特玛湖。

①北部（向下游的）地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5-10m。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水的垂直蒸发也是垄间洼地内（地下潜水位埋深小于 5m 的地段）地下水的重要排泄方式之一。

5.3.1.4 地下水动态特征

评价区内的地下水位动态类型为径流—蒸发型。水位动态影响因素主要为自然因素，该类型区内地下水主要接受上游地下水侧向径流补给而以蒸发为主要排泄方式。高水位期出现在气温较低的 2-5 月份，低水位期出现在气温较高的 6-9 月份，水位变幅 < 1m。

5.3.1.5 地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水，矿化度为 $5.8\sim 13.8\text{g/L}$ ，水质差，为咸水。

5.3.2 施工期水环境影响

在施工期，对地下水环境可能造成影响的污染源为管道试压废水及生活污水。

(1) 管道试压废水

本工程管线试压废水量为 22.5m^3 ，主要污染物为 SS。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。

(2) 生活污水

施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活基地生活污水经撬装式污水处置装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。

本工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.3.3 运营期水环境影响

5.3.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 地下水污染源类型

运营期，废水污染源主要为回注的采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。

(2) 废水处置措施及可行性分析

① 采出水

本工程采出水量核算为 $2593\text{m}^3/\text{a}$ ，采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统进行处理，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）标准中指标后回注油层。

顺北油气田五号联合站的污水处理规模为 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程投产后新增最大采出水量为 $7.86\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程采出水处理依托顺北油气田五号联合站处理可行。

② 井下作业废水

本工程井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站进行处理，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）中的有关标准后回注油层。

顺北油气田环保站废液处理能力为 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程废液（洗井液等）为 $38\text{m}^3/\text{a}$ （ $0.12\text{m}^3/\text{d}$ ）。顺北油气田环保站满足本工程处理需求，依托处理设施可行。

正常情况下，本工程采出水及井下作业废水经处理达标后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.3.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为集输管线的采出液和井下作业废水的泄漏，污染物主要为石油类。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于废水的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

本工程非正常状况下，装置、管线、法兰连接处等破损泄漏，如不及时修复，泄漏的污染物可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下装置发生泄漏的情形进行预测，以评价对下水环境的影响。

①预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。

非正常工况下，如果发生重大紧急泄漏事件等事故，而在这段时间污染物可能经过破坏的部位进入土壤和地下水。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，由于工作人员发现事故到处理需要一定时间，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染物质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

由于收集及调查的水文地质资料有限，因此在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计，主要原因有：

1) 地下水中污染物运移过程十分复杂，不仅受对流、弥散作用的影响，同时受到物理、化学、微生物作用的影响，这些作用通常在一定程度上造成污染物浓度的衰减；而且目前对这些反应参数的确定还没有较为确定的方法。

2) 此方法作为保守性估计，即假定污染质在地下运移过程中，不与含水层介质发生作用或反应，这样的污染质通常被称为保守型污染质，计算按保守性计算，可估计污染源最大程度上对地下水水质的影响。

3) 保守计算符合工程设计的理念。

项目区的地下水主要是从南向北方向流动，根据含水层分布特征，污染物在潜水含水层中的迁移，可将情景概化为一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型和一维短时泄露点源的水动力弥散问题。

情景模型：

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(t - t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

$\text{erfc}()$ —余误差函数。

④预测时间及范围

预测层位以潜水含水层为主，预测时段为污染发生后 100d、1000d、3650d。

预测范围与评价范围一致。

⑤预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。本工程废水主要污染因子为石油类，因此，本次影响预测以石油类进行预测。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）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。模型中所需参数及来源见表 5.3-1。

表 5.3-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.07m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，渗透系数取较大值 10m/d，根据历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 1‰~3‰，本次预测取水力坡度最大值为 3‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.7m ² /d	$D_L=aL$ ， aL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》（李国敏、陈崇希）中孔隙介质数值模型的 $\lg aL - \lg L$ ，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	根据项目所在区域含水层特征，含水层岩性主要为细砂，依据《水文地质手册》（第二版），细砂孔隙度 0.42，故本次评价有效孔隙度 n 取 0.42。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

表 5.3-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
石 油 类	0	0.018	0	0.001	0	0.000
	10	0.050	30	0.005	50	0.000
	18	0.050	60	0.012	100	0.000
	30	0.02	90	0.013	150	0.002
	33	0.010	108	0.010	200	0.005
	50	0.000	120	0.007	250	0.007
	60	0.000	150	0.002	300	0.006
	70	0.000	180	0.000	350	0.003
	80	0.000	210	0.000	400	0.001
	90	0.000	240	0.000	450	0.000

表 5.3-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	18	33	无
	1000d	0	108	无
	3650d	0	0	无

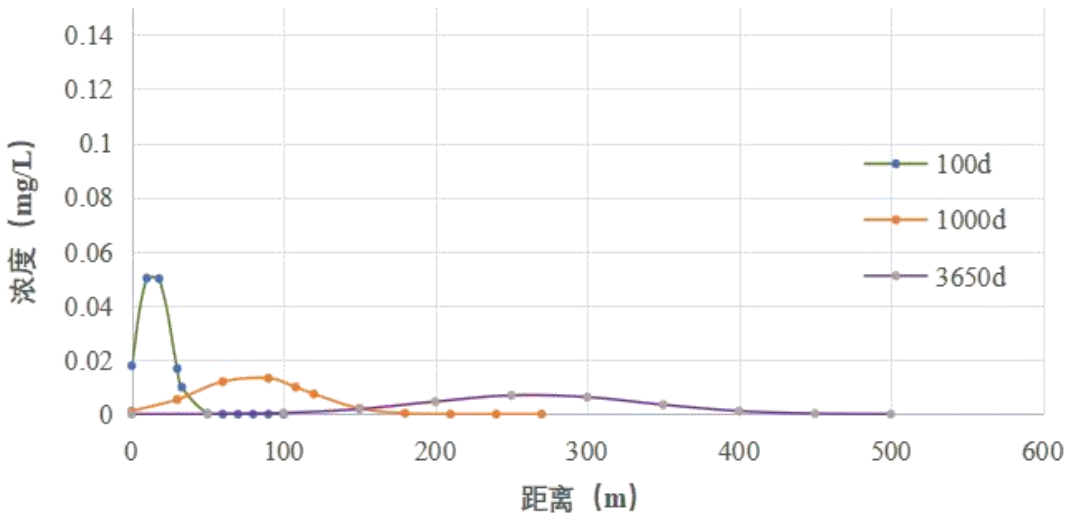


图 5.3-1 发生短时泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时影响距离约 33m、108m、0m，对该地区地下水的潜在影响依然存在。故建设单位必须加强工程质量控制、

施工期施工质量及运营期管理，做好设备、阀门、管线的防渗和防漏处理，最大程度地确保高质量施工和运营期管理，加强设施的维护和管理，落实地下水及土壤污染防治，加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

综上，在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限，对地下水的影响属可接受范围。事故发生后，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，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.3.4 小结

本工程施工期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。施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活基地生活污水经撬装式污水处置装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。

本工程运营期的采出水依托顺北油气田五号联合站采出水处理设施处理；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至顺北油气田环保站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。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。

