SSTC

顺北油气田二区4条带2021年单井产能地面工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

评价单位：森诺科技有限公司

编制时间：二〇二一年八月

目 录

概述 1

1 建设项目概述 1

2 环境影响评价的工作程序及过程 1

3 分析判定相关情况 2

4 关注的主要环境问题及环境影响 2

5 环境影响评价的主要结论 2

1 总则 3

1.1 编制依据 3

1.2 评价目的、评价方法及评价重点 7

1.3 评价因子识别与选取 8

1.4 环境功能区划 10

1.5 评价标准 10

1.6 评价工作等级及评价范围 14

1.7 环境保护目标 16

2 现有及在建项目工程分析 17

2.1 顺北油气田概况 17

2.2 环保手续 19

2.3 现有工程概况及污染物排放情况 20

2.4 在建工程概况及污染物排放情况 37

2.5 现有、在建项目污染物排放汇总及总量达标性分析 54

2.6 环境问题及“以新带老”改进意见 55

3 拟建项目工程分析 56

3.1 项目概况 56

3.2 施工周期 68

3.3 工程占地 69

3.4 土石方平衡 69

3.5 劳动定员 69

3.6 工程分析 70

3.7 主要污染物排放及治理措施 74
3.8 清洁生产与循环经济分析 84
3.9 污染物排放总量控制分析 85
4 区域环境概况 86
4.1 地理位置 86
4.2 地质 86
4.3 地形地貌 86
4.4 气候气象 86
4.5 水文及水文地质 87
4.6 土壤 89
4.7 新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 89
5 环境现状调查与评价 91
5.1 环境空气质量现状监测与评价 91
5.2 水环境质量现状监测与评价 94
5.3 声环境质量现状监测与评价 100
5.4 土壤环境质量现状监测与评价 102
5.5 生态环境质量现状调查与评价 114
6 环境影响预测与评价 130
6.1 环境空气影响评价 130
6.2 地表水环境影响评价 139
6.3 地下水环境影响评价 144
6.4 声环境影响评价 159
6.5 固体废物对环境的影响分析 165
6.6 生态影响分析 168
6.7 土壤环境影响评价 178
6.8 环境风险评价 190
7 环境保护措施及其可行性论证 228
7.1 施工期环保措施论证 228
7.2 运营期环保措施论证 231

7.3 生态修复方案 234
7.4 环保措施汇总 237
8 环境影响经济损益分析 239
8.1 社会效益分析 239
8.2 环境效益分析 239
8.3 经济效益分析 239
8.4 环保投资 240
8.5 小结 240
9 环境管理与监测计划 242
9.1 环境管理目的 242
9.2 环境保护管理计划 242
9.3 污染物排放清单 243
9.4 环境监测计划 244
9.5 信息公开 247
10 结论 249
10.1 建设项目概况 249
10.2 环境现状评价结论 249
10.3 环境影响评价 250
10.4 环境风险 252
10.5 公众意见采纳情况 252
10.6 环境影响经济损益分析 252
10.7 环境管理与监测计划 253
10.8 清洁生产 253
10.9 污染物总量控制 253
10.10 产业政策及选址可行性 253
10.11 结论 253
10.12 要求与建议 254
10.13 “三同时”竣工验收一览表 254
11 附件 257

附件 1　委托书. 257
附件 2　现有、在建工程环保手续. 258
附件 3　应急预案备案文件. 310
附件 4　排污许可登记回执. 311

概述

1 建设项目概述

西北油田分公司塔河采油四厂管辖顺北油气田。顺北油气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，北距沙雅县城约 65km。自然地理位置介于东经 81° 30′ ～82° 00′ 、北纬 40° 20′ ～40° 50′ ，地处塔克拉玛干沙漠北缘的戈壁沙漠区，地形较为平坦，大体呈东高西低、北高南低的趋势，地面海拔 950m～985m 左右。顺北油气田奥陶系油藏地质构造位于塔里木盆地北部坳陷中西部，处于阿瓦提坳陷北斜坡、顺托果勒低隆西北部与沙雅隆起西南倾没端的过渡部位，东临中石油的跃满、富源区块，西部是阿瓦提北区块，南部为顺托、顺南等区块，北部为中石化跃进以及中石油的英买、哈拉哈塘及等区块。整个区块东西长 126.9km，南北宽 59.5km，矿权面积 4452.55km^2。

顺北油气田总面积 19979km^2，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）、阿瓦提东（四区块）。

目前顺北油气田地下储层主要有 4 个断裂带，呈条状分布，断裂带是由主断层面及其两侧破碎岩块以及若干次级断层或破裂面组成的地带。其中顺北二区内为 4 号断裂带（以下简称 4 条带），根据顺北二区开发指标和勘探进度，顺北二区产能项目正陆续建设，为及时释放二区产能，需完善区块内 4 条带内部集输管网建设，拟将 4 条带内 12 口单井采出油气密闭集输，并为 4 条带未来油气集输提供保障，4 条带内油气统一输至五号联合站处理，因此西北油田分公司拟实施“顺北油气田二区 4 条带 2021 年单井产能地面工程”，拟在顺北二区 4 条带新建甲醇注入橇 12 台，新建单井油气集输管线总长 44.2km，新建 4 座阀组站，新建阀组间油气集输干线总长 23km；新建原油分输管道 50km、沿线设 1 座截断阀室，新建顺北 SHB4-2H 油气分输站 1 座；另外配套建设电力、自控、防腐系统等。

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设能够保障千万吨级油田建设，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。

2 环境影响评价的工作程序及过程

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（2013 年 8 月 12 日），新疆阿克苏地区沙雅县不属于国家级水土流失重点预防区或治理区。依据《关于印发新疆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），新疆阿克苏地区沙雅县属于自治区级水土流失重点预防和治理区。

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月1日）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021年1月1日），拟建项目为顺北油气田内部集输管线的建设，且位于水土流失重点预防区和重点治理区内、涉及天然林，因此拟建项目类别属于“陆地石油开采0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。为此，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托评价单位森诺科技有限公司开展拟建项目的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

评价单位接受委托后，开展了以下工作：

1）立即按照项目类型确定了项目负责人并成立了项目组，根据要求的工作程序开展工作。

2）建设单位在确定委托评价单位后7个工作日内在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网发布了第一次公示。

3）项目组在研究相关技术文件和其他相关文件的基础上，进行了初步工程分析、初步的环境现状调查，开展了现场踏勘。

4）根据环境影响识别和评价因子筛选结果、明确评价重点和环境保护目标分布情况后，确定了评价等级、评价范围及评价标准，制定了工作方案。

5）根据工作方案，项目组在环境现状调查监测、评价与工程分析的基础上，开展了各环境要素和各专题的环境影响分析、预测和评价工作，据此提出了环境保护措施，进行技术经济论证，给出污染物排放清单，并给出评价结论，形成了征求意见稿。

6）建设单位将征求意见稿通过网站、报纸和现场张贴等公示形式开展了第二次公众参与调查。

7）在以上工作的基础上，完成了拟建项目环境影响报告书的编制。

3 分析判定相关情况

3.1 选址选线符合性分析

拟建项目新建管线主要是单井管线、站间集输管线和原油分输管线。

拟建项目开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县塔克拉玛干沙漠，位于城市建成区以外，除位于自治区水土流失重点预防保护区和重点治理区

以外，不经过其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地的土地利用类型为沙地，临时占地的土地利用类型为沙地，评价范围内植被稀少，拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主。

拟建管线沿现有钻前道路敷设，位于道路向沙漠一侧 100m 处，充分利用现有道路，在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，最大限度减少占地和植被破坏；沿线无居民点。

拟建阀室沿线建设，位于道路向沙漠一侧 100m 处，尽量不破坏现有植被，周围无居民点。新建甲醇注入橇依托在建井场，尽量减少占地；拟建油气分输站永久占地的土地利用类型为沙地，评价范围内植被稀少，周围无居民点。

综上所述，拟建项目选址选线充分考虑了工程对沿线周围环境的影响，基本合理可行。

3.2 政策符合性分析

3.2.1《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）

拟建项目为原油、天然气管道输送工程，不属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中限制类和淘汰类范围，项目的建设符合国家产业政策。

3.2.2《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）

拟建项目在油气集输过程中采用密闭流程，减少烃类气体产生，管线采用地下敷设。项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）的要求。

3.2.3《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）

拟建项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 1。

表 1　与环办环评函[2019]910 号符合性

序号	要求	项目情况	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。依托其他防治设	拟建项目为内部集输管道项目；本次评价提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；拟建项目污染物处理措施可行有效，项目依托处置可行。	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性		
2	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。	拟建项目不向地表水体排放污染物。	符合
3	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呃费废水，严禁造成地下水污染。	拟建项目不涉及废水回注。	符合
4	陆地油气开采项目的建设单位应对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面、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	拟建项目管道输送介质为石油和伴生气，管道为密闭输送，站场、阀室、管线组件均为密闭组件，可有效控制挥发性有机物排放。	符合
5	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。	拟建项目管输介质为低含硫油气。	符合
6	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	拟建项目对施工期环境影响进行了分析并提出生态环境保护措施，选择合理的施工方式，落实了环境敏感区的管控要求及其他生态环境保护措施，项目周边无居民。	符合
7	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。	顺北二区由西北油田分公司采油四厂管理，采油四厂已编制突发环境事件应急预案并备案，备案文件见附件3。	符合
8	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。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。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	拟建项目属于油气田内部集输工程，尽量避让环境敏感区，不涉及穿跨越，从施工场地设置、管线工艺设计和环境风险防范等方面进行了深入论证。沿线无居民。	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	拟建项目不涉及自然保护地和生态保护红线，项目建设对自然保护地和生态保护红线影响较小	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。	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，开展了拟建项目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

3.2.4《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9月21日）

拟建项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018年9月21日）符合性分析见表2。

表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》（2018年9月21日）符合性

要求	项目情况	符合性
禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	拟建项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
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	拟建项目已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求建设单位进行公示和接受社会监督	符合
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。	拟建项目在施工时实行环境监理，确保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	符合
开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	本次评价已制定监测方案	符合
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。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	拟建项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
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	拟建项目运营期正常工况下无含油污染物，事故状态下的含油污染物要求建设单位回收处理	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	拟建项目运营期正常工况下无危险废物，事故状态下的含油土壤，集中收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合

3.2.6《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）

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县塔克拉玛干沙漠，不属于自治区大气污染联防联控重点区域，不属于高污染高耗能行业。

3.2.7《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》（2017年1月5日）

拟建项目为石油天然气开采业的内部集输管线建设，不属于《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》（2017年1月5日）涉及的行业，符合准入要求。

3.3 规划符合性分析

3.3.1《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 26 日）

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县。位于塔里木盆地北缘，属于塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区，项目所在地属于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 26 日）中的鼓励开采规划区，拟建项目为石油天然气开采行业中的集输工程，因此，拟建项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 26 日）的要求。

3.3.2《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日）

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县塔克拉玛干沙漠，属于Ⅳ塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区、Ⅳ3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区、71 塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（见图 1），其主要生态服务功能为沙漠景观、风沙源地、油气资源开发，详见表 3。拟建项目为石油天然气开采行业中的集输工程，符合《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日）的要求。

表 3　拟建项目所在区域生态功能区等情况一览表

主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
沙漠景观、风沙源地、油气资源开发	风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	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	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹	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	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

图 1　拟建项目在新疆维吾尔自治区生态功能区划的位置示意图

3.3.3《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016 年 10 月 24 日）

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016 年 10 月 24 日），将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

拟建项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县塔克拉玛干沙漠，属于自治区限制开发区域中的天山南坡主产区，建设以香梨、红枣、核桃、葡萄、巴旦木、酸梅、苹果、杏等为主的特色林果产品产业带；优质棉花产业带；以小麦为主的粮食产业带；以肉牛、肉羊、奶牛、家禽为主的畜产品产业带；以加工番茄、红花、色素辣椒、芳香植物等为主的区域特色农产品产业带。

拟建项目属于石油天然气开采行业中的集输工程，位于沙漠地区，不适宜农产品生产，不在耕地、草场和农田防护林内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016 年 10 月 24 日）。

拟建项目在新疆维吾尔自治区主体功能区中的位置见图 2。

图 2　拟建项目在新疆维吾尔自治区主体功能区中的位置示意图

3.3.4《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县塔克拉玛干沙漠，属于天山南麓产业带。拟建项目属于石油天然气开采行业中的集输工程，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业，因此，拟建项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.3.5《中国生物多样性保护优先区域范围》（2015 年 12 月 30 日）

根据《中国生物多样性保护优先区域范围》（2015 年 12 月 30 日），拟建项目不涉及生物多样性保护优先区域范围，距离最近的为北侧约 39.9km 的塔里木河流域生物多样性保护优先区域。

塔里木河流域生物多样性保护优先区域位于新疆自治区塔里木盆地北缘。优先区域总面积 $43245\times10^{4}km^{2}$，涉及 1 个自治区的 13 个县级行政区，包括 1 个国家级自然保护区。保护重点为胡杨林、灰杨林、柽柳林等荒漠生态系统以及双峰驼、塔里木马鹿、鹅喉羚、塔里木兔等重要物种及其栖息地。塔里木河流域生物多样性保护优先区域在沙雅县境内涉及一牧场、二牧场、盖孜库木乡、古勒巴格乡、塔里木乡。

根据《中国生物多样性保护战略与行动计划》（2011-2030 年），塔里木河流域生物多样性保护优先区域属于蒙新高原荒漠区，蒙新高原荒漠区的保护重点为：按山系、流域、荒漠等生物地理单元和生态功能区建立和整合自然保护区，扩大保护区网络。加强野骆驼、野驴、盘羊等荒漠、草原有蹄类动物以及鸨类、蓑羽鹤、黑鹳、遗鸥等珍稀鸟类及其栖息地的保护。加强对新疆大头鱼等珍稀特有鱼类及其栖息地的保护。加强对新疆野苹果和新疆野杏等野生果树种质资源和牧草种质资源的保护，加强对荒漠化地区特有的天然梭梭林、胡杨林、四合木、沙地柏、肉苁蓉等的保护。整理和研究少数民族在民族医药方面的传统知识。

拟建项目与塔里木河流域生物多样性保护优先区域的相对位置关系见图 3。

图 3　拟建项目与塔里木河流域生物多样性保护优先区域的相对位置关系示意图

3.4“三线一单”符合性分析

拟建项目与《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）、《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发[2021]18 号）及《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）中“三线一单”符合性分析见表 4。

表 4　与“三线一单”符合性

序号	环环评[2016]150 号要求		新政发[2021]18 号要求		阿行署发[2021]81 号		项目情况	符合性
1	生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿业开发项目的环评文件	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，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	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。	拟建项目位于阿克苏地区沙雅县南部塔克拉玛干沙漠北部，周边无自然保护区、饮用水源保护区等生态保护目标，距离最近的生态保护红线为 39.9km 外的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区（也是阿克苏地区、沙雅县优先保护单元），总体符合新疆维及阿克苏生态保护红线规划要求。 拟建项目位于阿行署发[2021]81 号中划定的一般管控单元内（区位关系示意图见图 1），符合政策要求。	符合
					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。		
						优先保护单元 26 个，主要包括生态保护红线和生态保护红线以外的各类保护地、水源保护区、水源涵养重要区、防风固沙重要区、土地沙化敏感区、水土流失敏感区等一般生态空间管控区及水环境优先保护区、大气环境优先保护区。优先保护单元应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。		
						重点管控单元 64 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元应着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性加强污染排放管控和环境风险防控，重点解决生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。		
						一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关		

序号	环环评[2016]150 号要求		新政发[2021]18 号要求		阿行署发[2021]81 号		项目情况	符合性
						法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善。		
2	资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	资源利用上线	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、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	资源利用上线	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。	拟建项目在清管试压过程中会使用一定的新鲜水，水量较小；新增少量永久占地，但拟建项目的建设可以将二区的油气管输至五号联合站处理外输，符合资源利用上线的要求；项目水、电等资源消耗量相对区域资源利用总量很小，符合资源利用上线要求	符合
3	环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境	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。	根据环境质量现状监测结果可知，环境空气、地下水质量指标中个别因子出现超标现象。拟建项目污染物均能达标排放，建成后对环境影响较小；拟建项目为密闭输送正常工况下对土壤和地下水影响较小。拟建项目不涉及总量控制，项目建设后不会突破环境质量底线	符合

序号	环环评[2016]150 号要求		新政发[2021]18 号要求		阿行署发[2021]81 号		项目情况	符合性
		量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求		空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控				
4	负面清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	生态环境准入清单	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环境准入。基于新疆各地自然地理条件、资源环境禀赋、经济社会发展状况的差异性，将全区划分为七大片区。天山南坡片区重点突出塔里木盆地北缘荒漠化防治、保障生态用水和博斯腾湖综合治理	沙雅县生态环境准入清单（一般管控单元）	空间布局约束：1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。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。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。 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	拟建项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中鼓励类范围：第七类石油、天然气中的 2、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设，项目的建设符合国家产业政策。 拟建项目不属于《市场准入负面清单（2020 年版）》（2020 年 12 月 10 日）中禁止准入项目，不位于《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）》中的国家重点生态功能区县（市）。 拟建项目位于阿克苏地区沙	符合

序号	环环评[2016]150号要求		新政发[2021]18号要求		阿行署发[2021]81号		项目情况	符合性
						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粪污分户收集、集中处理。	雅县一般管控单元，不涉及基本农田、不涉及优先保护类耕地，项目各类污染物均可达标排放；本次评价提出了有效、可行的风险防范及应急处理措施，项目风险处在可接受水平。	
						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。		
						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零增长。 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。		

根据《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，《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）共划定了 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

拟建项目在阿克苏地区环境管控单元中的位置见图 4。从图 4 可以看出，拟建项目位于一般管控单元，一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