5.4 声环境影响分析

5.4.1 施工期声环境影响分析

本工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.4-1 为本工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.4-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

机械名称	离施工点不同距离的噪声值 (dB(A))					
	10m	50m	60m	100m	150m	200m
挖掘机	78	64	62	58	54	52
推土机	80	66	64	60	56	54
电焊机	67	53	51	47	43	41
轮式装载车	84	70	68	64	60	58
吊管机	75	61	59	55	51	49

通过类比分析可知,本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中,昼间施工场地 60m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(昼间 70dB(A)),而在夜间则会超标(夜间 55dB(A))。工程区周边无居民,并且施工期噪声源均为暂时性的,只在短时期对局部环境和施工人员造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程管线均埋设在地下,埋深大于 1.2m,油气集输不会对周围声环境产生影响;井场产噪设备主要为井场采油树和泵类。

5.4.2.1 预测模式

a) 根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减,计算预测点的声级:

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

L_w —由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带), dB;

D_c —指向性校正,它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间

为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{A_j} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{A_i}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{A_j}} \right) \right]$$

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}})$$

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.4.2.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源参数见表 5.4-2。

表 5.4-2 井场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级） [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	309	332	2	85	基础减振	昼夜
2	泵	--	330	325	2	95	基础减振	昼夜

5.4.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.4-3。

表 5.4-3 厂界噪声预测结果单位：dB(A)

场站	厂界	贡献值	标准值		结论
井场噪声	东厂界	49.7	昼间	60	达标

	南厂界	44.2	夜间	50	达标
			昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西厂界	43.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北厂界	49.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
			夜间	50	达标

由表 5.4-3 知, 正常情况下, 井场厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区昼间、夜间标准要求。

井下作业为不定时作业, 其产生的噪声属于不连续排放, 对外环境影响为短时影响。

因此, 本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.4.3 退役期声环境影响分析

油井退役期, 噪声源主要源自井场设备拆卸, 由于区内声环境影响评价范围内没有居民点, 因此, 不会产生噪声扰民问题。

5.4.4 声环境影响评价小结

综上所述, 工程区 200m 范围内没有声环境敏感点, 施工期、运营期以及退役期噪声源对环境影响较小。

表 5.4-4 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□二级☑三级□						
	评价范围	200m☑大于 200m□小于 200m□						
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑最大 A 声级□计权等效连续感觉噪声级□						
评价标准	评价标准	国家标准☑地方标准□国外标准□						
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□	
	评价年度	初期☑		近期□		中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法☑现场实测加模型计算法□收集资料□						
	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□已有资料□研究成果☑						
声环境影	预测模型	导则推荐模型☑ 其他□						

响预测与 评价	预测范围	200m☑	大于 200m□	小于 200m□
	预测因子	等效连续 A 声级☑最大 A 声级□计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献 值	达标☑不达标□		
	声环境保护目 标处噪声值	达标□不达标□		
环境监测 计划	排放监测	厂界监测☑固定位置监测□自动监测□手动监测□无监测□		
	声环境保护目 标处噪声监测	监测因子：（/）	监测点位数：（/）	无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑不可行□		
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。				

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。

施工土方用于周边场地平整。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置；生活垃圾集中收集后，拉运至当地垃圾填埋场处置。

施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废防渗材料。根据《国家危险废物名录》（2025 年版）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》，本工程运营期产生的落地油 100%回收，油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料、废润滑油均属于危险废物，需委托有相应资质的单位进行处置。

本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.5-1。

表 5.5-1 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.1	井下作业	液态	油类物质	油类物质	间歇，不固定	T, I	100%回收
油泥（砂）	HW08	071-001-08	217.26	油气处理等工序	固态	油类物质、泥砂	油类物质	1 次/a	T, I	委托有相应资质的单

清管废渣	HW08	251-001-08	0.005							位接收处置
废润滑油	HW08	900-214-08	0.05	井下作业、 机械设备 维修	液态	油类物质	油类物质	间歇， 不固定	T, I	
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	井下作业	固态	防渗布、油类物质	油类物质	间歇， 不固定	T, I	

(1) 危险废物收集及贮存

本工程运营期危险废物的产生周期不固定，且产生地点较分散，因此本工程运营期危险废物的收集由各站安排专人分别进行。本工程不新增危险废物暂存点，危险废物产生后利用专用容器收集，并运至西北油田分公司采油四厂五号联合站内已建危险废物暂存间贮存。危险废物的收集按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求进行，按照要求填写危险废物的收集记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

(2) 危险废物的运输

①内部运输

本工程运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至西北油田分公司采油四厂五号联合站内已建暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本工程运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

(3) 危险废物的处置

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内

及时了解接受人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本工程运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期，在井场清理过程中会产生诸如废弃混凝土块、废弃管材之类的建筑垃圾，这部分建筑垃圾中部分存在回收利用价值，可回收利用，剩余部分及时拉运至当地垃圾填埋场处置。运输过程注意采取防散落等措施，以减轻环境影响。

5.5.4 小结

本工程施工期、运营期、退役期产生的各种固体废物均可得到妥善处置，只要严格管理，不会对环境产生较大不利影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工等行为产生的影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，一方面是场站建设、管线敷设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏改变土壤的紧实度，另一方面是施工作业使工程占地范围内地表生长的植被受到彻底破坏。

各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的区域土壤紧实度增高，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。严重的经过多次碾压后植物很难再生长，导致沙化加重。

(2) 线路工程施工对土壤环境的影响

管沟的开挖将破坏原先的土壤结构，加之机械及车辆的碾压、施工人员的踩踏等将使土壤表面压实，通透性变差，影响植被恢复，进而导致沙化加重。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，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，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。本工程建设内容主要为管线工程、站场建设等。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。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境影响识别

(1) 项目类型

本工程部署 1 座采油井场，配套建设 9km 集输管线，根据导则附表 A.1，根据导则附表 A.1，井场建设属于 I 类项目，单井集输管线建设属于 II 类项目。

(2) 影响类型及途径

本项目所处区域属于盐化严重的区域，本工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目废水主要为采出水和井下作业废水，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，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

本项目井场及管道敷设过程中，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，本项目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。

本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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	-	-	√	-	√	-	-	-
退役期	-	-	-	-	-	-	-	-

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

(3) 影响源及影响因子

①污染影响型

本工程输送介质为油气混合物，管线连接处破裂时，油类物质可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	密闭集输	垂直入渗	石油类	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测，见表 5.6-3。

表 5.6-3 生态影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	密闭集输	漫流	盐分含量	事故工况

5.6.2.2 现状调查与评价

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，土壤污染影响型现状调查范围为各井场边界外 50m 及管线边界两侧外扩 200m 范围；土壤生态影响型现状调查范围为各井场外 2km 及管线边界两侧外扩 200m 范围。

(2) 敏感目标

本项目将井场 200m 范围及管线两侧 200m 范围作为土壤环境（污染影响型）保护目标。工程所在区域土壤盐分含量较高，将井场外延 5km 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标。

(3) 土壤类型

根据现场调查结果，项目所在区域土壤类型主要为沙土。

(4) 土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前均为未利用地，目前局部区域已受到油田开发的扰动和影响逐步变更为以油气开采为主要功能的建设用地。