图 4　拟建项目在阿克苏地区环境管控单元中的位置示意图

4 关注的主要环境问题及环境影响

拟建项目建设对环境的影响分为施工期和运营期两个阶段。施工期对环境的影响主要表现为各种施工活动对生态环境的影响，评价重点如下：

针对拟建项目特点、所经过地区的环境特征及沿线的敏感保护目标，确定本次评价工作施工期的生态评价、运营期的环境风险评价为重点，并对其采用的环保措施进行论证，提出改进措施及环境管理计划。

生态环境影响评价重点为管线施工过程中对植被、动植物资源、土壤、土地利用的影响分析以及提出有针对性的保护对策与措施。

环境风险评价重点为事故状态下对周围环境的影响及造成的后果、事故预防措施及事故应急预案。

5 环境影响评价的主要结论

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能，总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在泄漏、火灾、爆炸等环境风险，评价结果表明，拟建项目突发环境事件的概率较低，环境风险潜势较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，拟建项目的环境风险可防控。综上所述，从环境保护角度分析，拟建项目的建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

1）《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；

2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；

3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日）；

4）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；

5）《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；

6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；

7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；

8）《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 11 月 1 日）；

9）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；

10）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；

11）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；

12）《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日）；

13）《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日）；

14）《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日）；

15）《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日）；

16）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；

17）《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）。

1.1.2 国务院行政法规、部门规章与规范

1）《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）；

2）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；

3）《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》（国办发[2010]33 号）；

4）《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）；

5）《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）；

6）《国土资源部 国家发展和改革委员会关于发布实施<限制用地项目目录（2012 年本）>和<禁止用地项目目录（2012 年本）>的通知》（国土资发[2012]98 号）；

7）《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）；

8）《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）；

9）《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》（环发[2015]178 号）；

10）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17 号）；

11）《关于印发<控制污染物排放许可制实施方案>的通知》（国办发[2016]81 号）；

12）《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）；

13）《国家危险废物名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；

14）《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）

15）《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015 年 12 月 10 日）；

16）《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》（2015 年）；

17）《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》（环发[2015]178 号）；

18）《关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》（环环评[2016]95 号）；

19）《关于印发<全国生态保护“十三五”规划纲要>的通知》（环生态[2016]151 号）；

20）《国务院办公厅关于促进开发区改革和创新发展的若干意见》（国办发[2017]7 号）；

21）《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）；

22）《关于印发<生态环境部贯彻落实〈全国人民代表大会常务委员会关于全面加强生态环境保护 依法推动打好污染防治攻坚战的决议>实施方案>的通知》（环厅[2018]70 号）；

23）《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）；

24）《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；

25）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）；

26）《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（2019 年 11 月 20

日）；

27）《市场准入负面清单（2020 年版）》（2020 年 12 月 10 日）；

28）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；

29）《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）；

30）《关于印发<2020 年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》（环大气[2020]33 号）。

1.1.3 自治区相关规章与规范

1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

2）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

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 9 月 21 日）；

4）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（2007 年 8 月 27 日）；

5）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（2002 年 12 月）；

6）《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 日）；

7）《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日）；

8）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（2016 年 1 月 29 日）；

9）《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》（2018 年 9 月 20 日）；

10）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（2017 年 3 月 1 日）；

11）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）；

12）《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》（2017 年 1 月 5 日）；

13）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》（2017 年 6 月 22 日）；

14）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；

15）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2014 年 3 月 1 日）；

16）《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 26 日）

17）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016 年 10 月 24 日）；

18）《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）；

19）《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）；

20）《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）；

21）《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防保护区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号）；

22）《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发<进一步加强防沙治沙工作方案>的通知》（新林造字[2012]763号）；

23）《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[2020]138号）；

24）《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）；

25）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》（2020年9月19日）；

26）《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发[2021]18号）。

1.1.4 环境影响评价技术导则与技术规范

1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；

6）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

7）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）；

8）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）；

10）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2010）；

11）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

12）《大气污染治理工程技术导则》（HJ 2000-2010）；

13）《水污染治理工程技术导则》（HJ 2015-2012）；

14）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）；

15）《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；

16）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）；

17）《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）；

18）《关于发布<建设项目危险废物环境影响评价指南>的公告》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）。

1.1.5 项目依据文件

1）《顺北油气田二区 4 条带 2021 年单井产能地面工程环境影响评价工作委托书》（中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2021 年 6 月 2 日）；

2）《顺北油气田二区 4 条带 2021 年单井产能地面工程可行性研究报告》；

3）现有工程环评报告、环评批复，验收报告及验收意见；在建工程环评报告、环评批复；

4）与项目有关的其他文件。

1.2 评价目的、评价方法及评价重点

1.2.1 评价目的

环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一，通过本次环境影响评价，拟达到以下主要目的：

1）通过现场调查与工程分析，确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素，并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测；

2）依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求，对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价，判定项目拟采取的环保措施是否可行，并针对存在的不足提出切实可行的改善措施；

3）对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价，对项目拟采取的风险控制措施进行评价，并针对存在的不足提出切实可行的措施；

4）在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价，从环境保护角度判断项目是否满足环境容量、生态系统的要求，从而整体判定项目是否具有环境可行性。

1.2.2 评价方法

由于拟建项目为线路工程，本次评价按“以点为主、点线结合、反馈全线”的方法开展工作。结合拟建项目的环境特征和各评价要素的评价工作等级，有针对、有侧重的对环境要素进行监测与评价。通过类比调查，选择适当的模式和参

数，定量或定性的分析项目施工期、运营期以及事故状况下对周围环境的影响。针对评价结论反映出的主要问题，结合国内外现有方法提出预防、恢复和缓解措施。结合环境功能区划、环境保护规划、敏感目标的分布等，论证管线路由走向的环境可行性。最后综合分析各章节评价结论，给出该项目建设的环境可行性结论。

1.2.3 评价重点

针对该项目的实际情况，本次评价的重点是：

1）施工期生态环境影响评价、运营期环境风险评价；

2）环境保护措施经济技术论证：对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证，针对不足提出切实可行的改进措施。

1.3 评价因子识别与选取

1.3.1 环境影响因素识别

拟建项目为污染影响和生态影响兼有的建设项目，以生态影响型为主，主要影响是施工期的影响。环境影响表征识别见表 1-1,环境影响要素识别见表 1-2。

表 1-1　环境影响表征识别

阶段	工程建设活动	环境影响内容
施工期	1 管线敷设	临时占用部分土地，短期影响土地的使用功能或类型。
	1.1 管沟开挖与回填	①破坏施工作业带内的土壤、植被和视觉景观；②可能产生废弃土石方，且堆放不当易引起水土流失；③运输、取弃填挖作业中产生扬尘。
	1.2 原材料运输	①运输车辆产生尾气、噪声和扬尘；②临时堆管场占用土地，短期影响土地的使用功能或类型。
	1.3 施工机械操作	产生机械尾气和机械噪声影响大气和声环境。
	1.4 施工人员生活	生活污水、生活垃圾处置不当会污染环境。
	2 阀室建设	永久占用土地，改变土地利用现状。
运营期	3 管线正常工况运营	——
	4 管线事故	①管线发生泄漏对管线沿线土壤、地下水等环境和人员的影响； ②油气遇明火引起火灾或爆炸事故，对事故区域环境空气和人员产生的影响。

表 1-2　环境影响要素识别

类别	环境要素	施工期			运营期			非正常工况		
		有利影响	不利影响	影响程度	有利影响	不利影响	影响程度	有利影响	不利影响	影响程度
自然生态环境	地形地貌	—	有	一般	—	—	—	—	—	—
	野生植物	—	有	明显	—	—	—	—	有	明显
	野生动物	—	有	一般	—	—	—	—	有	一般
	土壤	—	有	一般	—	—	—	—	有	一般
	水土流失	—	有	明显	—	—	—	—	有	一般
	土地利用	—	有	明显	—	有	一般	—	有	一般
	生态保护红线	—	—	—	—	—	—	—	—	—
环境质量	环境空气	—	有	明显	—	—	—	—	有	明显
	地表水	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	地下水	—	有	一般	—	—	—	—	有	明显
	声环境	—	有	明显	—	—	—	—	有	一般
	土壤	—	有	一般	—	—	—	—	有	明显

由表 1-2 可见，拟建项目对环境的影响主要为施工过程对自然生态环境（野生植物、水土流失和土地利用）和环境质量（大气、声）的影响以及非正常工况状态下对自然生态环境（野生植物）和环境质量（大气、地下水和土壤）的影响。

1.3.2 评价因子选取

根据环境影响因素识别结果，确定本次评价选取的主要评价因子见表 1-3。

表 1-3　评价因子一览表

评价要素	评价类型	评价因子或评价对象
生态	生态现状调查 3S 成果应用	土地利用、植被与动物、荒漠生态
水环境	地表水环境质量现状调查	--
	地下水环境质量现状调查	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}
环境空气	环境空气质量现状调查	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、甲醇、硫化氢
	环境空气影响评价	非甲烷总烃、甲醇、硫化氢
声环境	声环境质量现状调查与预测	Leq（A）
土壤	土壤环境质量现状调查	建设用地基本因子：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

评价要素	评价类型	评价因子或评价对象
		-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、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚[1,2,3-cd]并芘、萘； 特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）

1.4 环境功能区划

拟建项目所在地的环境功能区划情况详见表 1-4。

表 1-4 拟建项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别或要求	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地表水	/	/	附近无地表水体
地下水	/	III类	/
声环境	3 类功能区	3 类	独立于村庄、集镇之外的工业、仓储集中区执行 3 类声环境功能区要求
土壤环境	建设用地	第二类用地	建设项目占地范围内
生态功能	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观 风沙源地 油气资源开发	拟建项目为油气资源开发内部集输管线

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

本次评价执行环境质量标准见表 1-5。

表 1-5 环境质量标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
环境空气	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）	二级	详见表 1-6
	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）	附录 D	
	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）	——	
地下水	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）	III类	详见表 1-7
	石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）	III类	

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
声环境	《声环境质量标准》（GB 3096-2008）	3 类	昼间 65dB（A），夜间 55dB（A）
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）	筛选值中第二类用地	详见表 1-8

表 1-6 环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	单位	标准限值	标准来源
基本污染物					
1	SO_2	年平均	μg/m^3	60	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）
		24 小时平均	μg/m^3	150	
		1 小时平均	μg/m^3	500	
2	NO_2	年平均	μg/m^3	40	
		24 小时平均	μg/m^3	80	
		1 小时平均	μg/m^3	200	
3	PM_{10}	年平均	μg/m^3	70	
		24 小时平均	μg/m^3	150	
4	$PM_{2.5}$	年平均	μg/m^3	35	
		24 小时平均	μg/m^3	75	
5	CO	1 小时平均	mg/m^3	10	
		24 小时平均	mg/m^3	4	
6	O_3	8 小时平均	μg/m^3	160	
		1 小时平均	μg/m^3	200	
其他污染物					
1	非甲烷总烃	1 次值	mg/m^3	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）
2	甲醇	1 小时平均	mg/m^3	3	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D
3	硫化氢	1 小时平均	mg/m^3	0.01	

表 1-7 地下水环境质量标准

序号	水质因子	单位	Ⅲ类
1	pH	无量纲	6～9
2	氨氮（以 N 计）	mg/L	0.50
3	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	20.0
4	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	1.00
5	挥发性酚类（以苯酚计）	mg/L	0.002
6	氰化物	mg/L	0.05
7	砷	mg/L	0.01

序号	水质因子	单位	III类
8	汞	mg/L	0.001
9	铬（六价）	mg/L	0.05
10	总硬度	mg/L	450
11	铅	mg/L	0.01
12	氟化物	mg/L	1.0
13	镉	mg/L	0.005
14	铁	mg/L	0.3
15	锰	mg/L	0.10
16	溶解性总固体	mg/L	1000
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以O_3计）	mg/L	3.0
18	硫酸盐	mg/L	20.0
19	氯化物	mg/L	250
20	菌落总数	CFU/100mL	100
21	总大肠菌群	MPN/100mL 或 CFU/100mL	3.0
22	石油类	mg/L	0.05
23	K^+	mg/L	/
24	Na^+	mg/L	200
25	Ca^{2+}	mg/L	/
26	Mg^{2+}	mg/L	/
27	CO_3^{2-}	mg/L	/
28	HCO_3^-	mg/L	/
29	Cl^-	mg/L	/
30	SO_4^{2-}	mg/L	/

注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准限值。

表 1-8　土壤环境质量标准

序号	监测项目	单位	标准值
特征污染物			
1	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	4500
重金属和无机物			
2	砷	mg/kg	60
3	镉	mg/kg	65
4	铬（六价）	mg/kg	5.7
5	铜	mg/kg	18000
6	铅	mg/kg	800
7	汞	mg/kg	38
8	镍	mg/kg	900
挥发性有机物			

序号	监测项目	单位	标准值
9	四氯化碳	mg/kg	2.8
10	氯仿	mg/kg	0.9
11	氯甲烷	mg/kg	37
12	1，1-二氯乙烷	mg/kg	9
13	1，2-二氯乙烷	mg/kg	5
14	1，1-二氯乙烯	mg/kg	66
15	顺-1，2-二氯乙烯	mg/kg	596
16	反-1，2-二氯乙烯	mg/kg	54
17	二氯甲烷	mg/kg	616
18	1，2-二氯丙烷	mg/kg	5
19	1，1，1，2-四氯乙烷	mg/kg	10
20	1，1，2，2-四氯乙烷	mg/kg	6.8
21	四氯乙烯	mg/kg	53
22	1，1，1-三氯乙烷	mg/kg	840
23	1，1，2-三氯乙烷	mg/kg	2.8
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
25	1，2，3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
26	氯乙烯	mg/kg	0.43
27	苯	mg/kg	4
28	氯苯	mg/kg	270
29	1，2-二氯苯	mg/kg	560
30	1，4-二氯苯	mg/kg	20
31	乙苯	mg/kg	28
32	苯乙烯	mg/kg	1290
33	甲苯	mg/kg	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
35	邻二甲苯	mg/kg	640
半挥发性有机物			
36	硝基苯	mg/kg	76
37	苯胺	mg/kg	260
38	2-氯酚	mg/kg	2256
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
43	䓛	mg/kg	1293
44	二苯并[a，h]蒽	mg/kg	1.5
45	茚并[1，2，3-cd]芘	mg/kg	15
46	萘	mg/kg	70

1.5.2 污染物排放标准

本次评价工作采用的污染物排放标准见表 1-9。

表 1-9 污染物排放标准一览表

项目	执行标准		标准分级或分类	备注
废气	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	第 5.9 条	4.0mg/m^3
	硫化氢	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）	表 1	0.06mg/m^3
	甲醇	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）	表 2	12mg/m^3
噪声	施工期：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）		——	见表 1-11
	运营期：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）		2 类区	
固体废物	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）		——	——
	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）			

表 1-10 回注水控制标准限值

注入层平均空气渗透率，μm^2		＞1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤5.0
	含油量，mg/L	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/年	≤0.076
	SRB，个/mL	≤5
	铁细菌（IB），个/mL	n×10^4
	腐生菌（TGB），个/mL	n×10^4
注：①：1＜n＜1.5；②：清水水质指标中去掉含油量。		

表 1-11 噪声排放标准（单位：dB（A））

类别	昼间	夜间
施工期	70	55
运营期	65	55

1.6 评价工作等级及评价范围

1.6.1 评价等级

根据环境影响评价技术导则的有关要求，并结合项目所处的地理位置、环境功能区划、排放污染物种类及排放量，以及执行排放标准限值等，确定该项目各

环境要素的评价等级，详见表 1-12。

表 1-12　环境影响评价工作等级划分表

项目	判定依据		评价等级
环境空气	最大地面空气质量浓度占标率	施工期主要扬尘、施工机械和车辆尾气、管道焊接烟尘，排放量小、周期短且具有流动性； 运营期油气采用带压密闭输送、处理，正常工况下无废气排放。	二级
声环境	环境噪声功能区划	独立于村庄、集镇之外的工业、仓储集中区执行 3 类声环境功能区	三级
	评价范围内敏感目标噪声增加值	无敏感目标	
	受影响人群变化	——	
地表水	排放方式	不外排	三级 B
地下水	建设项目类别	Ⅰ类	二级
	项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
土壤环境	影响类型	污染影响型	二级
	项目类别	Ⅰ类 金属矿、石油、页岩油开采	
	占地规模	永久占地面积 0.672hm^2，小型	
	敏感程度	较敏感	
生态环境	面积	总占地面积 1.39km^2＜2km^2	三级
	长度	50km≤50km	
	影响区域生态敏感性	一般区域	
环境风险	Q	22.803	二级
	M	10	
	P	P3	
	$E_{大气}$	E3	
	$E_{地表水}$	E3	
	$E_{地下水}$	E2	
	大气环境风险潜势	Ⅱ	
	地表水环境风险潜势	Ⅱ	
	地下水环境风险潜势	Ⅲ	
	环境风险潜势综合等级	Ⅲ	

1.6.2 评价范围

根据拟建项目各环境要素评价等级，结合当地气象、水文、地质条件和项目“三废”排放情况，及项目周围敏感目标分布特点，确定本次评价范围见表 1-13。

表 1-13　评价范围一览表

项目		评价等级	评价范围
环境空气		二级	各井场及油气分输站中心 5km 矩形范围内
地表水		三级 B	无
地下水		二级	管线两侧 200m 范围内，井场、站场、阀组站、阀室的地下水评价范围上游和两侧均 119.25m、下游 238.5m
声环境		三级	井场、油气分输站及阀室厂界外 200m、管线两侧 200 范围内
土壤环境		二级	油气分输站、井场、阀组站、阀室厂界外 200m 范围内；管线两侧 200m 范围内
生态环境		三级	油气分输站、井场、阀组站、阀室厂界外 1000m 范围内；管线两侧 200m 范围内
环境风险	大气	三级	井场、油气分输站、阀组站、阀室边界外 3km，管线两侧 100m 范围内
	地表水	三级	无地表水
	地下水	二级	管线两侧 200m 范围内，井场、站场、阀组站、阀室的地下水评价范围上游和两侧均 119.25m、下游 238.5m

1.7 环境保护目标

根据现场调查，拟建项目位于塔克拉玛干大沙漠，区域为荒漠生态系统，沿线有少量沙生植被生长，评价范围内无大气环境敏感目标、无地表水敏感目标、无声环境敏感目标、无除潜水含水层以外的地下水环境保护目标、无特殊生态敏感区和重要生态敏感区，评价范围内分布有沙雅县地方公益林中的天然林。

环境保护目标分布见图 1-1，评价范围见图 1-2。

图 1-1　环境保护目标分布图

图 1-2　拟建项目评价范围图

2 现有及在建项目工程分析

2.1 顺北油气田概况

西北油田分公司塔河采油四厂管辖顺北油气田。顺北油气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，北距沙雅县城约 65km。自然地理位置介于东经 81° 30′ ～80° 00′ 、北纬 40° 20′ ～40° 50′ ，地处塔克拉玛干沙漠北缘的戈壁沙漠区，地形较为平坦，大体呈东高西低、北高南低的趋势，地面海拔 950m～985m。整个工区东西长 126.9km，南北宽 59.5km，矿权面积为 4452.55km^2。

顺北油气田自 2016 年发现至今，已建成 70×10^{4}t 年产能，2018 年产油超 52×10^{4}t。截至 2020 年底，现有油井总数 35 口。顺北油气田内现有油气处理站 2 座、阀组站 3 座、单井拉油流程 4 套、单井集输管线 111.77km、站间管线 18.56km。西北油田分公司顺北油气田包括顺托果勒北（1 区块）、阿瓦提东（2 区块）、顺托果勒西（3 区块）、顺托果勒（4 区块），均位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，地理位置详见图 2-1。顺北油气田区块总平面布置图见图 2-2。

图 2-1　现有工程地理位置图

图 2-2　顺北油气田区块总平面布置图

2.2 环保手续

西北油田分公司顺北油气田环保手续情况详见表 2-1、附件 2。

表 2-1 现有及在建工程环保手续一览表

序号	项目名称	环评批复时间	环评批复文号	竣工环保验收时间	验收批复文号
1	顺北地区产能建设项目	2016 年 7 月 1 日		2019 年 1 月	
2	中国石化西北油田公司顺北井区 2017 年一期产能建设项目	2017 年 12 月 17 日		2020 年	
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	2019 年 8 月 8 日			
4	顺北油气田环保站建设工程	2019 年 12 月 9 日			
5	顺北油田顺北 5 井区奥陶系油藏 2017 年产能建设工程站场部分建设项目	2017 年 12 月 4 日		2020 年	
6	顺北 41X 井钻井工程	2019 年 9 月 27 日			
7	西北油田分公司顺北 42X 井（勘探井）钻井工程	2020 年 4 月 17 日			
8	西北油田分公司顺北 43X 井	2020 年 10 月 14 日			
9	西北油田分公司顺北 44X 勘探井工程	2020 年 12 月 1 日			
10	西北油田分公司顺北 45X 勘探井工程	2020 年 12 月 1 日			
11	西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目	2021 年 5 月 26 日			

2.3 现有工程概况及污染物排放情况

2.3.1 工程组成

2.3.1.1 现有工程概况

现有工程组成见表 2-2。现有工程现状见图 2-3。

表 2-2 顺北油气田的现有工程组成一览表

工程组成	内容		建设规模	备注
油井工程	油井		35 口	集输方式：28 口井采用管输、7 口井采用单井拉油
站场工程	顺北 1 处理站		原油处理规模：40×10^4t/a，天然气处理规模：50×10^4m^3/d	1000kW 加热炉 4 台
	顺北 5 拉油流程/顺北 5 混输泵站（两站合建）		原油处理规模：7×10^4t/a，天然气处理规模：12×10^4m^3/d	800kW 加热炉 1 台
	1#、2#、4#阀组站		3 座（8 井式自动选井计量阀组）	600kW 加热炉 1 台（位于 4#阀组站）
	顺北 6 单井拉油流程		原油处理规模 200t/d 伴生气规模 5×10^4m^3/d	——
	顺北 7 单井拉油流程		原油处理规模 200t/d 伴生气规模 5×10^4m^3/d	——
	中探 1 单井拉油流程		原油处理规模 200t/d 伴生气规模 5×10^4m^3/d	——
	SHB1-1H 单井拉油流程		原油处理规模 200t/d 伴生气规模 5×10^4m^3/d	400kW 加热炉 2 座
集输管线	单井管线		111.77km	DN90，柔性复合管总长 90.57km；DN75，柔性复合管总长 21.20km
	站间管线		18.56km	L245 抗硫管线 PN6.4MPa，Φ219×6mm，30mm 黄夹克保温；（输油管线）燃料气管线 20#，无缝钢管 Φ48×4mm，2PE 两个管线同沟敷设
辅助工程	供配电工程		电力线路 22km，35kV 架空线路	
	道路工程		单井道路 154.18km	道路宽 6m，砂石路面
			主体道路 34km	道路路基全宽 8.5m，路面宽度为 7.0m
环保工程	废水	采出水处理	依托跃进 2 号原油脱水站	
		井下作业废液	依托塔河油田绿色环保站	
	废气	伴生气处理	顺北 1 处理站、顺北 5 拉油流程	
	噪声	噪声治理	选用低噪声设备，各类设备减振	
	固废	油泥砂治理	依托塔河油田绿色环保站	
		碱渣治理	依托塔河油田二号联合站	

		生活垃圾	依托塔河油田绿色环保站
依托工程	跃进 2 号原油脱水站		含油污水处理系统设计规模为 500m³/d
	塔河油田绿色环保站		井下作业废液等工业固体废物以及生活垃圾的处理能力为 $30\times10^4m^3/a$
			污油泥设计处理规模 $6\times10^4m^3/a$
	二号联合站碱渣处理系统		设计处理规模为 $8m^3/d$



顺北 1 处理站



4#阀组站



油井



顺北 5 拉油流程/顺北 5 混输泵站（两站合建）

图 2-3 西北油田分公司顺北油气田现有工程照片

2.3.1.2 主体工程

1）油井

截至 2020 年 12 月底，西北油田分公司顺北油气田现有总井数 35 口（油气生产井 35 口，其中 20 口直井，13 口水平井、2 口斜井）。现有工程油井分布情况见图 2-4。

图 2-4　顺北油气田现有工程分布图

2）油气集输

顺北油气田集输分为单井不加热密闭管输方式和单井拉油的方式。

距离计量站较近的油井采出液通过单井集油管线就近进入阀组站，该区块原油黏度低，水力条件较好，因此集输采用不加热集输流程，经过阀组站通过集输干线输送至顺北 1/顺北 5 处理站，经处理的合格原油外输至雅克拉末站。

距离计量站较远的少量油井采用橇装化设备，便于重复利用，优选采用橇装式多功能罐单井拉油流程。井口采出液经单井集油管线进入多功能罐，油品性质较好为凝析油，不需要加热。拉油时，利用多功能罐内自存天然气压能装车，通过罐车拉运至顺北 1/顺北 5 处理站进行处理。

西北油田分公司顺北油气田的油气集输流程示意图见图 2-5。

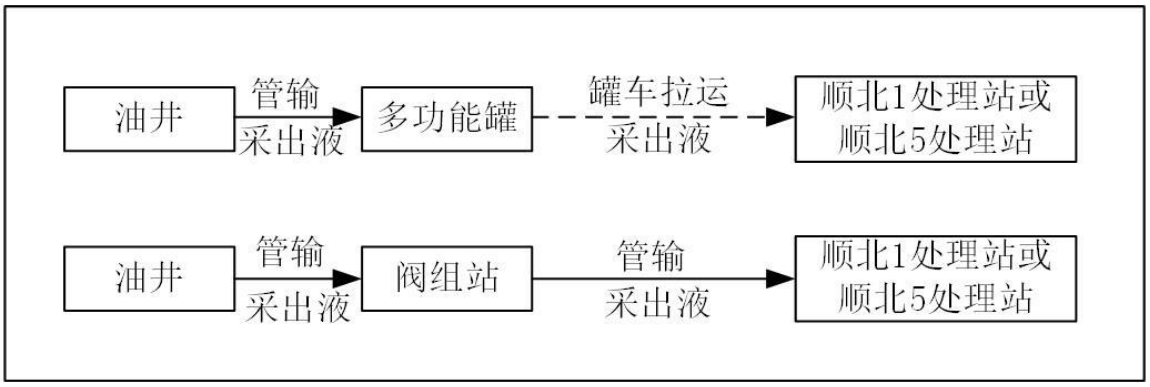


图 2-5　顺北油气田油气集输流程示意图

3）站场工程

西北油田分公司顺北油气田建有 2 座油气处理站，即顺北 1 处理站和顺北 5 拉油流程；4 座单井拉油流程，即顺北 6、顺北 7、中探 1、SHB1-1H 单井拉油流程；3 座阀组站，即顺北 1 区 1#阀组站、2#阀组站和 4#阀组站。

（1）油气处理站

①顺北 1 处理站

顺北 1 处理站位于 SHB1-1 井附近，于 2016 年 10 月 25 日投产。站内采出液处理能力 60×10^4t/a，原油处理能力 40×10^4t/a，天然气处理能力 50×10^4m^3/d，站内主要设备包括 1000kW 加热炉 4 台、一级三相分离器 3 座、二级三相分离器 1 座、天然气分离器 1 台、负压稳定脱硫塔 1 座、40m^3 混烃储罐 4 座、2000m^3 原油储罐 4 座、1000m^3 消防水罐 2 座、高压放空火炬 2 套等。

顺北 1 处理站采出液处理系统工艺流程图见图 2-6。

图 2-6　顺北 1 处理站采出液处理系统工艺流程图

a、采出液处理主要工艺流程

采出液经过一、二级三相分离器分离出的伴生气经过 MDEA 吸收塔脱硫后就地用作燃料气或销售第三方。分离出的污水进入污水罐暂存后装车，拉运至跃进 2 号原油脱水站处理。原油继续进行脱硫后，储存待销。

b、原油脱硫主要工艺流程

含水原油经过一、二级三相分离器分离脱水后，含水 2%的原油进入原油负压脱硫稳定塔。气相通过负压压缩机抽气和从塔底补入少量净化气（补入约 2000m^3/d），使进入负压稳定塔中的原油经负压气提，原油中的轻组分和硫化氢被脱出，脱出气经负压压缩机进行增压，增压后的脱出含硫化氢气体经空冷器冷却，进入后分离器分离后，伴生气进入第三方天然气处理装置；经负压稳定脱硫后的原油经塔底提升泵进入净化油储罐，装车外销。

c、混烃碱洗脱硫工艺流程

来自后分离器的含硫混烃，经静态混合器同碱液混合反应后进入碱洗罐，在碱洗罐内含硫混烃与碱液分离后，混烃进入水洗罐进一步分离，分离后的混烃直接进入混烃储罐进行存储，通过装车外销。混烃碱洗脱硫工艺在脱硫过程中会产生碱渣废液，其危险废物类别为 HW35，危险废物代码 900-399-35 生产过程中产生的强碱性废碱液。碱渣废液拉运至塔河油田二号联碱渣处理系统无害化处理。混烃碱洗脱硫工艺流程见图 2-7。

图 2-7　混烃碱洗脱硫工艺流程图

d、伴生气处理工艺流程

经过分离后的天然气进入顺北 1 处理站站内的 MDEA 吸收塔的下部，与由塔上部进塔的 MDEA 贫液逆流接触，天然气中的几乎全部硫化氢及部分二氧化碳组分被 MDEA 贫液吸收进入液相从而脱除，硫化氢脱除效率达到 99%；脱硫后的天然气经净化气分离器分离后进入后续净化气处理流程。吸收含硫天然气中上述酸性组分的 MDEA 富液自塔底排出，经 MDEA 富液管线上设置的吸收塔底液位调节阀节流降压后，进入闪蒸罐闪蒸和气液分离，MDEA 富液依次进入预过滤器、活性炭过滤器和后过滤器，进行再生之前的溶液过滤。闪蒸罐分离出的酸性气进入硫磺回收单元进行硫回收。

酸气硫磺回收：从 MDEA 再生塔顶回流罐和闪蒸罐分离出的闪蒸酸气经酸气分离

器分离后，进入吸收/氧化塔。在吸收区（内区）酸气中的 H_2S 被氧化成单质硫，氧化剂 Fe^{3+}被还原成 Fe^{2+}，同时在这个吸收/氧化器内，来自空气系统的空气与溶液接触，Fe^{2+}被氧化成 Fe^{3+}。由于吸收区域与氧化区域溶解气体量的不同造成了不同的溶液密度，溶液的密度差形成了溶液的自循环。自循环工艺系统在常压下操作，净化气体与再生余气进行焚烧，通过此工艺可以使处理后硫化氢含量≤20mg/m^3。由吸收/氧化塔得到的硫磺进入硫磺过滤机，制成含水 30%的硫饼外售，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。

伴生气处理工艺流程见图 2-8。

图 2-8　伴生气处理工艺流程图

站内平面布置见图 2-9。

图 2-9　顺北 1 处理站平面布置图

②顺北 5 拉油流程

顺北 5 拉油流程与顺北混输泵站合建，位于顺北 5 井附近。站内采出液处理能力 10.5×10^{4}t/a，原油处理能力 7×10^{4}t/a，天然气处理能力 12×10^{4}m^3/d，站内主要设备包括 800kW 加热炉 1 台、一级三相分离器 2 座、二级三相分离器 2 座、混烃分离器 1 台、负压稳定脱硫塔 1 座、20m^{3}混烃储罐 1 座、100m^{3}多功能储罐 1 座、卸油装车流程 2 套、污水装车流程 1 套、放空系统 1 套等。

顺北 5 拉油流程工艺流程见图 2-10，顺北 5 拉油流程平面布置见图 2-11。

图 2-10　顺北 5 拉油流程采出液处理系统工艺流程图

顺北 5 拉油流程的采出液处理工艺流程与顺北 1 处理站采用相同的工艺流程。

采出液经过一、二级三相分离器分离出的伴生气经过脱硫后就地用作燃料气或销售第三方。分离出的污水进入污水罐暂存后装车，拉运至跃进 2 号原油脱水站处理。原油继续进行脱硫后，输入原油储罐储存，待装车外运。

采用混烃碱洗工艺脱硫，来自后分离器的含硫混烃，经静态混合器同碱液混合反应后进入碱洗罐，在碱洗罐内含硫混烃与碱液分离后，混烃进入水洗罐进一步分离，分离后的混烃直接进入混烃储罐进行存储，通过装车外销。

图 2-11　顺北 5 拉油流程平面布置图

③单井拉油流程

顺北 6、顺北 7、中探 1、SHB1-1H 拉油流程均为单井拉油井场，工艺流程均相同，选取其中 1 座拉油流程进行说明。

单井拉油流程中的主要设备包括：10 井式选井装置 1 座、三相分离器 1 座、天然气分离器、高架罐（或落地罐）1 座。单井拉油流程的工艺流程见图 2-12。

图 2-12　单井拉油流程工艺流程图

采出液通过自动选井计量装置进入三相分离器，伴生气外售新疆瑞诚源清洁能源有限责任公司，分离的伴生气由新疆瑞诚源清洁能源有限责任公司在单井拉油井场进行湿气脱硫达标后回收。含水原油进入高架罐前，通过加药装置加入脱硫稳定剂进行脱硫后，管输至高架罐或落地油罐暂存，装车拉运至处理站进一步处理。

（2）阀组站

西北油田分公司顺北油气田建有 3 座阀组站，均位于顺北 1 区，分别是 1#阀组站、2#阀组站和 4#阀组站。

①1#和 2#阀组站

采出液通过自动选井计量装置经过滤器进入油气分离器，进入液气分离，分离出的气体经集气管，进入气体流量计，计量单井日产气量；液体经集液管进入质量流量计，计量出单井日产液量、日产油量及含水，再通过加药装置加入微量缓蚀剂。最后气液经分管汇合进入外输管道混输至顺北 1 处理站。采出油品性质较好为凝析油，不需要加热集输。

②4#阀组站

采出液通过自动选井计量装置经过滤器进入油气分离器，进入液气分离，分离出的气体经集气管，进入气体流量计，计量单井日产气量；液体经集液管进入质量流量计，计量出单井日产液量、日产油量及含水，再通过加药装置加入微量缓蚀剂。最后气液经分管汇合进入外输管道经加热炉加热后混输至顺北 1 处理站。

阀组站采出液处理流程见图 2-13，阀组站平面布置见图 2-14。

图 2-13　阀组站采出液处理工艺流程示意图

图 2-14　阀组站平面布置示意图

2.3.1.3 辅助工程

1）道路工程

西北油田分公司顺北油气田现有道路总长度 188.18km，其中主干路 34km，通井路 154.18km，均为砂石路。

2）供配电工程

西北油田分公司顺北油气田现有 35kV 供电线路 22km。

2.3.1.4 依托工程

1）跃进 2 号原油脱水站

本次顺北地区产能建设项目前期的生产运行过程中产生的含油污水依托跃进 2 号原油脱水站污水处理系统，顺北地区距离跃进 2 号原油脱水站距离约 50km。

跃进 2 号原油脱水站含油污水处理系统设计规模为 500m^3/d，主要出水指标：出水含油量：≤15mg/L；出水悬浮物：≤5mg/L；粒径中值：≤3.0um。

污水处理工艺主要采用“大罐接收除油+卧式压力除油沉降+过滤”工艺流程如下：

来水→1 座 100m^3 污水接收除油罐→污水提升泵→2 台压力除油沉降罐→2 座全自动双滤料过滤器→注水罐

流程说明：污水首先进入接收罐，在此起到缓冲作用并去除部分含油和悬浮物，然后经提升泵加压进入压力除油沉降罐，在此配以适合的化学药剂去除大部分含油和悬浮物后，再通过双滤料过滤器过滤，保证水质达到回注水质要求，回注水水质经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）后，回注地层。污水处理站依托可行性统计见表 2-3。