(5) 土壤理化性质调查

土壤理化性质调查详见 4.6.2 章节。

5.6.2.3 土壤环境影响评价

(1) 正常工况下土壤环境影响分析

本工程污染土壤的途径主要为油气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。本工程生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，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。

(2) 非正常工况下土壤环境影响分析

①污染影响型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 中 8.7.3 污染影响型建设项目，评价工作等级为二级，预测方法可进行类比分析。本工程采用类比分析法。污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

根据本工程土壤环境质量现状监测结果，土壤中石油类监测浓度为 54~85mg/kg，由此可知，井场在试油过程中，未对项目区的土壤环境产生污染影响。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目进行土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.6-4。

表 5.6-4 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度(cm)	含油量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.6-4 中的结果表明,非正常状况下石油烃污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内,其污染也主要限于地表,石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关,开始 5h 内石油蒸发强烈,24h 后石油在土壤表面多呈黏稠状。石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,由于项目所在区域土壤为沙土,渗透率大,污染物迁移速度极快,泄漏约 1d 后,石油类迁移至含水层处,污染物迁移过程中对土壤环境有一定影响。本工程运营期需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,并定期开展土壤跟踪监测,且本工程井口设置 RTU 采集系统,发生泄漏会在短时间内发现,泄漏油类物质能够及时地清理。从土壤环境影响的角度,工程建设可行。

运营期须定期检查井场生产设备、集输管道的破损或破裂情况,若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运营期间,需加强管理和监督检查,杜绝非正常情况的发生,避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

②生态影响型

考虑事故状态下,单井集输管道破裂后,采出液进入表层土壤中,单井集输管道在井场设置有压力和远传信号,当发生管道破裂时,可远程关闭井场,并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算,发生泄漏到封堵,预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 5m³,采出水中的氯根为 87687.5mg/L,则估算进入土壤中的盐分含量为 $=5 \times 87687.5 \times 58.5 \div 35.5 = 722495.6\text{g}$ 。

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

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

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

$$S = Sb + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb -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 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.4 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 34.4g/kg。预测年份为 1a（365 天）。

根据上述计算结果，在 365 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.26g/kg，叠加现状值后的预测值为 34.66g/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。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.6.3 小结

本工程采用密闭集输的生产方式，一旦发生原油泄漏，均可及时发现并进行处理。正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生原油泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表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，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长同时根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，对土壤环境影响可接受。

5.6.4 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-5。

表 5.6-5 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 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒				土地利用类型图
	占地规模	(6.83) hm ²				永久占地 0.36hm ² ，临时占地 6.47hm ²
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☒ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				
	全部污染物	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐ ；				采油井场
		I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐ ；				集输管线
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐ ；				生态影响
敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒ ；				污染影响		
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				生态影响
		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				污染影响
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒ ；				
	理化特性	土壤结构、土壤质地等				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	5	6	0-0.2m	
		柱状样点数	3	-	0-0.5m	
					0.5-1.5m 1.5-3m	
	现状监测因子	《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 45 项基本项目、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH、全盐量；《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH、全盐量。				
现状评价	评价因子	同现状监测因子				
	评价标准	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表 D.2 ☐ ；其他（）				
	现状评价结论	占地范围内土壤监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；占地范围外土壤监测因子满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）				

		中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的风险筛选值要求（ $pH > 7.5$ ）。			
影响预测	预测因子	石油烃			
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他（类比分析法）			
	预测分析内容	影响范围（事故状态下管线原油泄漏进入土壤的 0-3m 土层） 影响程度（较小）			
	预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) ☒ 不达标结论：a) □；b) □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ； 其他（ ）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）			
评价结论	在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。				
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级工作的，分别填写自查表。					

6.环境保护措施及其可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的生态环境、环境空气、水环境、声环境、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场选址

结合本工程所在区域的地形地貌、工程地质等自然条件，在满足建设单位的要求的同时，井场及站场选址主要依据以下原则：

（1）井场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）、《油田油气集输设计规范》GB50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）等的相关要求。

（2）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（3）井场在无人区穿越，不涉及拆迁。

（4）井场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择主要依据以下原则：

（1）线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越工程设计标准》（GB/T50459-2017）等的相关要求。

（2）线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置做相应调整。

（3）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的设计期保护措施是可行的。

6.2 施工期环境保护措施

本工程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。

6.2.1 生态保护措施

6.2.1.1 井场生态环境保护措施

(1) 优化井场布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。井场选择严格控制占地面积，减少扰动面积。

(2) 加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(3) 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。

(4) 井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(5) 拟建项目区土壤类型多为流动风沙土，为加强沙化土地地区的防风固沙屏障功能，拟在井场场地平整后，采取砾石压盖；在施工结束后在井场周边修建草方格，在施工和运营过程中起到防沙固沙的作用，防止沙丘活化，降低对沙区生态环境的影响。草方格设置原则为：井场四周宽度为 50m。

6.2.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，经相关部门许可后方可开工建设。

(2) 合理调整管线走向，控制管线施工作业宽度。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，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，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。施工时在沿线设置草方格等阻沙措施。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.1.3 对沙漠植物的生态保护措施

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物。

(2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对沙漠植物生存环境的践踏破坏。

确保各环保设施正常运行，污水和固体废物妥善处置，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。

6.2.1.4 野生动物影响减缓措施

(1) 合理选择管线走向，管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围一般区域严格控制作业带宽度。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证

顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 施工过程不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

类比顺北油气田已采取的动植物保护措施，拟建工程采取的动植物保护措施可行。

6.2.1.5 防沙治沙措施

本工程位于顺北油气田，为沙漠腹地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)有关规定以及《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)文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

(1) 项目区土壤类型多为风沙土，为加强沙化土地地区的防风固沙屏障功能，拟在井场场地平整后，采取砾石压盖；在施工结束后在井场周边修建草方格，草方格设置原则为：在井场四周上风向侧铺设 50m 宽草方格，在下风向侧铺设 30m 宽草方格（每格 1m×1m），管线草方格宽度为管线上风向 8m，下风向 4m。在固沙范围外铺设了草网阻沙栅栏。在施工和运营过程中起到防沙固沙的作用，防止沙丘活化，降低对沙区生态环境的影响。

(2) 加强施工管理，合理规划拟建区域，尽量减少占地面积，车辆行驶应避免开沙区内植被盖度较高的区域。严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。在保证施工顺利进行的前提下，尽可能减少对沙区植被的碾压等破坏性行为。

6.2.1.6 水土流失防治措施

顺北油气田地处塔克拉玛干沙漠腹地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，植被分布稀疏，区域零星分布怪柳灌丛，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区内干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在区内进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

(1) 工程防治措施

①集输管线施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免强行开辟新路，以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免在大风、雨天施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

④做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑤井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

（2）水土流失分区防治措施

将本工程水土流失防治分区初步划分为2个分区：井场防治区、管线防治区。

①井场防治区

对于井场建设场地的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施。

②管线防治区

1) 管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。

2) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

3) 管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

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，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。

6.2.1.7 其他生态保护措施要求

（1）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，以便自然植被后期自然恢复。

（2）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。

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地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。

管道施工通常只有1~2个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.2.2 大气污染防治措施

（1）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（2）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（3）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（4）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（5）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（6）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（7）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减小,是可行和有效的。

6.2.3 废水污染防治措施

施工期废水包括管线试压废水及生活污水。

管线试压废水属于清净废水,试压完成后用于降尘。

本工程不设置施工营地,施工期间人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地。生活基地生活污水经撬装式污水处置装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表 2 的 C 级标准,出水用于荒漠的灌溉。

6.2.5 固体废物污染防治措施

施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。

施工土方全部用于场地平整;施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置;生活垃圾集中收集后,拉运至当地垃圾填埋场处置。

6.2.4 噪声防治措施

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型,并在施工中设专人对其进行保养维护,对设备使用人员进行培训,严格按操作规范使用各类机械;

(2) 施工单位可合理安排施工时间,避免长时间使用高噪声设备,使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低;

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶,少鸣笛或不鸣笛。

以上措施可有效减轻施工期噪声影响,是可行的。

6.2.6 土壤污染防治措施

(1) 应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) 工程区处于风蚀区,需要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。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.3 运营期环境保护措施

生产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。

6.3.1 生态环境保护措施

6.3.1.1 监督和管理措施

①针对本工程的建设，采油四厂负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.3.1.2 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。

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。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

通过采取以上措施，本工程井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为无组织排放源和温室气体。无组织排放的污染物主要为井场的阀门、法兰等组件处产生的无组织挥发非甲烷总烃和硫化氢，温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田拟采取以下大气污染治理措施：

（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）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场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和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中厂区内非甲烷总烃排放限值要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目厂界二级标准要求。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废气污染物的排放量。

（3）对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。加强油气井管理，做好压力检测，并按要求备齐应急设施。

（4）定期对油气集输管线进行巡检，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。

（5）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（6）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气

回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.3.3 废水污染防治措施

本工程运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

本工程采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统进行处理，顺北油气田五号联合站的污水处理规模为 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，顺北油气田五号联合站处理规模 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程投产后新增最大采出水量为 $7.86\text{m}^3/\text{d}$ ，依托顺北油气田五号联合站处理可行。井下作业废水拉运至顺北油气田环保站进行处理，顺北油气田环保站废液处理能力为 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程废液（洗井液等）为 $38\text{m}^3/\text{a}$ （折合 $0.12\text{m}^3/\text{d}$ ）。顺北油气田环保站满足本工程处理需求。

运营期采出水、井下作业废水经处理后可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关要求，用于回注地层，不外排，正常情况下不会对区域水环境产生明显不利影响。措施可行。

6.3.4 噪声污染防治措施

（1）对声源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。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

采取上述措施后可有效减缓声环境影响，措施可行。

6.3.5 地下水污染防治措施

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》等的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

（1）源头控制措施

①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，对工艺要求必须地上走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

②输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

（2）分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 6.3-1。

表 6.3-1 分区防渗要求一览表

区域	项目		防渗要求
井场	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ； 或参照 GB16889 执行
其他区域	简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

（3）管道刺漏防范措施

①各场站设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场及试采点内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 $0.15MPa/min$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

（4）地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系,制定完善的监测计划,环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则,本工程地下水监测计划见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测计划一览表

监测井位置	监测层位	功能	监测频率	监测因子	备注
工程区上游	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	每年1次	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	充分利用现状监测井
工程区					
工程区					

(5) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上,制定专门的地下水污染事故的应急措施,并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容:

- a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估;
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况,平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况,必须按照应急预案马上采取紧急措施:

a 当确定发生地下水异常情况时,按照制定的地下水应急预案,在第一时间尽快上报主管领导,通知当地生态环境保护主管部门,密切关注地下水水质变化情况;

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测,查找环境事故发生地点、分析事故原因,切断污染源,阻隔地下水流,防止事故的扩散、蔓延及连锁反应,尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响;

c 对事故后果进行评估,并制定防止类似事件发生的措施。

综上所述,在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下,本工程对地下水环境影响可以接受,工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.3.6 固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的固体废物包括落地油、油泥(砂)、清管废渣、废润滑油、

废防渗材料，落地油 100%回收，油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、废防渗材料收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。

（1）危险废物收集及贮存

本工程建成运行后，运营单位应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求对危险废物进行收集。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a.危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b.危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 6.3-1 所示。

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 6.3-2 所示。

d.装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

本工程产生的危险废物按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集和内部转运，按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

（2）危险废物的运输

内部转运采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。

外部运输由有相应资质的单位进行，运输过程应按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

危险分类	符号	危险分类	符号
Explosive 爆炸性 黑色字 橙色底		Toxic 有毒	
Flammable 易燃 黑色字 红色底		Harmful 有害	
Oxidizing 助燃 黑色字 黄色底		Corrosive 腐蚀性	
Irritant 刺激性		Asbestos 石棉	

图 6.3-1 危险废物类别标识示意图

危 险 废 物	
主要成分:	危险类别 
化学名称:	
危险情况:	
安全措施:	
废物产生单位: _____	
地址: _____	
电话: _____ 联系人: _____	
批次: _____ 数量: _____ 产生日期: _____	

图 6.3-2 危险废物相关信息标签

(3) 危险废物的处置

本工程运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行处置。本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

（4）减缓环境影响的其他措施要求

根据《危险废物转移管理办法》《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，本评价要求：

①危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③危险废物内部转运作业还应满足以下要求：综合考虑区块实际情况确定转运路线；转运结束后，及时对转运工具进行清洗。

综上，工程产生的固体废物全部妥善处置，采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行，在落实本工程提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

6.3.7 土壤环境保护措施

结合本工程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。

6.3.7.1 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，使工程区污染

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) 定期派人检查场站、管线,是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 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,降低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。

具体步骤为:

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时,按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修,做好安全防范工作,把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制,会流向低洼地带,应尽量减少防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤,汇集在低洼坑中的地表油,用车及时进行收集,将严重污染的土壤集中处理,交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油,减轻土壤污染。

①坑撇油:在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油:根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点,在漏油点下游的 10m~30m 处,根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟,一撇二排,以加速土壤油浸润体中残油的外泄,减小事故影响范围。

6.3.7.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。根据本工程特点，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。

6.3.7.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线泄漏点可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个柱状样，每 3 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4 退役期环境保护措施

6.4.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避免大风天气进行作业。

（3）封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.4.2 退役期水环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 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。

6.4.5 退役期生态保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证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，产生二次污染。

(4) 井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然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。

(5) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(6) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《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，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

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。

6.5 环境影响经济损益分析

6.5.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.5.2 经济效益

工程总投资 630.5 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.5.3 环境经济损益分析

6.5.3.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响,包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后,施工影响是可以接受的。

本工程施工期短,施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁,无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染,会随着施工的结束而消失。因此,在正常情况下,基本上不会对周围环境产生影响。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,引起管道泄漏事故,将对周围环境造成较为严重的影响。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项补偿费用来体现。

6.5.3.2 项目环保投资估算

工程总投资 630.5 万元,在项目开发过程中,需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等,经估算该项目环境保护投资约 37 万元,环境保护投资占总投资的 5.87%。具体环保投资估算见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保投资估算