表 2-3　油气处理站依托可行性统计表

站场名称	含油污水处理规模（m^3/d）	顺北油气田污水产生量（m^3/d）	跃进区块污水产生量（m^3/d）	剩余处理能力（m^3/d）
跃进 2 号原油脱水站	500	252	240	8

由表 2-3 可知跃进 2 号原油脱水站可以满足顺北油气田现有工程的含油污水处

理。

2）塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站位于塔河油田 S61 井西北侧 1km 处，距轮台县城东北约 55km。该处理站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，扩建后的处理能力达 $30\times10^4m^3/a$。

塔河油田绿色环保站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液等工业固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。顺北油气田的生活垃圾、一般固废、井下作业废液主要依托塔河油田绿色环保站进行处理。塔河油田绿色环保站托设依托可行性见表 2-4。

表 2-4　设施依托可行性一览表

序号	名称	设计处理规模（m^3/a）	顺北油气田现有工程产生量（m^3/a）	塔河油田现有工程产生量（m^3/a）
1	生活垃圾	30×10^4	$70.56m^3$	87.92
2	井下作业废液	30×10^4	$1006.20m^3$	7833.6

由表 2-4 可知塔河油田绿色环保站可以满足顺北油气田现有工程产生的生活垃圾和井下作业废液的处理。

3）塔河油田污油泥处理站

油泥主要来源为：废液油泥、集输系统污油泥、污水处理系统油泥，设计年处理规模 $6\times10^4m^3$。塔河油田污油泥处理站扩建工程已于 2015 年 7 月取得原自治区环境保护局批复，批复号新环函[2015]811 号。塔河油田污油泥处理站托设依托可行性见表 2-5。

表 2-5　设施依托可行性一览表

序号	名称	设计处理规模（m^3/a）	顺北油气田现有工程产生量（m^3/a）	塔河油田现有工程产生量（m^3/a）
1	油泥砂	6×10^4	$53.8m^3/a$（33.66t/a）	90.9

由表 2-5 可知塔河油田污油泥处理站可以满足顺北油气田现有工程产生的油泥砂的处理。

4）二号联碱渣处理系统

碱渣来源为：顺北 1 处理站混烃碱洗脱硫工艺过程中产生。二号联碱渣处理系统位于塔河油田二号联合站内，距离项目直线距离约 115km。二号联碱渣设计处理规模为 $8m^3/d$，碱渣废水采用内循环生物氧化床工艺进行处理，处理后出水进入二号联已建污水处理系统处理。二号联碱渣处理系统作为二号联原油脱硫部分技术改造-降耗增效工程的一部分已于 2015 年 4 月取得自治区环保厅批复，批复号新环函

[2015]353 号。

二号联碱渣系统主要接收二号联合站和顺北 1 处理站混烃碱洗脱硫工艺产生的碱渣，二号联合站碱渣产量 2m^3/d，顺北 1 处理站所产碱渣 1.04m^3/d，二号联合站碱渣处理系统能够满足顺北碱渣处理要求。

2.3.2 污染物排放及达标分析

2.3.2.1 废水

现有工程运营期产生的废水主要包括采出水、作业废液、生活污水。

1）采出水

西北油田分公司顺北油气田采出液输送至顺北 1 处理站和顺北 5 拉油流程，油气水分离后产生的废水，装车拉运至跃进区块污水跃进 2 号原油脱水站，处理后合格采出水经注水系统用于跃进区块注水开发。

经统计，西北油田分公司顺北油气田采出水产生量约 9.2×10^4m^3，均用于油田注水开发，无外排。

西北油田分公司质量检测站对跃进 2 号原油脱水站喂水泵出口采出水水质进行监测，监测日期为 2020 年 5 月 25 日，监测结果见表 2-6。由表 2-6 可知，污水处理系统出水中石油类、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞1.5um^2对应回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

表 2-6　污水处理系统出水水质监测结果表

编号	采样时间		检测结果	
			石油类（mg/L）	悬浮固体含量（mg/L）
1	2020.5.21	11：30		
2	2020.5.19	11：00		
《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞1.5um^2对应标准				
达标情况			达标	达标

2）作业废液

作业废液主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。每次修井产生的废液量约 30m^3，作业废液产生量约 1050m^3/a。顺北油气田的作业废液拉运至塔河绿色环保站污水处理系统处理达标后，回注地层用于油田注水开发，无外排。

本次评价收集了 2019 年塔河绿色环保站废水处理出口例行检测数据，监测结果见表 2-7。由表 2-7 可知，塔河绿色环保站污水处理系统出水中石油类、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞1.5μm^2 对应回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

表 2-7　塔河绿色环保站污水处理系统出水水质监测结果表

数据来源	监测单位	采样时间		检测结果	
				石油类（mg/L）	悬浮固体含量（mg/L）
例行监测	西北油田分公司实验中心	2019 年	2019.2		
			2019.12		
例行监测	天蓝蓝环保技术服务有限公司	2019 年	2019.7		
			2019.9		
执行标准	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞1.5μm^2 对应标准限值				
达标情况				达标	达标

3）生活污水

顺北油气田现有在岗人员 38 人，生活污水排放量约为 1387m^3/a。顺北油气田依托站场内环保厕所，经地埋式一体化污水处理设施处理后用于沙漠植被绿化，生活污水无外排。

2.3.2.2 废气

顺北油气田废气主要包括有组织废气及无组织废气。其中有组织废气主要为油气处理站的加热炉废气。无组织废气主要为油井、油气处理站等产生的无组织废气。

1）无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢

根据 2020 年顺北油气田统计数据，现有工程非甲烷总烃排放量为 39.2t/a。根据顺北 1 区 7 口井检测报告，顺北油气田硫化氢含量分布均值为 3.319g/m^3，气油比平均为 260m^3/t，2020 年产油 97.7×10^{4}t。经核算，现有工程硫化氢排放量为 2.098t/a。

新疆锡水金山环境科技有限公司于 2021 年 2 月 28 日对顺北油气田采油四厂典型井场无组织挥发的非甲烷总烃进行了监测，监测结果见表 2-8。

表 2-8　典型井场无组织非甲烷总烃监测结果（mg/m^3）

监测点位	时间		监测结果
SHB5-5CH 井	2 月 28 日	10:01	
		12:04	

监测点位	时间		监测结果
		14:05	
		16:07	
	3 月 1 日	10:02	
		12:08	
		14:09	
		16:12	

根据新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2020 年 5 月 11 日对顺北油气田顺北 1 处理站无组织挥发的非甲烷总烃、H_2S 进行了监测，监测结果见表 2-9。

表 2-9　顺北 1 处理站无组织排放监测结果

地点	监测点位	时间	非甲烷总烃（mg/m^3）	H_2S（mg/m^3）
顺北 1 处理站	上风向	11:05		
		12:08		
		13:14		
	下风向 1	11:10		
		12:13		
		13:19		
	下风向 2	11:14		
		12:18		
		13:24		
	下风向 3	11:16		
		12:25		
		13:28		
	下风向 4	11:19		
		12:30		
		13:33		

从表 2-9 可以看出，现有项目井场、顺北 1 处理站场厂界非甲烷总烃能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）。顺北 1 处理站场厂界硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）厂界标准值要求（0.06mg/m^3）。

典型井场无组织硫化氢监测结果见表 2-10。

表 2-10　典型井场无组织硫化氢监测结果（mg/m^3）

监测点位	时间		监测结果
SHB5-5CH 井	2 月 28 日	02:00-03:00	

监测点位	时间		监测结果
		08:00-09:00	
		14:00-15:00	
		20:00-21:00	
	3 月 1 日	02:00-03:00	
		08:00-09:00	
		14:00-15:00	
		20:00-21:00	

从表 2-10 可以看出，现有项目井场厂界硫化氢能够达到《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）厂界标准值要求（0.06mg/m^3）。

2）各类加热设备燃烧废气

燃烧废气主要来自站场内的燃气加热炉，其燃料均为净化处理后的天然气，废气筒废气有组织排放。顺北油气田现有加热炉共 8 台，包括顺北 1 处理站 1000kW 加热炉 4 台，顺北 5 拉油流程 800kW 加热炉 1 台，4#阀组站 600kW 加热炉 1 台，SHB1-1H 单井拉油流程 400kW 加热炉 2 台，以上燃气加热炉均已办理排污许可手续。

（1）废气排放浓度

新疆正天华能环境工程技术有限公司对顺北油气田现有燃气加热炉燃烧废气监测数据见表 2-12。由监测结果可以看出，现有工程各类燃气加热炉燃烧废气排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中限值（颗粒物：20mg/m^3、SO_2：50mg/m^3、NO_x：200mg/m^3）要求。

（2）排放量

根据顺北油气田现有统计数据，顺北油气田内现有加热炉燃料消耗量约为 478.23×$10^4$$m^3$/a。根据表 2-12，由于加热炉烟气中二氧化硫和颗粒物未检出，为了保守起见，本次评价按照检出限的一半进行计算。经估算废气排放总量 SO_2：0.1t/a，NO_X：10.3t/a，颗粒物：0.67t/a。现有工程污染物排放情况详见表 2-11。

表 2-11 各类燃料消耗及污染物排放情况一览表

序号	污染物	伴生气/天然气消耗量（$10^4$$m^3$/a）	烟气量（$10^4$$m^3$/a）	浓度	产生量
				（mg/m^3）	（t/a）
1	SO_2	478.23	6689.15		
2	NO_x				
3	颗粒物				

表 2-12　顺北油气田加热炉废气监测数据

检测项目		采样点位	顺北 1 处理站 1 号加热炉（1000kW）			顺北 1 处理站 2 号加热炉（1000kW）			顺北 1 处理站 3 号加热炉（1000kW）			顺北 1 处理站 4 号加热炉（1000kW）			顺北 1-1 拉油流程加热炉（400kW）		
		测试时间	2020 年 5 月 11 日			2020 年 5 月 11 日			2020 年 5 月 11 日			2020 年 5 月 11 日			2020 年 5 月 12 日		
		采样频次	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3
SO_2	实测浓度	g/Nm^3															
	折算浓度	mg/Nm^3															
	排放量	kg/h															
NO_x	实测浓度	mg/Nm^3															
	折算浓度	mg/Nm^3															
	排放量	kg/h															
颗粒物	实测浓度	mg/Nm^3															
	折算浓度	mg/Nm^3															
	排放量	kg/h															
过剩空气系数		Ndm^3/h															
烟气黑度																	
烟温		℃															

3）放空火炬

顺北 1 处理站和顺北 5 拉油流程均设有放空火炬，火炬及放空系统主要用于生产装置事故状态排出的可燃气体以及生产装置开、停车状态时产生的可燃气体的放空燃烧，废气排放量较小，属于非正常工况。放空部分的自控内容主要包括：火炬自动点火，火炬分液罐的液位控制，火炬自带 PLC 控制系统，并有远程和就地点火系统，控制火炬的运行状态控制室显示，进行运行数据采集及报警等。

2.3.2.3 噪声

运营期主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如各场站机泵，井场采油机、井下作业机械等设备。根据现场勘察情况，项目产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。现有工程运营期主要噪声源统计情况见表 2-13。

表 2-13　项目运营期噪声源统计表

序号	项目	设备名称	1m 处声压级（dB（A））
1	井场采油	注采一体装置	80
2	井下作业	通井机	100
3		机泵	80
4	站场	各类机泵	85～100
		火炬	100～110
		燃气压缩机	100

新疆锡水金山环境科技有限公司于 2021 年 3 月 3 日～3 月 4 日对顺北油气田 SHB5-5CH 井场、7#阀组站场进行了厂界噪声监测，监测结果见表 2-14。

表 2-14　典型井场和阀组站噪声现状监测结果（dB（A））

点位	具体监测位置	昼间		夜间	
		3 月 3 日	3 月 4 日	3 月 3 日	3 月 4 日
SHB5-5CH 井场	东厂界外 1m				
	西厂界外 1m				
	南厂界外 1m				
	北厂界外 1m				
7#阀组站	东厂界外 1m				
	西厂界外 1m				
	南厂界外 1m				
	北厂界外 1m				

根据新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2020 年 5 月 10 日～5 月 11 日对顺北油气田顺北 1 处理站进行了厂界噪声监测。监测数据见表 2-15。

表 2-15 顺北 1 处理站噪声现状监测结果（dB（A））

点位	具体监测位置	昼间		夜间	
		5 月 10 日	5 月 10 日	5 月 11 日	5 月 11 日
顺北 1 处理站	处理站东				
	处理站南				
	处理站西				
	处理站北				

根据监测结果，典型井场、站场厂界处噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 3 类标准要求。

2.3.2.4 固体废物

固体废物包括职工日常生活、办公产生的少量生活垃圾、油气处理过程中产生的少量碱渣和生产过程产生的油泥砂。

1）油泥砂

含油污泥主要来自集中处理站内污水装置以井下作业过程产生，主要成分为水、石油类和泥沙。危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。根据调查，2020 年顺北井区含油污泥的产生量为 33.66t/a，产生的油泥砂拉运至塔河油田污油泥处理站无害化处理。运输过程中车厢铺设防渗膜，防治渗漏；装载高度不允许超过车厢挡板边沿。

2）碱渣废液

混烃碱洗脱硫工艺在脱硫过程中，产生碱渣废液约 1.04m^3/d，主要成分为硫化钠废液。其危险废物类别为 HW35，危险废物代码 900-399-35 生产过程中产生的强碱性废碱液。碱渣废液拉运至二号联碱渣处理系统无害化处理。

3）生活垃圾

顺北油气田工作区现有员工 38 人，产生生活垃圾约 70.56m^3/a，生活垃圾集中收集后运往塔河油田绿色环保站处理。

2.3.2.5 生态环境影响

顺北油气田自 2016 年发现至今，仍未有废弃井，生态评价范围属于典型荒漠生态系统，根据现场调查情况，西北油田分公司采油四厂对施工期临时占地均进行了较

好的生态恢复，生态影响较小。顺北油气田地处沙漠，土壤类型为风沙土，基本无植被覆盖。采油四厂在站场四周设置围栏，均有围墙围护，站内地面均进行了水泥硬化处理，且进行人工绿化种植植被；井场永久占地的范围内均进行了砾石铺垫处理。通过以上方式进行生态恢复，现有工程周边生态现状见图 2-15。



生活区生态环境



站场周边生态环境



井场硬化



道路周围草方格

图 2-15　现有工程周边生态修复措施

2.3.2.6 污染物排放汇总

西北油田分公司顺北油气田现有工程污染物排放情况汇总见表 2-16。

表 2-16　顺北油气田现有工程污染物产生、排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称		产生量	削减量	排放量
废气	有组织	废气量（$10^4m^3/a$）	478.23	0	478.23
		SO_2（t/a）	0.1	0	0.1
		NO_X（t/a）	10.3	0	10.3
		颗粒物（t/a）	0.67	0	0.67
	无组织	非甲烷总烃（t/a）	39.2	0	39.2
		硫化氢（t/a）	2.098	0	2.098
	站场放空火炬废气	SO_2、NO_x等	少量	少量	大气
废水	采出水（$10^4m^3/a$）		9.2	9.2	0
	作业废液（m^3/a）		1050	1050	0
固废	油泥砂（t/a）		33.66	33.66	0

污染物类型	污染物名称	产生量	削减量	排放量
	碱渣（m^3/d）	1.04	1.04	0
	生活垃圾（m^3/a）	70.56	70.56	0

2.4 在建工程概况及污染物排放情况

本次评价根据在建工程的环评评价内容，对顺北油气田在建项目进行简要分析。

2.4.1 工程组成

2.4.1.1 顺北区块 2018 年产能建设项目

根据环评内容，顺北 2018 年产能建设项目工程组成见表 2-17。

表 2-17　顺北区块 2018 产能在建项目工程组成一览表

序号	项目名称	内容	建设规模	备注
主体工程	钻井工程	钻井	54 口	井型：直井 31 口，水平井 18 口，斜井 5 口
	站场工程	五号联合站	原油处理规模：$100\times10^4t/a$；天然气处理规模：$2.6\times10^8m^3/a$；污水处理规模：$1500m^3/d$	包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；工艺装置区列装化布置，预留整列扩建位置
	油气集输工程	计量阀组站	5 座	新建 5 井式自动选井计量阀组 5 座
		混输泵站	2 座	新建 5 井式自动选井混输泵站 2 座
		单井拉油流程	2 座	由于油井周围没有可依托的集输设施，因此采用拉油的方式进行集输。
		集输管线单井管线	102.0km	DN100，PN6.4MPa，柔性复合管
		集输管线	31.0km	顺北 7 至 8#计量阀组计量阀组集输管线：DN250 6.4MPa
			32.8km	顺北 5-1 至 8#计量阀组集输管线：DN250 6.4MPa
			11.0km	8#计量阀组至联合站集输管线：DN350 6.4MPa
			0.2km	顺北 5-3 集输管线接入 8#计量阀组集输管线：DN250 6.4MPa
			8.0km	顺北 5-4 至联合站集输管线：DN250 6.4MPa
			8.0km	顺北 1-5 至联合站集输管线：DN250 6.4MPa
			8.0km	顺北 1-4 至顺北 1 处理站集输管线：DN200 4.0MPa
		伴生气管线	15.0km	顺北 1 处理站至联合站伴生气管线：DN250 4.0MPa
		供气管线	8.0km	联合站至顺北 1-5 供气管线：DN100 1.6MPa