阶段	类别	项目	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态	生态修复	施工结束后进行场地平整;控制施工作业带宽度	1
		防沙治沙	管线两侧以及井场周边草方格沙障	2
		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘治理	运输车辆应加盖篷布,临时土方覆盖,防尘布(或网),洒水抑尘等	1
	废水	生活污水	施工期不设临时生活营地,施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地	/
	固体废物	生活垃圾、建筑垃圾	建筑垃圾和生活垃圾清运、填埋处置	1
	噪声	施工机械噪声	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	0.5
运营期	废气	无组织废气	密闭集输,装置做好日常维护,做好密闭措施。	2
	废水	井下作业废水	井下作业废水清运、处置	/
		采出水	拉运处置	/
	地下水环境保护	井场防渗	井场进行分区防渗	2
	噪声	井场噪声	基础减振等措施	0.5

	固体废物	油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料	委托处置	2
退役期	固体废物	建筑垃圾	建筑垃圾清运、填埋处置	1
	生态	生态恢复	恢复原貌	1
环境风险		环境风险	硫化氢、可燃气体报警器	2
环境管理		环保培训，演练		1
		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		20
合计				37

6.5.3.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少无组织废气的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

采出水依托顺北油气田五号联合站处理；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站处理。采出水和井下作业废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层；本工程运营期废水处理后回用，不仅保护了环境，还可以提高油藏的开采速度和采收率，产生可观的经济效益。

（3）固体废弃物

项目产生的落地油、油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料等。落地油由作业单位100%回收；油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料等危险废物委托有相应资质的单位处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。管线两侧以及井场四周采用草方格防护，防止土壤沙化。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中

得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减少其对周围环境的影响。

6.5.4 小结

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中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，经估算该项目环境保护投资约37万元，环境保护投资占总投资的5.87%。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

7.1 评价依据

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本工程 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

7.2 环境敏感目标概况

现场踏勘结果表明，本工程评价范围内不存在环境风险敏感目标。

7.3 环境风险识别

7.3.1 危险物质风险识别

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程所涉及的危险物质主要包括原油、天然气（主要成分为甲烷）、 H_2S 。危险物质主要存在于站场工艺管道、设备以及外输管道内。

本工程所涉及的危险物质的危险性分析如下：

（1）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

表 7.3-1 原油理化性质、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 C5 至 C11+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 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	【操作安全】

措施	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℃。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震荡产生静电。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。 食入：催吐，就医 【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。 【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、蛭石或其它惰性材料吸收，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。

（2）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。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2 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	Naturalgasdehydration		
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	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。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃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。			
消防措施	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、二氟化氧及其它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。			
泄漏应急处理	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。			
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。 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℃。应与氧化剂等分开存放，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。			
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它高浓度区作业，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（-164℃）； 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	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：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，并应将瓶口朝同一方向，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。			

(3) H₂S

H₂S 主要理化性质及毒性情况见表 7.3-3。H₂S 气体对人体危害详细情况见表 7.3-4。

表 7.3-3 H₂S 主要物质理化性质及毒性情况

名称	简述	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
硫化氢	可燃性无色气体，属于甲类火灾、爆炸危险物质	硫化氢是强烈的神经毒物，对神经、呼吸道、黏膜具有明显刺激作用，属于高度危害毒性物质，最高允许浓度为 10mg/m ³ ，职业危害程度为Ⅱ级，具有臭鸡蛋味。LC ₅₀ (半致死浓度)：618mg/m ³	易溶于水 沸点：-60.3℃ 爆炸极限：4.3%-45.5% 自燃温度：260℃ 燃烧热：15104.6kJ/kg 相对密度：1.19	属于易燃气体 (5.1 类)

表 7.3-4 硫化氢气体对人体危害详细情况

浓度 (mg/m ³)	接触时间	毒性反应
1400	立即	昏迷并呼吸麻痹而死亡，除非立即人工呼吸急救。于此浓度时嗅觉立即疲劳，其毒性与氢氰酸相似
1000	数秒钟	很快引起急性中毒，出现明显的全身症状。开始呼吸加快，接着呼吸麻痹而死亡
760	10-60 分钟	可能引起生命危险—发生肺水肿、支气管炎及肺炎。接触时间更长者，可引起头痛、头昏、兴奋、步态不稳、恶心、呕吐、鼻和咽喉发干及疼痛、咳嗽、排尿困难等
300	1 小时	可引起严重反应—眼和呼吸道黏膜强烈刺激征状，并引起神经系统抑制，6-8 分钟即出现急性眼刺激征状。长期接触可引起肺水肿
70-150	1-2 小时	出现眼及呼吸道刺激征状。长期接触可引起亚急性或慢性结膜炎。吸入 2-15 分钟即发生嗅觉疲劳
30-40	—	虽臭味强烈，仍然忍耐，这是可能引起局部刺激及全身性症状的阈浓度
4-7	—	中等强度难闻臭味
0.4	—	明显臭味
0.035	—	嗅觉阈

7.3.2 井下作业危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。顺北油气田已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

(2) 井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

7.3.3 集输管道危险性识别

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道破裂造成的油气泄漏。

天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5~15%（体积百分含量），当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸；可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围造成热辐射危害，不完全燃烧产物 CO、颗粒物将会对周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。另外由于本工程所在区域天然气中 H₂S 浓度较高，若发生天然气泄漏事故，H₂S 的扩散不仅会污染环境空气，而且可能使附近人员中毒，若遇降水天气，还可能随雨水进入土壤，污染土壤环境。

如果发生管道破裂事故，管道中输送的原油将直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.3.4 环境风险类型识别

根据本工程所涉及的危险物质及生产系统危险性识别结果，判断本工程可能发生的环境风险主要包括：油气泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂ 等）排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气，引发周围人员中毒事件，若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，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。对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响，井喷影响范围约 100m。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油气田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，

井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

井喷释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害，也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害，或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，但烃类物质扩散会污染周围环境空气。井位周围无居民点，一般不会造成井厂外人员伤亡。

为防范井喷风险，本工程各井场井位选择时，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）的要求，项目各个井场均配备一定数量的灭火器材和报警器材，企业根据自身实际情况制定了适用于本企业的环境管理制度，同时企业内部各分场根据自身的不同情况，制定了各分场的相关管理规定，以及各相关演练记录等。一旦发生喷火火灾事故能及时启动救援，并疏散居住人群，对其影响较小。

7.4.2 井漏事故影响分析

本工程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。

本工程采用多层套管，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。

7.4.3 对大气环境的影响分析

天然气泄漏进入大气引起人员中毒事故；天然气和原油遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，引发的火灾事故可在短时间内产生大量的烟气。由于主要成分是烃类，完全燃烧反应生成物主要是 H_2O 和 CO_2 ，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的 CO 。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出采出气遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天能得以控制。

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 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，无敏感点分布，大气扩散条件较好，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。

7.4.4 对地下水的环境影响分析

本工程可能泄露的危险液态物料主要为原油。非正常状态下，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对罐体进行检查，避免因罐体质量缺陷、阀门腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

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《采油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：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 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

7.4.5 对土壤环境的影响分析

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的油品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。

油品发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的油品进入土壤中后，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。

将能回收的油品回收，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是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；三是泄漏的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。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

7.5 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。西北油田分公司采油四厂编制有《采油四厂突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2021-140），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油四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。

7.5.1 井下作业事故风险防范措施

（1）生产中采取有效预防措施，严格遵守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。

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）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。

(6) 每一次井下作业施工前, 必须对高压汇管进行试压, 试压压力大于施工压力 5MPa, 施工后必须探伤, 更换不符合要求的汇管。

7.5.2 集输事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前, 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。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验, 排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

④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。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表, 并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制, 并与所属的集气站 SCADA 管理系统通信, 上传井场的重要生产运行数据, 接收上位系统的控制指令, 设置现场监控系统, 随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在集输系统运营期间, 严格控制输送油气的性质, 定期清管, 排除管内的积水和污物, 以减轻管道内腐蚀; 定期对管线进行超声波检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对集输管线上的安全保护设施, 如截断阀、安全阀系统等进行检查, 使管道在超压时能够得到安全处理, 在管道破裂时能够及时截断上下游管段, 以减少事故时油气的释放量, 使危害影响范围减小到最低程度。

③利用管线的压力、流量监控系统, 发现异常立即排查, 若出现问题, 立即派人现场核查, 如有突发事件启动应急预案。

④加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理, 定期进行环境监测。

⑤建立腐蚀监测系统, 随时监测介质的腐蚀状况, 了解和掌握区域系统的腐蚀原因, 有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志, 包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等, 以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线, 并配备适

当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、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制订应急操作规程，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。

(4) 油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④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。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ），第2级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （或 100ppm ）时，应组织周边危险区域内的作业人员有序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度（ $150\text{mg}/\text{m}^3$ （ 100ppm ））的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

7.5.4 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊工应接受专门培训，持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最低。

7.5.5 井场事故的风险防范措施

(1) 管理措施

①定期对井场进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，消除爆管的隐患。

②利用监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

③在生产设施投产运行前，应制订出供正常、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。

④制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

⑤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。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑦提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑧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。

(2) 油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④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。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

7.5.6 危险废物运输风险防范措施

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厢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收地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。

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。

7.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，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) 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。

(2) 加强各级干部、职工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。

(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。

7.5.8 环境风险应急预案

西北油田分公司采油四厂编制有《采油四厂突发环境事件应急预案》(备案编号：652924-2021-140)，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油四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。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：井场事故，以及油气管道泄漏。西北油田分公司采油四厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

(1) 井场泄漏处置

1) 伴有甲烷、H₂S 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、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。

(2) 管道泄漏处置

①在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关井；

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，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内；

⑤采取筑堤等措施对污染物进行隔离，对泄漏的油品进行回收；

⑥将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置；

⑦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；

⑧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监测；

⑨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；

⑩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；

⑪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；

⑫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。

7.5.10 现有环境风险防范措施的有效性分析

西北油田分公司采油四厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

7.5.11 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括天然气、原油、硫化氢，可能发生的风险事故包括井喷事故和管线泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

7.5.12 风险自查表

本工程风险自查表见表 7.5-1。

表 7.5-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	采油四厂顺北隆 2 井探转采工程项目			
建设地点	阿克苏地区沙雅县境内顺北油气田一区			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	本工程运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气（以甲烷为主）、硫化氢，主要存在于集输管线内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对地下水造成影响。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守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；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由有危险废物经营许可证单位接收处置。按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。⑤本工程环境风险应急预案依托西北油田分公司采油四厂编制有《《采油四厂突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2021-140）》，定期演练。			
结论：根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 以及本工程特点，本工程运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气（以甲烷为主）、硫化氢，主要存在于集输管线内。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油气管线泄漏以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。井漏会对地下水造成影响。本工程井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，项目区所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；因此本工程做好事故风险防范措施，可以将事故发生概率减少到最低，采油四厂已针对各类环境风险制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施后，本工程环境风险程度属于可以防控的。				

8.碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，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）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

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）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程井场不使用加热炉，无需核算燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本工程顺北隆 2 井场不设置放空火炬，无需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环

节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，无需核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5） CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

（6） CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程不涉及燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此不涉及 CO_2 回收利用。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH_4 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织

2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--
---	---------------------------------	--------	-----------------	----

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	采油四厂顺北隆 2 井探转采工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) CH ₄ 逃逸排放； (2) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量。

8.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及 CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{开采逃逸}}$ ——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 ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 0.23；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，

单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 2.5。

本工程开采逃逸的CH₄为：

$$\begin{aligned} E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} &= \text{Num}_{\text{oil, 油井井口}} \times EF_{\text{oil, 油井井口}} + \text{Num}_{\text{oil, 油井加热炉}} \times EF_{\text{oil, 油井加热炉}} \\ &= 1 \times 0.23 \text{tCH}_4 + 1 \times 0.23 \text{tCH}_4 \\ &= 0.46 \text{tCH}_4 \end{aligned}$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.46t，折算成 CO₂ 排放量为 9.66t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

ECO₂-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b.净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

根据设计资料，本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，本工程能耗主要包括仪表和设备电耗，使用的电力消耗量为 87.6MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 58.44t。

（4）碳排放核算结果汇总

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）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_S (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_S - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG\text{火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH_4} -回收-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO_2} -回收-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{CO_2\text{净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 8.1-4 所示。

表 8.1-4 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2 ）	占比（%）
拟建工程	火炬燃烧排放	0	0
	工艺放空排放	0	0
	CH_4 逃逸排放	9.66	14.19
	CH_4 回收利用量	0	0
	CO_2 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	58.44	85.81
	合计	68.1	100

由上表分析可知，本工程 CO_2 总排放量为 68.1t。

8.2 减污降碳措施

本工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

本工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO₂排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

8.2.3 减污降碳管理措施

采油四厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、

输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 68.1t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理体系的建立和运行

本项目油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司生产运行管理部门主管，专门形成一套班子进行管理。所以，项目 HSE 管理体系主要在油气生产方面进行说明。

9.1.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 9.1-1。

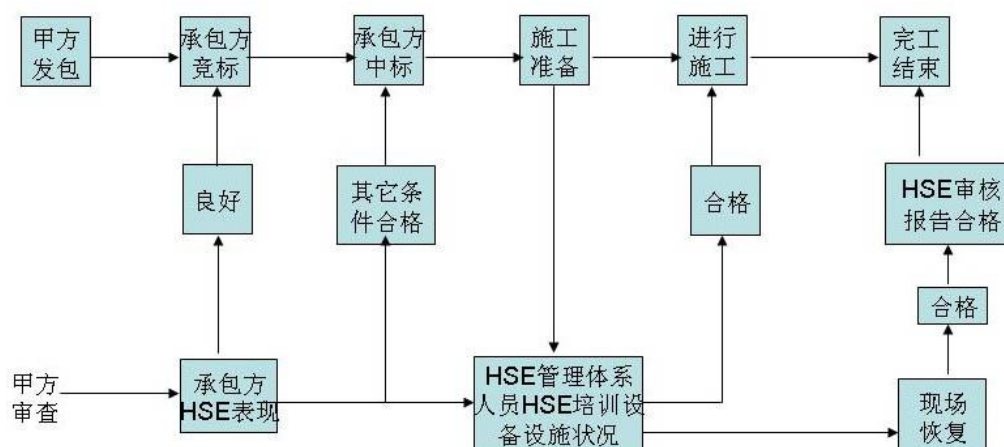


图 9.1-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.1.2 管网建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 油田生产 HSE 管理计划