序号	项目名称	内容	建设规模	备注
				与集输管线同沟敷设
			14.0km	联合站至顺北 1 处理站供气管线：DN100 1.6MPa 与伴生气管线同沟敷设
			8.0km	顺北 1 处理站至顺北 1-4 供气管线：DN100 1.6MPa 与集输管线同沟敷设
			12.0km	联合站至 8#计量阀组供气管线：DN100 1.6MPa 与集输管线同沟敷设
			8.0km	联合站至顺北 5-4 供气管线：DN100 1.6MPa 与集输管线同沟敷设
		原油外输	外输能力 120×10^4t/a	/
	注水工程	污水管线	91.0km	低压污水管线 DN150 1.6MPa
		水泵	5 台	离心式注水泵 Q=20m³/h P=32MPa N=315kW
辅助工程	防腐与保温	单井管线集油支线	/	保温层：30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料 防腐层：2mm 高密度聚乙烯塑料管线采用地下敷设，埋至冻土层以下。
	生产应急指挥中心	综合楼、食堂、活动室、化验室用房、物资供应库房等		总占地面积 54600m²，建筑面积 5970m²；主要为井区的生活办公场所。
	泥浆回收	泥浆回收站	1 座	18000m²
环保工程	原油处理		原油进站采用“就近进站”原则，其中有 11 口井产生的原油（15×10^4t/a）输送至顺北 1 处理站进行处理；其余经计量阀组及混输泵站输送至五号联合站进行处理。	
	井下作业废液		运输至塔河油田绿色环保站	
	含油污泥		塔河油田污油泥处理站无害化处置	

2.4.1.2 顺北油气田环保站建设工程

顺北油气田环保站在建工程在沙雅县中部顺北一区内 5 号联合站东南侧约 1.5km 处，根据不同生产功能分为废液处置区、含油类固废处置区、磺化泥浆废弃物处置区、建筑垃圾处理区、计量区、办公区及预留区域。

根据项目环评内容，现有项目组成见表 2-18。

表 2-18 顺北油气田环保站在建项目工程组成一览表

项目		内容
项目名称		顺北油气田环保站建设工程
建设地点		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
建设规模		废液处理能力为 400m³/d，磺化泥浆废弃物日处理能力为 450m³/d，含油污泥、受侵土壤日处理能力为 120t/d，建筑垃圾日处理能力为 6.5m³/d
建设内容	主体工程	建设 1 套钻井作业废液处理装置，1 套磺化泥浆废弃物处理装置，1 套含油污泥、受侵土壤处理装置，1 套建筑垃圾处理装置
	储运工程	建设 1 座 358.4m³ 废液接收池，1 座 268.8m³ 污油池，2 座 600m³ 磺化泥浆接收池，1 座 1350m³ 含油污泥贮存池，1 座 1350m³ 受侵土壤贮存池，1 座 750m³ 建筑垃圾贮

项目		内容
		存场
		1 座 900m² 热解干渣堆放场，1 座 4000m² 干渣临时堆放场
	公辅工程	给排水：生活及生产用水全部通过罐车拉运进场，新建 2.3km 外输水管线至顺北 5 号联合站； 供电：依托站外 35kv 架空线路，新建 1200m 站外 35kv 电力线路，在站内设置变压器室和低压配电室； 供气：依托顺北 5 号联合站，新建约 4km 站外输气管线敷设至顺北 5 号联合站； 供暖：办公区供暖采用电采暖； 道路工程：站外新建约 2.2km 道路通向拟建油区主干道
占地面积		占地现状为沙漠，地表无植被，占地面积为 6.1758hm²

2.4.1.3 顺北油气田 2021 年产能建设项目

根据其环境影响报告书，项目工程组成情况具体见表 3-1。

表 2-19 项目工程组成

项目组成	工程分类	工程名称	工程内容			
			顺北 1 区	顺北 2 区	顺北 3 区	合计
主体工程	钻井工程	开发井	8 口	11 口	7 口	26 口
		预探井	/	2 口	/	2 口
		侧钻井	3 口	/	2 口	5 口
	采油工程	注采一体装置	11 套	11 套	9 套	31 套
	油气集输系统	单井集油管线	DN75 钢管 25.68km	DN75 钢管 34.01km	DN75 钢管 26.5km	86.19km
		站间集输管线	/	南段：南段起点 SHB4-1H 拉油流程，终点 SHB4-2H 井，31km；北段起点 6#集气阀组站，终点 SHB4-2H 井，25km（管径均为 DN350）	7#至 8#阀组站集输管道 3.5km（管径 DN350）	59.5km
		阀组站	7#阀组扩建 1 套 8 井式橇装计量阀组	/	新建 1#、2#、4#、5#、7#、8#阀组站	扩建 1 座；新建 6 座
	注水工程	单井注水管线	DN150 低压污水管线 25.68km	DN150 低压污水管线 34.01km	DN150 低压污水管线 26.5km	86.19km
辅助工程	道路工程	道路	——	宽 4m，长 3km	宽 4m，长 4km	宽 4m，长 7km
	供电工程	井口供电电源	变压器选用节能型 S15-250/35-0.4			
		供电线路	10kV 线路 7.5km	35kV 电力线 56km；10kV 线路 10.5km	10kV 线路 8km	82km
	自控工程	监控系统	井场建设视频监控系统对新建井台进行可视化监视，并设计建设工艺参数采集和自控系统			

项目组成	工程分类	工程名称	工程内容			
			顺北 1 区	顺北 2 区	顺北 3 区	合计
公用工程	给水	职工用水	采用桶装车运提供			
	排水	移动厕所	井场配置移动式环保厕所			
环保工程	废气	井口伴生气	采用单井不加热密闭集输工艺			
	废水	钻井废水、采出水	钻井废水和采出水拉运到五号联合站的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/T 5329-2012）标准后回注地层			
		生活污水	井场配置可移动式环保厕所，施工结束后环保厕所由施工单位回收			
		井下作业废液	井下作业废液采用专用废液收集罐收集后运往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/T 5329-2012）标准后回注地层			
	固废	钻井固废	采用“泥浆不落地”工艺，钻井导管和一开钻井阶段的钻井固废，经干化设备处理后，后用于井场、道路铺设。钻井二开及以下开次阶段的钻井固废（聚磺油基泥浆及岩屑），拉运至顺北油气田环保站无害化处理			
		施工废料	施工废料尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理			
		生活垃圾	集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理			
		油泥砂	产生的油泥砂经集中收集后拉运至顺北油气田环保站无害化处置			
	噪声	噪声	选用低噪声设备、合理布局、减振措施			
	生态		对临时占地进行生态恢复；在道路两侧和井场周边修建草方格，宽度为 30m（1m×1m）			
	环境风险		配备应急物资；修订完善环境风险应急预案并备案			
依托工程	顺北油气田五号联合站		施工废水依托五号联合站处理达标后回用于注水开发，不外排			
	顺北油气田环保站		施工废料、施工人员生活垃圾收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理			

2.4.1.4 顺北 41X 井钻井工程

该工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内顺北油气田区块内，西南距沙雅县城约 85km,地处塔克拉玛于沙漠北缘的戈壁沙漠区。

建设内容及规模为：主体工程（井场建设、钻井等）、辅助公用工程（供电、供水工程等）、环保工程（应急池、放喷池、钻井废弃物不落地处理系统等），办公及生活设施（全部为活动房），依托工程（泥浆储备罐、油罐等），设计井深 8421.42（斜/7830m(垂),斜井,目的层位为奥陶系一间房组,裸眼完井,井场永久占地面积 3600m^2。

2.4.1.5 西北油田分公司顺北 42X 井（勘探井）钻井工程

该项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内南部沙漠区顺北油气田内。建设内容及规模为：新钻顺北 42X 井 1 口，设计井深 7955.9（斜）/7642m（垂），目的层为奥陶系一间房组，完井方法为裸眼完井。井场设置应急池（600m^3）1 座，放喷

池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。项目总占地面积为 76600m²，其中永久占地面积为 2000m²。

2.4.1.6 西北油田分公司顺北 43X 井

该项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内、顺北 41 井北三维工区内，建设内容及规模为：采用五开井身结构，设计井型为斜井，完井方式为裸眼完井，完钻井深 8079.75（斜）/7700m（垂），目的层为奥陶系中统一间房组。井场设置应急池（600m³）1 座，放喷池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³）；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。项目新增永久占地面积为 2000m²，新增临时占地面积 119600m²。

2.4.1.7 西北油田分公司顺北 44X 勘探井工程

该项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内、顺北 41 井北三维工区。建设内容及规模为：新钻顺北 44X 井 1 口，井型为水平井，采用四开井身结构，设计钻井井深 8284.34m（斜）/7864m（垂），目的层为奥陶系一间房组鹰山组，完井方法为裸眼完井。井场设置应急池（600m³）1 座，放喷池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³）；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。项目总占地面积为 51600m²，其中永久占地面积为 2000m²。

2.4.1.8 西北油田分公司顺北 45X 勘探井工程

该项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内、顺北 41 井北三维工区。建设内容及规模为：新钻顺北 45X 井 1 口，为水平井，采用四开井身结构，设计钻井井深 8294.91m（斜）/7873m(垂)，目的层为奥陶系一间房细鹰山组，完井方法为裸眼完井。井场设置应急池(600m³）1 座，放喷池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³)；设置钻井平台 1 套、井废弃物不落地处理系统 1 套。项目总占地面积为 65600m²，其中永久占地面积为 2000m²。

2.4.2 污染物排放及达标分析

2.4.2.1 顺北区块 2018 年产能建设项目

1）施工期污染物排放及达标性分析

（1）污染物达标性分析

根据该项目环境影响报告评价结论，施工期废气、噪声对周边影响较小，且随施工结束不再产生。施工期固废、废水均得到了妥善处置，对环境影响较小。

（2）污染物排放情况

截至评价期间，该项目仍在建设中，尚未验收，根据该项目环境影响报告评价结论，施工期污染物产生及排放情况见表 2-20。

表 2-20　2018 产能项目施工期污染物产生、排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	井场	钻井废气	CO	279.05t	环境空气
			NOX	1287.59t	
			烃类	478.0t	
			SO_2	2.02t	
	生产科研基地	施工期	CO	1.70t	
			NOX	7.81t	
			烃类	2.9t	
废水	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	21625.05m^3	采用钻井废弃物不落地达标处理技术，废水循环利用不外排
		生活污水	SS、COD、BOD_5	10322.4m^3	生活污水集中收集移动旱厕内，运输至顺北1处理站内的生活污水处理装置进行处理
	生产科研基地			960m^3	依托沙雅县市政污水处理系统
固体废物	井场	钻井泥浆	/	20432.52m^3	水基泥浆采用钻井废弃物不落地达标处理，制成泥饼定期拉运至塔河油田绿色环保站处置；聚磺混油的废弃泥浆在钻井结束后由车辆拉运至塔河油田绿色环保站内的受浸泥土无害化处置先导试验装置进行热解析处理。
		钻井岩屑	/	30320.89m^3	采用钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于井场、道路铺设
		施工土方	/	6.2×10^4m^3	施工结束后回填管廊之上，实施平整水土保持措施；道路施工弃土可用于井场的铺设。
		生活垃圾	/	86.20t	集中收集统一拉运至塔河油田绿色环保站
	生产科研基地	施工垃圾	/	311.4t	施工垃圾拉运至沙雅县垃圾填埋场
		生活垃圾	/	12.0t	生活垃圾集中收集后交由市政环卫部门
噪声	井场	柴油发电机	/	100～105dB（A）	声环境，随施工期结束后消失
		钻机	/	100～105dB（A）	

		泥浆泵	/	95～100dB（A）	

2）运营期污染物排放及达标性分析

（1）废气污染物达标性分析

项目运营期生产废气污染源主要是加热炉有组织废气、井场无组织废气、污水处理站无组织废气、酸气火炬放空废气。生产科研基地运营期的大气污染物主要为厨房、供热锅炉的天然气燃烧废气、食堂油烟、进出基地的车辆尾气。

该项目井口至计量站油气集输均采用密闭流程，污水处理系统采用密闭流程，以减少硫化氢及非甲烷总烃的挥发。间歇熔硫釜工艺在收集固体硫时会产生少量的臭味，采用臭氧的离子除臭装置进行处理；天然气脱水环境会产生微量粉尘，由于天然气所含粉尘量较少，在粉尘过滤器处理后对周围环境影响甚微。生产科研基地采用天然气作为锅炉原料，食堂油烟采用油烟净化器，油烟对周围环境影响很小。

截至评价期间，该项目仍在建设中，尚未验收，根据该项目环境影响报告评价结论，项目运营期间加热炉及燃气锅炉以清洁的天然气为燃料，废气中 SO_2、NO_x和颗粒物符合国家《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中的相关标准；项目厂界无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中相关排放监控浓度限值。

综上所述，项目排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

（2）废水达标性分析

该项目产生的采出水、井下作业废液、间歇熔硫釜工再生气废水以及生产应急指挥中心产生的生活废水均得到有效的处理，可有效防范对地表水和地下水的影响。

综上所述，正常生产状况下，项目建设期和生产运行过程中废水及固废对周围水环境影响甚微。

3）噪声达标性分析

在建项目运营期，井场、场站及管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。在建项目噪声预测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 3 类标准的要求，对项目区周边环境影响较小，故在运营期间不会产生扰民现象。同时，项目各类发声设备均采用低噪声设备，同时确保设备在各种工况下达到最佳运行状态，可降低噪声影响。

4）固体废物

该项目油泥运至塔河油田污油泥处理站无害化处理；单井落地原油由作业单位100%回收；生活垃圾运至塔河油田绿色环保站处理；落地原油回收至联合站及处理站

进行处理；生产科研基地产生的生活垃圾集中收集后交由县环卫部门处理。

项目产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境造成的影响在可接受范围之内。

（2）污染物排放情况

截至评价期间，该项目仍在建设中，尚未验收，根据该项目环境影响报告评价结论，西北油田分公司顺北油气田在建 2018 产能项目污染物排放情况汇总见表 2-21。

表 2-21　2018 产能项目运营期污染物产生、排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	在建项目产生量	削减量	在建项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	顺北油气田采油集输工程	无组织挥发	VOCs（t/a）	155.0	0	155.0	无组织排放
		加热炉	废气量（$10^4m^3/a$）	23222.18	0	23222.18	通过排气筒进行有组织排放
			SO_2（t/a）	6.64	0	6.64	
			NO_X（t/a）	31.07	0	31.07	
			颗粒物（t/a）	4.76	0	4.76	
		污水处理系统	VOCs（t/a）	0.047	0	0.047	无组织排放
			H_2S（t/a）	0.16	0	0.16	
		天然气处理	H_2S（t/a）	16.05	15.23	0.82	采用臭氧的离子除臭装置进行处理，最后经15m以上的排气筒有组织排放
	生产科研基地	燃气锅炉	废气量（$10^4m^3/a$）	923.74	0	923.74	通过排气筒进行有组织排放
			SO_2（t/a）	0.20	0	0.20	
			NO_X（t/a）	1.29	0	1.29	
			颗粒物（t/a）	0.19	0	0.19	
		汽车尾气	CO（t/a）	2.41	0	2.41	无组织排放
			非甲烷总烃（t/a）	0.31	0	0.31	
			NO_X（t/a）	0.28	0	0.28	
		食堂	油烟（t/a）	0.024	0	0.024	
废水	井场	井下作业废液	废水量（m^3/a）	2587.41	2587.41	0	严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理
	联合站及集中处理站	采出水	废水量（m^3/d）	1423.0	1423.0	0	原油处理站进行油水分离，分离后的污水分别输送至五号联合站及顺北1处理站污水处理系统处理后回注油层
		再生气废水	废水量（m^3/a）	30.0	30.0	0	排入五号联合站

项目	工程	污染源	污染物	在建项目产生量	削减量	在建项目排放量	主要处理措施及排放去向
		生活污水	废水量（m^3/a）	3433.92	3433.92	0	经地埋式一体化污水处理设施处理后用于沙漠植被绿化
	生产科研基地	生活污水	废水量（m^3/a）	6658	6658	0	排入市政排水系统
固体废物	联合站及集中处理站	油泥（t/a）		314.4	314.4	0	运至塔河油田污油泥处理站处理
		油泥（污水系统）（t/a）		201	201	0	
	生产应急指挥中心	生活垃圾（t/a）		17.88	17.88	0	收集后运至塔河油田绿色环保站处理
	井场	落地原油（t/a）		5.4	5.4	0	带罐作业，落地油 100%回收
	生活科研基地	生活垃圾（t/a）		69.35	69.35	0	集中收集后交由市政环卫部门

2.4.2.2 顺北油气田环保站建设工程

1）施工期污染物排放及达标性分析

根据该项目环境影响报告评价结论，施工期施工扬尘、噪声对周边影响较小，且随施工结束不再产生。施工期固废主要为建筑垃圾和生活垃圾，全部送当地环卫部门指定地点处置，不外排。废水主要为车辆清洗废水和施工人员生活污水，生产废水经沉淀池澄清后，用于施工场地洒水抑尘，不外排；施工产生的生活污水，产生量小且水质简单，全部泼洒抑尘，对环境影响较小。

2）运营期污染物排放及达标性分析

（1）废气污染物达标性分析

该项目热解主机烟气有组织排放；废液处理区废气、磺化泥浆接收池及处理装置区废气、干渣临时堆放场废气、含油类固废处置区废气、热解干渣堆放场废气、热解不凝气、储油罐废气、建筑垃圾贮存场废气无组织排放。

根据其环境影响报告书评价结论，该项目外排废气在采取相应的环保措施后，新增污染源正常排放下各类污染物中，最大占标率为非甲烷总烃 5.78%，占标率较小，各污染因子均能达标排放，对大气环境影响较小。

（2）废水污染物达标性分析

运营期废液处理过程中过滤器反冲洗废水、废液处理装置处理后外输水、含油污泥及受侵土壤预处理过程中清洗废水、油水分离系统产生的含油废水经管线输送至顺北 5 号联合站外输系统进行外输回注；循环冷却系统排污水用于含油污泥及受侵