9.1.3.1 组织机构和职责

（1）组织机构

本项目建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司 HSE 管理委员会、采油三厂 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

（2）职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 HSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司 HSE 管理职责

——负责组织职工完成 HSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油二厂 HSE 管理委员会职责

——负责运营期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运营期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④HSE 兼职管理人员和全体人员

- HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。
- 严格执行 HSE 管理规程和标准。
- 了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。
- 严格按照规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.3.2 教育培训

职工上岗以前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

- (1) 学习国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。
- (2) 了解西北石油分公司环境保护的目标和指标。
- (3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。
- (4) HSE 管理小组实施计划。
- (5) 各种规章制度和操作规程。
- (6) 有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。
- (7) 事故的预防和应急程序。

9.1.3.3 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。

9.1.3.4 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.2 环境管理机构

9.2.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油化工股份有限公司西北油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.2.2 实施与管理机构

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石化集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司对油气田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位油田服务中心处理处置，油田服务中心自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，油田服务中心负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

采油四厂为中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下属二级单位，设QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定。

9.2.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政

职能机构,负责检查该项目环境影响评价的执行情况,审批该项目的环评执行标准,审查该项目的环境影响评价报告书,指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局是具体负责环境管理的职能机构,受自治区生态环境厅业务指导,监督辖区内油气田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2.2 环境管理主要任务

9.2.2.1 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门,以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度,以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后,会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

9.2.2.2 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运营期的 HSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 HSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作,贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查,如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制突发环境事件应急预案。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动,推广先进技术和科研成果,对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作,建立完整、规范、准确的环境基础资料,环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故,并负责统计上报事故的基本情况 and 处理结果,协同有关部门制定防治污染事故的措施,并监督实施。

9.2.3 环境管理手段

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

（1）行政手段：制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

（2）技术手段：从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

（3）经济手段：制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

（4）教育手段：气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，所以要加强教育，通过环境保护宣传和教育增强全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

9.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度（mg/m³）				
		无组织废气	管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	8000	/	0.009	厂界外：非甲烷总烃≤4.0		《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限值
				—	硫化氢	8000	/	0.005	硫化氢≤0.06		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目二级标准
	温室气体	降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，开发清洁能源替代现有能源等，从而减少温室气体排放。	—	甲烷	8000	/	68.1t	/		/	
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求	
废水	采出水、井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	采出水依托顺北五号联合站处理；井下作业废水采用罐车拉运至顺北油田环保工作站处理。			—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	
类别	噪声源		污染因子	治理措施		处理效果	执行标准		环境监测要求		
噪声	井下作业（修井、洗井等）		L _{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施		厂界达标	厂界昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准		
	井口装置		L _{eq}								
序号	污染源名称		固废类别	处理措施							
固废	油泥（砂）、清管废渣、废防渗膜、废润滑油等		危险废物	收集后委托有危废处置资质单位接收处置。							
	落地油		/	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。							
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行								

9.4 环境监测计划

9.4.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理，或将环境监测纳入工程监理中。

由建设单位聘请环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石化西北油田分公司环保法律法规、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。

（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，了解当地生态环境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具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（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和法规。

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。

（3）环境监理范围

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，严禁自行扩大施工用地范围。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期管线试压废水、生活污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工

扬沙的大气环境影响控制措施，设备、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

②试运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 9.4-1。

表 9.4-1 现场环境管理与监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建井场	①井位站场布设是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，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	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； 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、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	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。	各项环保措施落实到位

9.4.2 运营期环境监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《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）、《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）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定

本工程的监测计划。环境监测计划见表 9.4-2。

表 9.4-2 环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	井场场界下风向 10m 范围内	1 次/年	竣工环保验收后开始	NMHC、H ₂ S
噪声	井场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级 (dB)
土壤	井场占地范围内设一个柱状样	3 年 1 次		石油烃
地下水	项目区周边 G1 及上游 G2、下游 G3	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率		石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时,可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测
生态	井场周围、管线沿线扰动范围	每年一次		植物物种数、数量和覆盖度等、土壤侵蚀类型、侵蚀量
	井场、管线周边沙化土地	施工期结束后		井场等建设工程采取植草方格等防沙治沙措施

项目事故预案中需包括应急监测程序,项目运行过程中一旦发生事故,应立即启动应急监测程序,制定切实可行的硫化氢监控措施,并跟踪监测硫化氢的迁移情况,直至事故影响根本消除,事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

9.5 环保设施竣工验收管理

9.5.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求,落实项目环境工程设计,确保“三废”稳定达标排放;按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度,施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”;如需进行试生产,其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施,包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段,以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

项目	污染物	污染源	验收清单/治理要求	验收标准
一	施工期			
废气	扬尘、燃油废气	井场作业区	洒水抑尘、选用合格燃料油	/
废水	管道试压废水	管线	试压废水可用作场地降尘用水。	/
	生活污水	生活区	施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活基地生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。	不外排
噪声	噪声	施工机械、车辆	采取基础减振、安装消声器等声源控制措施	/
固废	施工废料	施工作业区	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。	是否按规定处置

	施工土方		弃土弃渣用于回填	“取弃平衡”
	生活垃圾	生活区	集中收集后，拉运至当地垃圾填埋场处置。	是否按规定处置
生态	占地、场地平整		(1)在井场场地平整后，采取砾石压盖；在施工结束后恢复临时占地，在井场周边修建草方格，在施工和运营过程中起到防沙固沙的作用； (2)合理规划拟建区域，尽量减少占地面积，车辆行驶应避开沙区内植被盖度较高的区域。	井场场地采取砾石压盖；临时占地恢复原地貌；井场周边修建草方格；
二	运营期			
废气	无组织排放非甲烷总烃	井场	密闭输送、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、定期的检查、检修	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
	无组织排放 H ₂ S			《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准（0.06mg/m ³ ）要求
废水	采出水	井场	依托顺北油气田五号联合站处理达标后回注油层	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），不外排
	井下作业废水	洗井液	依托顺北油气田环保站处理达标后回注油层	
地下水	采出液	井场	井场分区防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
噪声	井口装置、井下作业	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	油泥（砂）、废润滑油、废防渗材料	井场	依托相应危险废物资质单位处置	《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等要求
	落地油	井场	落地油要求 100%回收，并且采取了严格的防控措施	是否 100%回收，地面不得有落地油
防渗	管道防腐	集输管线	管线采用聚合物内衬层、增强层、外护套防腐。	/
土壤	土壤	井场	占地范围内以及占地范围外 200m 内	项目区内满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用土壤筛选值要求；占地范围外 200m 内满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

				(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤污染风险筛选值。
生态恢复	项目占地	井场	临时占地区域生态恢复	《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)
防沙治沙	项目占地	井场	应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。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。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。项目区处于风蚀区, 需要严格采取各项水土保持措施, 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。	《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 修订)、《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) 文件和《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>的通知》(新环环评发〔2020〕142 号)
环境管理	纳入现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