土壤处理装置；磺化泥浆处理单元排水处理达标后大部分回用于前端固废处理用水和配药系统配制药剂，少量排入反冲洗及外输缓冲水池，通过管网输送至顺北 5 号联合站外输系统进行外输回注；生活污水经站内一体化生活污水处理装置进行处理后，回用于场区植被绿化。

根据其环境影响报告书评价结论，该项目废水均未外排，对地表水环境影响较小。

（3）噪声达标性分析

现有产噪设备主要为破碎机、振动筛、滚筒筛分机、燃烧室风机、破碎筛分一体机及各种泵类，噪声值在 80dB（A）～90dB（A）。通过选用低噪声设备、基础减振、安装消声器等降噪措施，降噪效果在 15dB（A）～20dB（A），根据其环境影响报告书评价结论，厂界噪声均能达标排放。

（4）固体废物达标性分析

该项目废液处理装置产生的回收油在污油池暂存，定期外运至五号联合站进行处理；油泥在含油污泥贮存池暂存，通过站内热解装置处理；磺化泥浆废弃物处理后还原土外运垫井场、道路等综合利用；筛分废物送收集后送塔河油田绿色环保站进行填埋，热相分离系统产生的还原土在热解干渣堆放场暂存后，定期外运综合利用；油水分离系统回收油在储油罐储存，定期拉运至五号联合站进行处理，处理后建筑垃圾外运垫井场、道路等综合利用；生活垃圾送收集后送塔河油田绿色环保站进行填埋。该项目各类固体废物均被综合利用或妥善处置，不会对环境产生明显不利影响。

（5）污染物排放情况

顺北油气田环保站项目污染物排放情况汇总见表 2-22。

表 2-22　顺北油气田环保站项目运营期污染物产生、排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	在建项目产生量	削减量	在建项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	顺北油气田环保站	废液处理区无组织废气	VOCs（t/a）	0.022	0	0.022	无组织排放
		热解主机烟气	废气量（$10^4m^3/a$）	2088	0	2088	通过排气筒进行有组织排放
			SO_2（t/a）	0.418	0	0.418	
			NO_X（t/a）	1.88	0	1.88	
			颗粒物（t/a）	0.317	0	0.317	
		磺化泥浆废弃物处置区无组织废气	VOCs（t/a）	0.145	0	0.145	无组织排放
		含油类固废处置区无组	VOCs（t/a）	0.259	0	0.259	无组织排放

项目	工程	污染源	污染物	在建项目产生量	削减量	在建项目排放量	主要处理措施及排放去向
		织废气					
		热解干渣堆放场无组织废气	颗粒物	0.011	0	0.011	无组织排放
		储油罐无组织排放	非甲烷总烃	0.036	0	0.036	无组织排放
		建筑垃圾处理区无组织废气	颗粒物	0.0036	0	0.0036	无组织排放
废水	顺北油气田环保站	反冲洗废水	废水量（m^3/d）	1	1	0	通过管网返回废液处理装置进行处理
		处理后外输水	废水量（m^3/d）	399.3	399.3	0	通过管网输送至顺北5号联合站外输系统进行外输回注
		磺化泥浆处理单元排水	废水量（m^3/d）	4.5	4.5	0	处理达标后大部分回用于前端固废处理用水和配药系统配制药剂，少量排入反冲洗及外输缓冲水池，通过管网输送至顺北5号联合站外输系统进行外输回注
		清洗废水	废水量（m^3/d）	3	3	0	经管道输送至油水分离系统进一步处理
		循环冷却系统排水	废水量（m^3/d）	0.4	0.4	0	串联使用于含油污泥及受侵土壤处理装置
		含油废水	废水量（m^3/d）	11	11	0	经管道输送至站内废液处理装置进行处理
		生活污水	废水量（m^3/d）	1.6	1.6	0	排入化粪池，再经站内一体化污水处理装置进行处理，达标后回用于厂区植被绿化
固废	顺北油气田环保站	回收油	废油（t/a）	119.978	119.978	0	回收油池暂存，定期由罐车外运至五号联合站进行处理
		油泥	油泥（t/a）	1814	1814	0	含油污泥贮存池暂存，通过站内热解装置处理
		磺化泥浆废弃物处理后还原土	还原土（t/a）	75595.31	75595.31	0	外运垫井场、道路等综合利用
		筛分废物	石块等（t/a）	20	20	0	收集后送塔河油田绿色环保站进行填埋
		热相分离系统还原土	还原土（t/a）	29500	29500	0	在热解干渣堆放场暂存后，定期外运综合利用
		油水分离系统回收油	回收油（t/a）	2700	2700	0	在储油罐储存，定期拉运至五号联合站进行处理
		处理后建筑垃圾	建筑垃圾（t/a）	3899.996	3899.996	0	外运垫井场、道路等综合利用
		生活垃圾	塑料袋、废纸、果皮等（t/a）	6	6	0	收集后送塔河油田绿色环保站进行填埋

2.4.2.3 顺北 41X 井钻井工程

1）废气污染物排放及达标性分析

该项目施工期废气主要为施工扬尘、施工废气和试油废气。施工扬尘、施工废气随施工结束后消散；试油期间分离出的天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。该项目对周围大气环境影响较小。

2）废水污染物排放及达标性分析

该项目施工期废水主要为钻井废水和施工人员生活污水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。生活污水用罐收集后定期运至顺北 1 井区已建地埋式一体化污水处理设施处理，处理达标后用于周边沙漠植物绿化。

3）固体废物

该项目施工期固体废物主要为压裂废液、钻井固废、机械设备废油和生活垃圾。压裂废液采用专用废液收集罐收集后运至塔 河油田绿色环保站处理；磺化泥浆和岩屑拉运至塔河油田绿色环保站处理，非磺化泥浆和岩屑经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路；机械设备废油拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收；生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站填埋处置。

4）噪声

噪声主要来自钻机、泥浆泵等机械设备，随施工期结束而消散，对周围声环境影响较小。

2.4.2.4 西北油田分公司顺北 42X 井（勘探井）钻井工程

1）废气污染物排放及达标性分析

该项目施工期废气主要为施工扬尘、施工废气和试油废气。施工扬尘、施工废气随施工结束后消散；试油期间分离出的天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。该项目对周围大气环境影响较小。

2）废水污染物排放及达标性分析

该项目施工期废水主要为钻井废水和施工人员生活污水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。生活污水用罐收集后定期运至顺北 1 井区已建地埋式一体化污水处理设施处理，处理达标后用于周边沙漠植物绿化。

3）固体废物

该项目施工期固体废物主要为压裂废液、钻井固废、机械设备废油和生活垃圾。压裂废液采用专用废液收集罐收集后运至塔 河油田绿色环保站处理；磺化泥浆和岩屑拉运至塔河油田绿色环保站处理，非磺化泥浆和岩屑经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路；机械设备废油拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收；生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站填埋处置。

4）噪声

噪声主要来自钻机、泥浆泵等机械设备，随施工期结束而消散，对周围声环境影响较小。

2.4.2.5 西北油田分公司顺北 43X 井

1）废气污染物排放及达标性分析

该项目施工期废气主要为施工扬尘、施工废气和试油废气。施工扬尘、施工废气随施工结束后消散；试油期间分离出的天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。该项目对周围大气环境影响较小。

2）废水污染物排放及达标性分析

该项目施工期废水主要为钻井废水和施工人员生活污水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。生活污水用罐收集后定期运至顺北 1 井区已建地埋式一体化污水处理设施处理，处理达标后用于周边沙漠植物绿化。

3）固体废物

该项目施工期固体废物主要为压裂废液、钻井固废、机械设备废油和生活垃圾。压裂废液采用专用废液收集罐收集后运至塔 河油田绿色环保站处理；磺化泥浆和岩屑拉运至塔河油田绿色环保站处理，非磺化泥浆和岩屑经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路；机械设备废油拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收；生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站填埋处置。

4）噪声

噪声主要来自钻机、泥浆泵等机械设备，随施工期结束而消散，对周围声环境影响较小。

2.4.2.6 西北油田分公司顺北 44X 勘探井工程

1）废气污染物排放及达标性分析

该项目施工期废气主要为施工扬尘、施工废气和试油废气。施工扬尘、施工废气随施工结束后消散；试油期间分离出的天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。该项目对周围大气环境影响较小。

2）废水污染物排放及达标性分析

该项目施工期废水主要为钻井废水和施工人员生活污水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。生活污水用罐收集后定期运至顺北 1 井区已建地埋式一体化污水处理设施处理，处理达标后用于周边沙漠植物绿化。

3）固体废物

该项目施工期固体废物主要为压裂废液、钻井固废、机械设备废油和生活垃圾。压裂废液采用专用废液收集罐收集后运至塔 河油田绿色环保站处理；磺化泥浆和岩屑拉运至塔河油田绿色环保站处理，非磺化泥浆和岩屑经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路；机械设备废油拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收；生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站填埋处置。

4）噪声

噪声主要来自钻机、泥浆泵等机械设备，随施工期结束而消散，对周围声环境影响较小。

2.4.2.7 西北油田分公司顺北 45X 勘探井工程

1）废气污染物排放及达标性分析

该项目施工期废气主要为施工扬尘、施工废气和试油废气。施工扬尘、施工废气随施工结束后消散；试油期间分离出的天然气经过管线引至放散管燃烧后排放，随工程的结束而消失。该项目对周围大气环境影响较小。

2）废水污染物排放及达标性分析

该项目施工期废水主要为钻井废水和施工人员生活污水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。生活污水用罐收集后定期运至顺北 1 井区已建地埋式一体化污水处理设施处理，处理达标后用于周边沙漠植物绿化。

3）固体废物

该项目施工期固体废物主要为压裂废液、钻井固废、机械设备废油和生活垃圾。压裂废液采用专用废液收集罐收集后运至塔 河油田绿色环保站处理；磺化泥浆和岩

屑拉运至塔河油田绿色环保站处理，非磺化泥浆和岩屑经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路；机械设备废油拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收；生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站填埋处置。

4）噪声

噪声主要来自钻机、泥浆泵等机械设备，随施工期结束而消散，对周围声环境影响较小。

2.4.2.8 顺北油气田 2021 年产能建设项目

1）施工期污染物排放及达标性分析

（1）污染物达标性分析

根据该项目环境影响报告评价结论，施工期废气主要包括施工扬尘施工废气，施工噪声主要来自钻井、井下作业及地面工程等机械设备噪声，均随施工结束而消散，对周边影响较小

施工期固废中，导管及一开阶段的钻井固废属于一般固废，采用“泥浆不落地”工艺，经干化、压滤等设备处理后的泥饼，用于修路、铺垫井场；二开及以下开次阶段的钻井固废属于危险废物，依托顺北油气田环保站无害化处理；施工废料尽可能回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的运至顺北油气田环保站处理；生活垃圾收集后运至顺北油气田环保站无害化处理。

施工废水中，钻井废水和探井试油废水通过罐车拉运至五号联合站，经五号联合站达标后回注地层，用于油田注水开发；施工作业废液由罐车拉运至顺北油田绿色环保站达标后回注地层；试压废水收集沉淀后用于周边沙漠植被洒水降尘；施工现场设置环保型移动厕所，生活污水不外排。

（2）污染物排放情况

截至评价期间，该项目仍在建设中，尚未验收，根据该项目环境影响报告评价结论，施工期污染物产生及排放情况见表 2-20。

表 2-23　2021 产能项目施工期污染物产生、排放情况汇总表

项目	污染源	主要污染工序	主要污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	井场、道路、管线建设、车辆运输等	扬尘	少量	——	少量	控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖
	施工废气	施工机械、车辆	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	——	少量	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强

项目	污染源	主要污染工序	主要污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
		柴油发动机	总烃	23.775t	——	23.775t	设备和运输车辆的检修和维护等
			NO_X	40.876t		40.876t	
			SO_2	0.27t		0.27t	
			颗粒物	11.4t		11.4t	
废水	钻井废水	钻井施工	悬浮物、COD、石油类	1416.7m^3	1416.7m^3	0	收集后拉运至五号联合站
	试油废水	探井试油作业		1848.56m^3	1848.56m^3	0	收集后拉运至五号联合站
	施工作业废液	钻井期作业		930m^3	930m^3	0	收集后拉运至顺北油田绿色环保站
	试压废水	管线试压	悬浮物	389.36m^3	389.36m^3	0	收集后经沉淀后用于洒水降尘
	生活污水	施工人员生活	悬浮物、COD、氨氮	5220m^3	5220m^3	0	生活污水排入环保型移动厕所
固体废物	导管及一开阶段的钻井固废	钻井	钻井废泥浆和岩屑	27267.52t	27267.52t	0	采用“泥浆不落地”工艺，经干化、压滤等设备处理后的泥饼，用于修路、铺垫井场
	二开及以下开次阶段的钻井固废	钻井	钻井废泥浆和岩屑	48012.52t	48012.52t	0	收集后运至顺北油田绿色环保站无害化处理
	施工废料	施工建设过程，管线防腐、焊接	废焊条、废防腐材料	4.64t	4.64t	0	尽可能回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的运至顺北油田绿色环保站处理
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	65.25t	65.25t	0	收集后运至顺北油田绿色环保站无害化处理

2）运营期污染物排放及达标性分析

（1）废气污染物达标性分析

该项目废气主要为井场无组织挥发废气，主要污染因子为非甲烷总烃、硫化氢。外排废气在采取相应的环保措施后，新增污染源正常排放下，预测最大占标率最大为硫化氢9.38%，项目的实施不会对大气环境产生明显影响。

（2）废水污染物污染物达标性分析

该项目运营期采出水依托五号联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。井下作业严格按照要求，带罐作业，作业废液拉运至顺北油气田环保站，经站内污水处理

系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

（3）噪声达标性分析

该项目运营期产噪设备主要为为注采设备噪声、井下作业噪声、阀组站设备噪声，噪声值在 65dB（A）～100dB（A）。根据项目环境影响报告书，典型井场厂界及声环境敏感点噪声预测结果见表 2-24。根据预测结果可知，昼间、夜间井场厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)3 类区排放限值要求。

表 2-24　井场正常运转时井场厂界及声环境敏感点噪声贡献值

评价点	昼间（dB（A））			夜间（dB（A））			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
SHB5-5 井场厂界							达标

（4）固体废物

在建工程运营期的固体废物主要为采出液及采出水处理过程以及井下作业过程中产生的油泥砂，依托顺北油气田环保站统一处理。顺北油气田环保站已按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）的要求进行设计、建设，设置警示标志，并对地面进行防渗，将严格执行并满足防风、防雨、防晒要求，建立台账及管理制度。

（5）污染物排放情况

顺北油气田 2021 年产能建设项目污染物排放情况汇总见表 2-25。

表 2-25　顺北油气田在建工程污染物产生、排放情况汇总表

项目	污染源	主要污染工序	主要污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	无组织挥发烃类废气（G2-1）	井场无组织挥发	总烃	6.51t/a	0	6.51t/a	采用油套连通套管气回收装置，加强日常运行管理
			非甲烷总烃	1.01t/a	0	1.01t/a	
			硫化氢	0.03t/a	0	0.03t/a	
废水	采出水（W2-1）	采出液处理	石油类、悬浮物	21.36×10^4m^3/a	21.36×10^4m^3/a	0	依托五号联合站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排
	井下作业废液（W2-2）	井下作业	悬浮物、COD、石油类	930m^3/a	930m^3/a	0	拉运至顺北油气田环保站，经站内污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用

项目	污染源	主要污染工序	主要污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
							于油田注水开发，不外排
固体废物	油泥砂（S2-1、S2-2）	采出液及采出水处理、井下作业	石油类	25.02t/a	25.02t/a	0	收集后运至顺北油气田环保站无害化处理

2.5 现有、在建项目污染物排放汇总及总量达标性分析

顺北油气田现有工程、在建工程污染物排放情况汇总见表 2-26。

表 2-26 顺北油气田现有、在建工程污染物排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	现有工程排放量	在建工程排放量	去向
废气	废气量	478.23×$10^4m^3/a$	25310.18×$10^4m^3/a$	大气
	SO_2	0.1t/a	7.258t/a	
	颗粒物	0.67t/a	5.28t/a	
	氮氧化物	10.3t/a	34.52t/a	
	非甲烷总烃	39.2t/a	157.839t/a	
	硫化氢	2.098t/a	16.57t/a	
	一氧化碳	0	2.41t/a	
废水	生活污水	0	0	在建五号联合站内的生活污水产生量约 3433.92m^3/a 经地埋式一体化污水处理设施处理后用于沙漠植被绿化；生产科研基地的生活污水产生量约 6658m^3/a 排入市政排水系统；顺北油气田环保站的生活污水产生量约 1.6m^3/d 排入化粪池，再经站内一体化污水处理装置进行处理，达标后回用于厂区植被绿化
	生产废水	0	0	现有工程采出水 9.2×$10^4m^3/a$，作业废液 1050m^3/a 处理达标后回注地层；在建工程采出水产生量约 1423m^3/d，输送至五号联合站处理达标后回注地层，绿色环保站的处理外输水产生量约 399.3m^3/d 通过管网输送至顺北 5 号联合站外输系统进行外输回注
	反冲洗废水	0	0	在建顺北油气田环保站内产生量约 1m^3/d，通过管网返回废液处理装置进行处理
	磺化泥浆处理单元排水	0	0	在建顺北油气田环保站内产生量约 4.5m^3/d，处理达标后大部分回用于前端固废处理用水和配药系统配制药剂，少量排入反冲洗及外输缓冲水池，通过管网输送至顺北 5 号联合站外输系统进行外输回注
	清洗废水	0	0	在建顺北油气田环保站内产生量约 3m^3/d，经管道输送至油水分离系统进一步处理
	循环冷却系统排水	0	0	在建顺北油气田环保站内产生量约 0.4m^3/d，串联使用于含油污泥及受侵土壤处理装置，不外排

污染物类型	污染物名称	现有工程排放量	在建工程排放量	去向
	含油废水	0	0	在建顺北油气田环保站内产生量约 11m³/d，经管道输送至站内废液处理装置进行处理
固废	油泥砂	0	0	现有工程油泥砂的产生量 33.66t/a，在建工程油泥砂的产生量 24347t/a，拉运至塔河油田污油泥处理站无害化处理，不外排
	碱渣	0	0	现有工程所产碱渣量 1.04m³/d，碱渣废液经碱渣装车泵装车拉运至二号联碱渣处理系统处理
	生活垃圾	0	0	现有工程生活垃圾产生量为 70.56m³/a，在建工程生活垃圾产生量 3448t/a，由当地环卫部门处置

2.6 环境问题及“以新带老”改进意见

1）环境问题

根据《西北油田分公司 2020 年挥发性有机物治理攻坚行动方案》和《挥发性有机物（VOCs）泄漏密封点识别排查核验检测台账》文件的要求，对西北油田分公司顺北油气田重点站场的重点装置区进行了泄漏密封点识别排查，采油四厂建立有完善的检测台账，经过核验未发现有环境问题。

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是井场临时占地未恢复。

在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

（1）部分生产井井场临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。风力强大，地表土质疏松干燥，管线、站场建设等开发活动对地表植被和土壤造成扰动，使原本自然地貌遭到破坏，根据现场调查，拟建项目均位于沙漠内，在区域环境造成碾压破坏时，较难恢复至原有地貌，并在风力作用下极易起尘。

（2）有部分井场遗留有废弃设施及弃渣，没有及时清运。

2）整改措施

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目前存在的问题加以有效解决，限期整改：

（1）加强环境管理，对井场的固体废弃物限期治理，进行收集和清运，妥善处置。逐步推广使用钢模基础，可重复利用，减少井场水泥块等固废的产生量。

（2）督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整场地。修复井场道路，尽量利用现有道路，减少对区域环境的影响。

3 拟建项目工程分析

3.1 项目概况

3.1.1 基本情况

项目名称：顺北油气田二区 4 条带 2021 年单井产能地面工程；

建设地点：新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县内，北距沙雅县城约 65km，地理位置见图 3-1；

建设性质：改扩建；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司；

建设投资：总投资 11.80 亿元，其中环保投资 920 万元；

建设规模：新建甲醇注入橇 12 台，新建单井油气集输管线总长 44.2km，新建 4 座阀组站，新建阀组间油气集输干线总长 23km；新建原油分输管道 50km、沿线设 1 座截断阀室，新建顺北 SHB4-2H 油气分输站 1 座，另外配套建设电力、自控、防腐系统等。

图 3-1　拟建项目地理位置示意图

3.1.2 工程组成

拟建项目主要工程组成情况具体见表 3-1 和图 3-2。

表 3-1 拟建项目工程组成

项目组成	工程分类	工程名称	工程内容	建设性质
主体工程	井场工程	甲醇注入橇	新建 12 台 10L/h 10MPa 甲醇注入橇（顺北 41X、顺北 42X、顺北 43X、顺北 44X、顺北 45X、SHB4-3H、SHB4-4H、SHB4-5H、SHB4-6H、SHB4-7H、SHB4-8H、SHB4-9H 井场各设置 1 台）	新建
	管线工程	单井集油管线	新建 DN100、PN=10MPa 单井管线合计 11.9km； 新建 DN150、PN=10MPa 单井管线合计 32.3km	新建
		阀组间集输干线	新建顺北 43X 阀组至 SHB4-4H 阀组间 DN350、PN=10MPa 集输干线 13.5km	新建
			新建 SHB4-4H 阀组至 SHB4-2H 阀组间 DN350、PN=10MPa 集输干线 9.5km	新建
		原油分输管道	新建 DN250、PN=6.3MPa 原油分输管道 50km	新建
	站场工程	阀组站	新建 4 座阀组站（顺北 42X 阀组、顺北 43X 阀组、SHB4-4H 阀组、顺北 4-2H 阀组）、1 座截断阀室（1#阀室）	新建
		顺北 SHB4-2H 油气分输站（与顺北 4-2H 阀组合建）	新建 1 座油气分输站，设计原油处理规模：1200t/d（1400m^3/d）、设计天然气处理规模：125×10^4m^3/d	新建
			新建 3 台三相分离器 Φ2.8×13-10.0MPa	新建
			新建 2 台天然气除油器 Φ2.4×8-10.0MPa	新建
			新建 3 台外输泵，扬程 600m，Q=50m^3/h N=180kW	新建
			新建 1 台收球筒，DN250，6.3MPa	新建
			新建 1 台发球筒，DN250，6.3MPa	新建
			新建 1 座 6 井式选井计量装置，9.5MPa	新建
			新建 1 台火炬分液罐 Φ1000×4500，0.2MPa	新建
			新建 1 台放空火炬 DN350 H=40000	新建
			新建 1 台加药橇（加药装置排量：0～50L/h，排出压力 8.0MPa）	新建
			新建 1 台埋地污油罐 Φ1.6×5.8-1.6MPa	新建
辅助工程	通信工程	通信	包括光缆线路部分、视频监控系统、广播系统、站内数据传输系统、周界安防等	新建
	供电工程	变压器	新建 1 座电力变压器 S15-500/10 10/0.4kV	新建
		供电线路	新建 0.5km 10KV 架空线路 LGJ-120	新建
	自控工程	监控系统	井场建设视频监控系统对新建井台进行可视化监视，并设计建设工艺参数采集和自控系统	新建
公用工程	给水	职工用水	采用桶装车运提供	依托
	排水	移动厕所	井场配置移动式环保厕所	新建
环保工程	废水	施工期	1）管线试压废水：试压废水经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被； 2）生活污水：施工现场配置可移动式环保厕所，施工结束	依托

项目组成	工程分类	工程名称	工程内容	建设性质
			后环保厕所由施工单位回收	
		运营期	生活污水：油气分输站设置橇装环保厕所，生活污水经站内新建地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化	新建
	固废	施工期	1）施工废料尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理； 2）生活垃圾集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理	依托
		运营期	1）油气分输站泵类设备保养产生的废润滑油属于危险废物，暂存于污油罐，最终委托有危险废物资质的单位处理； 2）站场职工生活垃圾集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理	依托
	噪声	噪声	选用低噪声设备、合理布局、减振措施	新建
	生态		对临时占地进行生态恢复；在道路两侧和井场周边修建草方格+阻沙栅栏，范围为常年主导风向上风向 15m，下风向 10m 内	新建
	环境风险		配备应急物资；修订完善环境风险应急预案并备案，油气分输站设置放空火炬 DN350 H=40m	新建、依托

图 3-2　拟建项目总体工程布局图

3.1.3 主体工程

3.1.3.1 井场工程

拟建项目在顺北 41X、顺北 42X、顺北 43X、顺北 44X、顺北 45X、SHB4-3H、SHB4-4H、SHB4-5H、SHB4-6H、SHB4-7H、SHB4-8H、SHB4-9H 井场各新建 1 台甲醇注入橇（共计 12 套）。

甲醇（防冻剂）全部采用 1000L 规格包桶装拉运至井场，储存在井场甲醇注入橇中加药装置内。甲醇（防冻剂）主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，还可防止管输过程中采出液的冻堵。单井甲醇设计注入速率为 5L/h（0.12m^3/d），则单井年用量约为 43.8m^3，拟建项目甲醇用量合计 613.2m^3/a（476.46t/a）。

各井场甲醇注入橇设备一览表见表 3-2。

表 3-2　井场拟建设备一览表

序号	位置	设备	单位	数量
1	顺北 41X 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
2	顺北 42X 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
3	顺北 43X 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
4	顺北 44X 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
5	顺北 45X 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
6	SHB4-3H 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
7	SHB4-4H 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
8	SHB4-5H 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
9	SHB4-6H 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
10	SHB4-7H 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
11	SHB4-8H 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1
12	SHB4-9H 井场	甲醇注入橇，额定速率 10L/h、排出压力 10MPa	套	1

3.1.3.2 管线工程

3.1.3.2.1 管道规格

拟建项目单井油气集输管线总长 44.2km，阀组间油气集输干线总长 23km，原油分输管道 50km，详见表 3-3。

表 3-3　管道情况一览表

序号	管道长度	管道型号	管道起点	管道终点
1	单井管道 7.2km	DN100、PN=10MPa	顺北 41X 井	SHB4-2H 阀组
2	单井管道 1.2km	DN150、PN=10MPa	顺北 42X 井	顺北 42X 阀组

序号	管道长度	管道型号	管道起点	管道终点
3	单井管道 2.1km	DN150、PN=10MPa	顺北 43X 井	顺北 43X 阀组
4	单井管道 5.5km	DN150、PN=10MPa	顺北 44X 井	顺北 43X 阀组
5	单井管道 3.7km	DN150、PN=10MPa	顺北 45X 井	SHB4-4H 阀组
6	单井管道 2.8km	DN150、PN=10MPa	SHB4-3H 井	顺北 42X 阀组
7	单井管道 1.2km	DN150、PN=10MPa	SHB4-4H 井	SHB4-4H 阀组
8	单井管道 3.5km	DN150、PN=9.5MPa	SHB4-5H 井	顺北 43X 阀组
9	单井管道 6.0km	DN150、PN=10MPa	SHB4-6H 井	顺北 43X 阀组
10	单井管道 0.7km	DN100、PN=10MPa	SHB4-7H 井	SHB4-2H 阀组
11	单井管道 6.3km	DN150、PN=10MPa	SHB4-8H 井	SHB4-2H 阀组
12	单井管道 4.0km	DN100、PN=10MPa	SHB4-9H 井	顺北 43X 阀组
13	站间集输干线 13.5km	DN350 PN=10MPa	顺北 43X 阀组	SHB4-4H 阀组
14	站间集输干线 9.5km	DN350 PN=10MPa	SHB4-4H 阀组	SHB4-2H 阀组
15	原油分输管道 50km	DN250、PN=6.3MPa	拟建 SHB4-2H 油气分输站	顺北 53X 拉油流程

3.1.3.2.2 输送介质

1）原油

根据顺北油气田二区附近已建顺北 42X、顺北 41X 和满深 1 井的油气物性，二区原油含硫量平均为 0.194%；拟建项目输送的原油属于中低含蜡、低含硫的轻质原油，详见表 3-4。

表 3-4　原油性质分析表

井号	密度（g/cm^3）	运动黏度 50℃（mm^2/s）	凝固点（℃）	含硫（%）	含蜡（%）
顺北 42X 井	0.772	1.43	-12	0.176	8.66
顺北 41X 井	0.790	2.62	-12	0.103	3.19
满深 1 井	0.797	1.88	——	0.302	10.60
拟建项目	0.786	1.98	-12	0.194	7.48

2）伴生气

顺北油气田天然气性质和组成主要受烃类成熟度的控制及后期油气藏生物降解破坏的影响。甲烷含量、干燥系数（C_1/C_2+C_3）、甲烷系数（C_1/C_2+）由南向北、由东南而西北呈依次降低；重烃气含量依次增加的趋势。

根据顺北油田 7 口井的天然气分析数据结果，天然气相对密度分布在 0.680kg/m^3～0.750kg/m^3之间，平均 0.715；甲烷含量约 84.35%；重烃气（C_2^+）约 9.59%。N_2含量分布在 2.0%～4.09%之间，平均 3.05%；CO_2含量分布在 1.735%～

2.665%之间，平均 2.2%。顺北 1 井区天然气具有湿气特征，为油藏伴生气。顺北油田硫化氢含量分布均值为 3.319g/m^3。

拟建项目输送伴生气组分见表 3-5。

表 3-5 伴生气组分一览表

井号	相对密度	CH_4（%）	C_2H_6（%）	C_3H_8（%）	C_4H_{10}（%）	C_5^+（%）	N_2	CO_2	其他（%）	H_2S（ppm）	H_2S（mg/m^3）
顺北油区	0.71	84.35	5.31	2.26	1.1	0.92	3.05	2.2	0.81	2000	3319

备注：表中数据为体积分数。

3）输送量

（1）单井管道输送量

根据建设单位的可研资料，拟建单井管道输送量一览表见表 3-6。

表 3-6 拟建项目单井管道输送量一览表

单井	管径	输油量（t/d）	输气量（10^4m^3/d）	含水率（%）	井口压力（MPa）	阀组进站压力（MPa）
顺北 41X 井	DN100	60	22	1.5	/	/
顺北 42X 井	DN150	60	22	1.5	/	/
顺北 43X 井	DN150	60	4.2	1.5	/	/
顺北 44X 井	DN150	50	17	1.5	/	/
顺北 45X 井	DN150	50	17	1.5	/	/
SHB4-3H 井	DN150	50	17	1.5	/	/
SHB4-4H 井	DN150	50	17	1.5	/	/
SHB4-5H 井	DN150	120	9	1.5	7.44	7.2
SHB4-6H 井	DN150	120	9	1.5	7.52	7.2
SHB4-7H 井	DN100	60	22	1.5	6.85	6.4
SHB4-8H 井	DN150	60	22	1.5	7.13	6.4
SHB4-9H 井	DN100	60	4.2	1.5	7.58	7.2

（2）集输干线输送量

根据建设单位的可研资料，拟建集输干线输送量一览表见表 3-7。

表 3-7 拟建集输干线输送量一览表

集输干线	管径	输油量（t/d）	输气量（10^4m^3/d）	含水率（%）	阀组进站压力（MPa）
顺北 43X 阀组—SHB4-4H 阀组	DN350	600	80	1.5	7.2
SHB4-4H 阀组—SHB4-2H 阀组	DN350	600	80	1.5	7.2

（3）原油分输管道输送量

根据建设单位的可研资料，拟建原油分输管道原油输送量见表 3-8。

表 3-8 拟建原油分输管道输送量一览表

指标	管径	输油量（t/d）	含水率（%）	SHB4-2H 分输站出站压力（MPa）	顺北 53 进站压力（MPa）
数据	DN250	1200	1.5	6.3	6.0

3.1.3.2.3 线路走向

拟建项目管道沿已建设道路走向敷设，管道路由见图 3-3。

图 3-3 管道路由

3.1.3.2.4 穿跨越工程

拟建项目沿线以沙漠和钻前道路为主，无地表水体，钻前道路为砂石路，不涉及穿跨越工程。

3.1.3.2.5 敷设方式

根据规范规定及管道所经地区的地区等级、土壤类别及物理力学性质，并考虑到管道稳定性等要求综合确定，管道采用埋地敷设。管道埋深一般要求如下：

1）管顶覆土深度不小于 1.2m，且大于标准冻结深度。对于塔克拉玛干沙漠地带，易发生管顶覆土受风吹减薄影响，考虑埋深不小于 1.5m；

2）石方地段管底应超挖 0.3m，并回填细土至管顶以上 0.3m。

3.1.3.2.6 作业带宽度

拟建项目作业带宽度为 12m。

3.1.3.3 站场工程

3.1.3.3.1 油气分输站

拟建项目新建 1 座顺北 SHB4-2H 油气分输站，与拟建 SHB4-2H 阀组合建，主要功能是将计量站来的油（液）、气混合物进行分离、计量，然后将含水原油和气分别外输。

拟建分输站主要接收顺北油气田二区 4 条带内 12 座单井（顺北 41X、顺北 42X、顺北 43X、顺北 44X、顺北 45X、SHB4-3H、SHB4-4H、SHB4-5H、SHB4-6H、

SHB4-7H、SHB4-8H、SHB4-9H 井）采出油气，并为未来 4 条带内产能建设项目服务，单井油气经单井管线进入拟建阀组后，再由拟建集输干线输送至 SHB2-2H 阀组，由 SHB2-2H 阀组进分输站，其中顺北 42X 阀组至拟建 SHB4-2H 阀组间集输干线管线环评已包含在《顺北油气田二区 4 号断裂带南段 SHB4-2H 井凝析气藏评价项目环境影响报告书》中，本次不再重复评价。油气经分离处理后，分离出的油水混合液经拟建 50km 原油外输管道输送至顺北 53X 拉油流程，与顺北三区油水混合液汇合，依托现有顺北 53X 至五号联 DN350 输油管道输送至五号联进一步处理；拟建油气分输站分离出的天然气外输流程及建设内容不在本次评价范围内，后期另行办理环保手续。

1）设计规模

设计原油处理规模：1200t/d（1400m^3/d）

设计天然气处理规模：125×10^4m^3/d

硫化氢：2000ppm

含水率：≤1.5%

2）设计参数

井口来油温度：30℃

井口来油压力：6.4～8.3MPa

分离压力：6.4MPa

分离温度：30℃

3）主要设备

油气分输站主要设备见表 3-9。

表 3-9　油气分输站主要设备一览表

序号	设备	单位	数量
1	三相分离器Φ2800×11500，10.0MPa	台	3
2	天然气除油器Φ2400×8000，10.0MPa	台	2
3	外输泵，扬程 600m，Q=50m^3/h　N=180kW	台	3
4	收球筒，DN250，6.3MPa	台	1
5	发球筒，DN250，6.3MPa	台	1
6	6 井式计量装置，9.5MPa（即 SHB4-2H 阀组）	座	1
7	放空火炬 DN350 H=40m	座	1
8	火炬分液罐Φ1000×4500，0.2MPa	台	1
9	加药橇（加药装置排量：0～50L/h，排出压力 8.0MPa）	套	1
10	埋地污油罐Φ1600×4800，1.6MPa	台	1

4）平面布置

根据油气分输站功能分区，本站主要有计量装置区、油气分离装置区、收发球装置区、配电室、值班室、加药间和放空火炬区等，其中放空火炬区位于油气分输站围墙外，相对分输站位于其东北侧 130m 处。建设单位在进行平面布置时根据当地风向、工艺流程等因素，合理布置设施和建筑物。本次站内工艺装置区相对集中布置、流程合理且位于值班室全年最大频率风向的侧风侧。