10.环境影响评价结论

10.1 项目概况

本工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内顺北油气田顺北一区，顺北隆 2 井位于顺北一区 1 条带东侧，北部距沙雅县约 80km，由西北油田分公司采油四厂管辖。

工程主要建设内容：①新建 1 座井场（顺北隆 2 井井场），井场内新建单井计量装置等设施，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、消防等工程；②新建单井集输管线 9km；③顺北 4-6H 注气站注气压缩机前新建 1 台旋风分离器（ $50\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ），顺北联合站外输压缩机前新建 1 台旋风分离器（ $100\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ）。

设计产能规模：顺北隆 2 井设计单井日产油 61.8t、日产气 $4.9\times 10^4\text{m}^3$ ，气油比 $800\text{m}^3/\text{t}$ ，年累产油 $2.2546\times 10^4\text{t}$ 、年累产气 $0.1804\times 10^8\text{m}^3$ 。

本工程总投资估算为 630.5 万元。

10.2 产业政策及规划符合性

（1）政策、法规符合性分析

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

本工程选址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。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》等相关政策、法律法规相关要求。

（2）规划符合性分析

本工程的建设有助于推进顺北油气田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。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》《阿克苏地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》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等的相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

本工程方案设计合理布置井场、管线及道路等，在满足生产需求的前提下，控制永久占地面积，拟建道路及管线均未穿越红线，所部署井场也不在生态保护红线范围内；运营期工艺流程全密闭，有效减少废气排放，不会导致区域环境空气质量下降；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。本工程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。

10.3 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 10.3-1。

表 10.3-1 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	井场油气开采	无组织废气	非甲烷总烃	0.009t/a	0.009t/a	无组织挥发至大气
			硫化氢	0.005t/a	0.005t/a	
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚等	2593m³/a	0	采出水经五号联合站采出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/T5329-2022）标准后回注油层。	
	井下作业废水		38m³/a	0	自带回收罐回收作业废水，拉运至顺北油气田环保站废液处理系统，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/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。	
固体废物	油气开采、井下作业	落地油	0.1t/a	0	带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。	
	储罐罐底及生产分离器底部	油泥砂	217.26t/a	0	交由有资质单位进行回收、处置	

	设备检修、井下作业		废润滑油	0.05t/a	0	
	井下作业		废防渗膜	0.25t/a	0	
	清管作业		清管废渣	0.01t/次	0	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	等效连续 A 声级	55 ~ 110dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.4 环境质量现状

(1) 环境空气质量现状

本工程位于环境空气质量不达标区。特征因子监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，硫化氢 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

工程区潜水各项监测指标中钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物出现不同程度的超标，超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，其它各项地下水监测指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

(3) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，土壤各监测点监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准。

(5) 生态环境质量现状

工程区地处天山南麓，塔里木盆地塔克拉玛干沙漠腹地，塔里木河南岸。工程区域主要为沙漠生态系统，工程占地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敏感区。根据《新

疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。井区地表为流动沙丘所覆盖，占地为裸地，地表基本无植被覆盖，土壤类型为风沙土，土地利用类型为沙地。

10.5 环境影响预测与分析

10.5.1 生态环境影响分析

本工程总占地面积 6.83hm^2 ，其中永久性占地面积为 0.36hm^2 ，临时性占地面积为 6.47hm^2 ，工程占地类型主要为未利用地（沙地）。占地以临时占地为主，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。工程区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

10.5.2 大气环境影响分析

本工程施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

本工程运营期间产生的大气污染物主要为油气集输过程中的烃类挥发和硫化氢。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，本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类和硫化氢气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。本工程实施后，各场站废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

10.5.3 水环境影响分析

施工期产生的废水主要是管线试压废水和生活污水。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。施工期不设临时生活营地，施工人员生活依托顺北 1 处理站旁生活基地，生活基地生活污水经撬装式污水处理装置处理后水质达

到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 的 C 级标准，出水用于荒漠的灌溉。

本工程运营期的采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至顺北油田环保工作站处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。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。本工程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，本工程对区域地下水环境影响可接受。

10.5.4 声环境影响分析

工程区 200m 范围内没有声环境敏感点，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强较低，对周围声环境的影响较小。

10.5.5 固体废物影响分析

本工程施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置；生活垃圾集中收集后，拉运至当地垃圾填埋场处置。

运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废润滑油、废防渗材料。落地油由作业单位 100%回收；油泥（砂）、清管废渣、废润滑油、废防渗材料等危险废物委托有相应资质的单位处置。

本工程退役期产生的固体废物主要为建筑垃圾，其中不可回收利用的部分拉运至当地垃圾填埋场填埋处理。

本工程各阶段产生的固体废物均可得到妥善处置，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

10.5.6 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括天然气、原油、 H_2S ，主要危险单元为井场和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括油气泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（ CO 、烟尘、 SO_2 等）排放。

天然气泄漏导致 H_2S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO 、 SO_2 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；原油泄漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响；硫化氢泄漏会对附近大气环境产生较明显的影响，而且可能会对周边活动人员带来中毒风险。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低。

本工程环境风险属于可防控风险，在做好风险防范措施的前提下，可使风险发生概率降低，使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。

10.6 主要环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①优化站场布设，管道和道路选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业宽度不得超过征地范围，减少对地表的碾压。

③施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

④挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，覆土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整周边场地，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

⑤站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。

⑥加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

⑦在道路边、油田区，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。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

⑨在井场和站场周边、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

（2）大气环境保护措施

①施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

④采用密闭集输流程，井场边界非甲烷总烃满足《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。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废气的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，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。

（3）水环境保护措施

①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。

②采出水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

③井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至顺北油田环保工作站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

（4）噪声污染防治措施

①施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在工期造成的噪声污染降到最低。

②施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

③加强施工机械的维护保养,避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

④对声源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。

(5) 固体废物污染防治措施

①施工土方用于周边场地平整。施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至当地垃圾填埋场处置。生活垃圾集中收集后,拉运至当地垃圾填埋场处置。

②运营期产生的固体废物包括油泥(砂)、落地原油、清管废渣、废防渗材料,落地油由作业单位100%回收,油泥(砂)、清管废渣、废润滑油、废防渗材料等危险废物委托有相应资质的单位处置。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》,实施危险废物转移管理制度。

(6) 土壤污染防治措施

①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。

②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。

③定期对油气集输管线进行巡检,以便及时发现问题,消除事故隐患,防止“跑、冒、滴、漏”事故的发生。

(7) 环境风险防范措施

①在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

②井场严格按防火规范进行平面布置,电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前,应加强对管材和焊接质量的检查,严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验,防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

④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。

⑤在集输系统运营期间,严格控制输送油气的性质,定期清管,排除管内的积水和污物,以减轻管道内腐蚀;定期对管线进行超声波检查,对壁厚低于规定要求

的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度

⑥在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。工程环保措施的落实可使工程实施的经济效益、社会效益和环境效益得以协调统一。

10.9 环境管理与监测计划

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实，从而使得环境建设和管道建设符合国家同步设计、同步实施和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划地落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本工程对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目建设的经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 总体评价结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”项目，项目建设符合国家产业政策；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》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采污染防治技术政策等》等法规和政策要求；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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目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、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求；中国石油化工股份有限公司西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址选线合理，建设是可行的。