拟建项目总图布局较为合理，分输站平面布置示意图见图 3-4，放空火炬区平面布置示意图见图 3-5。

图 3-4　油气分输站平面布置示意图

图 3-5　油气分输站放空火炬区平面布置示意图

3.1.3.3.2 阀组站

根据顺北油气田井位分布和集输需要，拟建项目在顺北油气田新建 4 座无人值守阀组站（顺北 42X 阀组、顺北 43X 阀组、顺北 4-2H 阀组、SHB4-4H 阀组），除顺北 4-2H 阀组与油气分输站合建外，每座阀组新增占地 900m^2。油气密闭集输至无人值守计量阀组，计量后油气混输至拟建顺北 SHB4-2H 油气分输站。阀组站主要设备见表 3-10。

表 3-10　拟建项目阀组站主要设备一览表

序号	阀组名称	主要设备
1	顺北 42X 阀组	4 井式计量阀组 1 套；DN200 H=15m 放空立管 1 根
2	顺北 43X 阀组	6 井式计量阀组；DN200 H=15m 放空立管 1 根
3	SHB4-2H 阀组	6 井式计量阀组；DN200 H=15m 放空立管 1 根
4	SHB4-4H 阀组	4 井式计量阀组；DN200 H=15m 放空立管 1 根

3.1.3.3.3 截断阀室

拟建项目 50km 原油外输管道 25km 处新建 1 座截断阀室，占地面积为 900m^2，阀室设置 1 套 15m 高放空立管，规格为 DN200。

3.1.3.4 主要原辅材料消耗及理化性质

拟建项目运营期主要原辅材料及能源消耗情况详见表 3-11，原辅材料理化

性质见表 3-12。

表 3-11 能源消耗统计一览表

序号	项目	用量	备注
1	甲醇	613.2m³/a（476.46t/a）	井场注甲醇橇；甲醇密度 0.777g/cm³
2	缓蚀剂	1.75t/a	拟建顺北 SHB4-2H 油气分输站
3	新鲜水	109.5m³/a	拟建顺北 SHB4-2H 油气分输站值班人员生活用水

表 3-12 原辅材料理化性质

序号	项目	理化性质
1	甲醇	甲醇（Methanol）是一种有机化合物，化学式为 CH3OH/CH4O，CAS 号为 67-56-1，分子量为 32.04，沸点为 64.7℃，密度 0.777g/cm³。甲醇是常用的天然气水合物抑制剂之一。
2	缓蚀剂	缓蚀剂种类较多。较常见的包括 CT2-10、CT2-7 缓蚀剂。CT2-10 缓蚀剂主要成分是有机胺，外观为黄色透明液体，有刺鼻气味，密度 0.997g/cm³，pH＜4.5，凝固点≤-4.5℃，能与水互溶，与油田常用的灭菌剂、阻垢剂及净化剂等均有良好的配伍性；CT2-7 缓蚀剂以水溶性有机胺盐成膜剂为主要成分，易溶于水，微溶于油，凝固点 11℃，密度 0.97g/cm³，有低毒，对皮肤有刺激性

3.1.4 辅助工程

3.1.4.1 供配电工程

油气分输站新建 1 座 S15-500/10 10/0.4kV 电力变压器，新建架空线路共计 0.5km。拟建项目阀室内通信、自控和防腐需要用电，每座阀室用电负荷为 5kW。

3.1.4.2 自控工程

每座阀室、油气分输站设置一套 RTU，RTU 设置在阀室仪表间内。RTU 包括机柜、控制器、通信模块、IO 板卡、浪涌保护器等。沿线阀室 RTU、泄漏检测系统数据上传至顺北二区 SCADA 数据服务器，SCADA 数据服务器可对沿线阀室数据进行监控、报警等。

3.1.4.3 通信工程

拟建项目通信部分包括光缆线路部分、视频监控系统、广播系统、站内数据传输系统、周界安防等。新建工业以太网系统 2 套，采用工业以太网系统分别作为自控信号和监控信号的传输通道，提供独立、专用的快速以太网通道，将阀室自控信号和监控信号通过工业以太网交换机汇聚并上传至五号联合站。

3.1.4.4 三桩及警示牌

拟建项目沿线设置里程桩、标志桩、测试桩、警示牌等，测试桩与里程桩合并，警示牌设置在沿线明显醒目的地方，管道沿线设置警示带，敷设位置在管道管顶正上方 500mm 处。

3.1.4.5 阴极保护

拟建项目采取阴极保护作为管道防腐层的补充手段，弥补防腐层缺陷对管道带来的腐蚀，延长管道的使用寿命。全线采用强制电流阴极保护，在 1 座截断阀室设置 1 座阴极保护站。

3.1.5 公用工程

3.1.5.1 给水工程

1）施工期

施工期用水主要为管道试压用水等，采用罐车拉运；施工人员生活用水采用桶装车运提供。生活用水量按照 50L/（人·d）、人员按照 50 人计算，拟建项目施工总时长 180d，则施工期生活用水共 450m^3。

2）运营期

运营期用水主要为油气分输站值班人员生活用水，生活用水包括值班人员饮用水、卫生器具用水等。运营期分输站值班人员为 6 人，生活用水量约 50L/（人·d），则生活用水量为 109.5m^3/a，采用桶装车运提供。

3.1.5.2 排水工程

1）施工期

施工期试压废水经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被；生活污水排入环保移动厕所，施工结束后由施工单位回收进行处理，施工期的生产废水均得到妥善处置，不外排。

2）运营期

运营期污水主要为分输站值班人员生活污水，污水产生量按用水的 80%计，为 87.6m^3/a，生活污水经站内新建地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化。

3.2 施工周期

拟建项目预计 2021 年 9 月开始施工，施工周期为 6 个月，预计 2022 年 3 月

完工投产。

3.3 工程占地

拟建项目占地总面积 1399224㎡，其中永久占地面积 7224㎡，临时占地面积 1392000㎡，永久占地将改变土地利用性质，对环境产生一定影响。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。详见表 3-13。

表 3-13 拟建项目占地统计表

建设项目	临时占地面积（m2）	永久占地面积（m2）
油气分输站	0	3124（分输站 40m×73m、火炬放空区 17m×12m）
三桩及警示牌	0	500
阀组站	0	2700
截断阀室	0	900
管道	1392000	0
小计	1392000	7224
合计	1399224	

3.4 土石方平衡

拟建项目管沟开挖和回填会产生弃土，拟建项目挖方总量为 91525.2㎥，填方总量为 87399.2㎥，弃方总量为 4126㎥，剩余土石方主要为沙土，由于沿线为沙丘地貌，剩余土石方全部用于附近场地平整。

表 3-14 拟建项目土石方平衡表

分区	挖方（m3）	填方（m3）	弃方（m3）
阀组站	810	810	0
截断阀室	270	270	0
管道	87618	83492	4126
油气分输站	876.00	876.00	0
火炬放空区	61.20	61.20	0
进站路	1890	1890	0
合计	91525.2	87399.2	4126

3.5 劳动定员

拟建油气分输站为有人值守，劳动定员 6 人，由西北油田分公司内部调剂。

拟建项目投入运营后，各管道、阀组及油气分输站均为连续运行，年运行时间为 365d。

3.6 工程分析

3.6.1 施工期

施工期主要为地面工程建设。地面工程建设主要包括井场设备安装、站场建设、管道敷设等内容。

1）井场设备安装

拟建项目在顺北 41X、顺北 42X、顺北 43X、顺北 44X、顺北 45X、SHB4-3H、SHB4-4H、SHB4-5H、SHB4-6H、SHB4-7H、SHB4-8H、SHB4-9H 井场各安装 1 台 10L/h 甲醇注入橇。主要工程活动为场地平整、基础工程、设备安装等。

2）站场建设

拟建项目建设 4 座阀组站（顺北 42X 阀组、顺北 43X 阀组、SHB4-4H 阀组、顺北 4-2H 阀组）、1 座截断阀室（1#阀室）和 1 座油气分输站。主要工程活动为场地平整、基础工程、设备安装等。

3）管道敷设

（1）管道施工

对于新管道敷设，首先要测量定线，清理施工现场、平整施工作业带，另外拟建项目无需修建施工便道；管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏；在完成管沟开挖、顶管穿越等基础工作以后，按照施工规范，将在现场处理后的管道下到管沟内。管道挖沟法施工过程见图 3-6。

图 3-6　管道挖沟法作业示意图

（2）清管及试压

管道系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管道内部的杂物并检验管道及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。

①管道清管

管道系统压力试验合格后，应进行吹扫，吹扫采用空气吹扫。

吹扫前将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。

吹扫压力不超过设备和管道系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于 20m/s。吹扫过程中，当目测排气无颗粒物时，在

排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在 5min 内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

②管道试压

管道液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。然后缓慢降压进行试验水的排放。

地面工程建设过程中主要产污环节：施工期产生的施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、焊接烟尘（G1-3）、施工噪声（N1-1）、管道试压废水（W1-2）、施工废料（S1-1）、废弃土石方（S1-3）。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-1）和生活垃圾（S1-2）。

综上，施工期主要产污环节见表 3-15，主要工艺流程及产污环节见图 3-7。

表 3-15　拟建项目施工期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
井场设备安装	施工废气（G1-1） 施工扬尘（G1-2）	生活污水（W1-1）	生活垃圾（S1-2）	施工噪声（N1-1）
站场建设	施工废气（G1-1） 施工扬尘（G1-2）	生活污水（W1-1）	施工废料（S1-1） 生活垃圾（S1-2）	施工噪声（N1-1）
管道敷设	施工废气（G1-1） 施工扬尘（G1-2） 焊接烟尘（G1-3）	生活污水（W1-1） 管道试压废水（W1-2）	施工废料（S1-1） 生活垃圾（S1-2） 废弃土石方（S1-3）	施工噪声（N1-1）

图 3-7　施工期工艺流程及产排污节点

3.6.2 运营期

顺北油气田二区 4 条带内各油井采出液及伴生气在经过井口的甲醇注入橇注入甲醇后，通过拟建单井集油管线输至就近阀组，再通过拟建阀组间集油干线输送至油气分输站。

拟建阀组站油气进入拟建油气分输站，油气先进三相分离器进行分离，分离出的天然气经天然气除油器除去气体中的凝析油，气相外输至五号联合站进行处理（天然气增压流程及线路工程不在本次评价范围内，另行办理环保手续）；天然气除油器除掉的凝析油与三相分离器分离出来的油水混合液汇合，再经外输泵增压后，经拟建原油管道外输至顺北 53X 拉油流程，依托现有顺北 53X 拉油流程

—五号联已建DN350原油输送管道，输至五号联进行后续处理。

运营过程中主要产污环节：井场无组织废气（G2-1）、油气分输站无组织废气（G2-2）、井场甲醇橇设备噪声（N2-1）、油气分输站设备噪声（N2-2）、废润滑油（S2-1）、生活垃圾（S2-2）、生活污水（W2-1）。

运营期工艺流程及产排污见图 3-8。

图 3-8　运营期工艺流程及产排污示意图

3.7 主要污染物排放及治理措施

3.7.1 施工期污染物排放情况

3.7.1.1 废气

拟建项目施工期大气污染物主要包括施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）和焊接烟尘（G1-3）。

1）施工扬尘（G1-1）

拟建项目管道敷设、站场建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力因素的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2）施工废气（G1-2）

拟建项目施工过程中，会产生少量的施工废气，主要污染物为 SO_2、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于大气污染物的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较轻。

3）焊接烟尘（G1-3）

管道连接处焊接过程中会产生焊接烟尘。焊接烟尘主要来自焊条的药皮，少量来自焊芯及被焊工件。焊接烟尘产生量较小，且施工现场均在野外，焊接地点分散，有利于焊接烟尘的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。焊接烟尘的产生量与焊条的种类有关，施工中要求施工单位选用低毒低尘焊条，可最大限度地降低施工过程对周围空气环境的不利影响。

3.7.1.2 废水

拟建项目施工期水污染物主要包括生活污水（W1-1）、管道试压废水（W1-2）。

1）生活污水（W1-1）

项目施工期生活污水主要来自施工人员产生的生活污水。生活污水产生量按

照 50L/（人·d）、人员按照 50 人计算，拟建项目施工总时长 180d，则施工期生活污水产生量共 450m³，施工现场设置移动环保厕所进行收集处理，不外排。

2）管道试压废水（W1-2）

管道采用分段试压方式，拟建项目新建管道 DN100 11.9km、DN150 32.3km、DN350 23km、DN250 50km，试压废水可重复利用，经核算，新建管道试压废水最大产生量约为 5331.5m³，试压废水主要污染物为悬浮物，经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被。

3.7.1.3 固体废物

拟建项目施工期主要固体废物主要包括：施工废料（S1-1）、生活垃圾（S1-2）和废弃土石方（S1-3）。

1）施工废料（S1-1）

施工期产生的施工废料包括建筑垃圾、废包装材料和废焊条。

建筑垃圾、废包装材料主要产生于阀室建设、管道敷设过程，废焊条主要来自管道焊接作业。

参考国内长输管道运行经验，管道施工过程中施工废料产生量约为 20kg/km 管道，拟建项目新建管道共计 117.2km，因此，施工废料产生量为 2.34t。施工废料尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理。

2）生活垃圾（S1-2）

项目施工期生活垃圾主要来自钻井、作业和地面工程施工现场。生活垃圾按照 0.5kg/（人·d）计算、人员按照 50 人计算，拟建项目建设周期约为 180d，则生活垃圾产生量约 4.5t。施工期所产生的生活垃圾集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理。

3）废弃土石方（S1-3）

拟建项目管沟开挖和回填会产生弃土，拟建项目挖方总量为 91795.2m³，填方总量为 87669.2m³，弃方总量为 4126m³，剩余土石方主要为沙土，由于沿线为沙丘地貌，剩余土石方全部用于附近场地平整。

3.7.1.4 噪声

施工噪声主要是施工机械运转噪声。地面工程建设等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生噪声污染，具有间断性和暂时性。

类比同类工程施工机械的噪声源强，确定拟建项目施工机械的噪声源强见表

3-16。

表 3-16　拟建项目施工期噪声统计表

序号	项目	噪声源名称	声压级（dB（A））
1	站场建设、管道敷设	挖掘机	92
2		推土机	95
3		吊管机	88
4		电焊机	85
5		切割机	95
6		柴油发电机	100
7		大型运输车	90

3.7.1.5 生态

1）管道及地面建设

拟建项目所在区域以荒漠为主，地面建设过程，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成严重影响。拟建项目施工期影响主要表现在占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。

拟建站场对生态的影响主要体现在施工机械设备占用土地、施工期清理地表、机器碾压等过程。

集输管道管沟开挖过程中，造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化性质特性等发生变化，进而造成对土壤的侵蚀，影响植被的恢复。

拟建项目管道主要采用沟埋方式敷设。管道敷设施工作业带控制在 12m 范围内。管沟开挖作业带范围内的土壤和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，植被破坏严重。

2）工程占地

拟建项目占地总面积 1399224m^2，其中永久占地面积 7224m^2，临时占地面积 1392000m^2，永久占地将改变土地利用性质，对环境产生一定影响。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

3.7.2 运营期污染物排放情况

3.7.2.1 废气

拟建项目在运营期油气密闭输送，井场有少量无组织废气，主要污染因子有甲醇。站场有少量无组织废气，主要污染因子有非甲烷总烃和硫化氢。

1)井场甲醇注入橇无组织废气（G2-1）

根据建设单位多年生产经验，注甲醇期间会有少量甲醇无组织挥发，挥发量约为总用量的0.5‰，拟建项目井场无组织废气产生及排放情况见表 3-17。

表 3-17　井场无组织废气产生及排放情况一览表

序号	位置	甲醇用量（t/a）	无组织甲醇产生量（t/a）	削减量（t/a）	无组织甲醇排放量（t/a）	合计排放量（t/a）
1	顺北 41X 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	0.204
2	顺北 42X 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
3	顺北 43X 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
4	顺北 44X 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
5	顺北 45X 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
6	SHB4-3H 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
7	SHB4-4H 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
8	SHB4-5H 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
9	SHB4-6H 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
10	SHB4-7H 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
11	SHB4-8H 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	
12	SHB4-9H 井场	34.0326	0.017	0.000	0.017	

根据表 3-17，拟建项目无组织甲醇排放量约为0.204t/a。

2）油气分输站无组织废气（G2-2）

（1）无组织排放非甲烷总烃

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中5.7其他排放控制要求“在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程”，拟建项目属于输送环节，管线集输及油气分输站处理流程均为中压密闭流程，装置为压力容器，工艺采用全密闭生产工艺，理论上无逸散，但在实际生产中可能逸散少量油气，拟建项目油气分输站污染核算暂未发布污染源强核算技术指南、排污系数等文件，油气分输站无组织挥发性有机物参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）设备与管线组件动静密封点VOCs泄漏量计算过程如下：

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

式中：$E_{设备}$—设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的年许可排放量，

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，见表 3-18；

$WF_{VOCs,\ i}$—流经密封点i的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{TOC,\ i}$—流经密封点i的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i—密封点i的年运行时间，h/a。

表 3-18　设备与管线组件动静密封点排放速率（参考石油炼制工业）

序号	设备类型	排放速率eTOC，i（kg/h/排放源）
1	连接件	0.028
2	开口阀或开口管线	0.030
3	阀门	0.064
4	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5	泵	0.074
6	法兰	0.085
7	其他	0.073

根据设计资料估算，油气分输站无组织VOCs的产生及排放情况见表 3-19。

表 3-19　油气分输站无组织VOCs排放情况一览表

序号	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$（kg/h/排放源）	相关设备数量（个）	相关设备数量排污量（t/a）	无组织VOCs合计排放量（t/a）
1	连接件	0.028	30	0.221	1.08
2	开口阀	0.03	4	0.032	
3	开口管线	0.03	4	0.032	
4	阀门	0.064	15	0.252	
5	压缩机	0.073	0	0.000	
6	搅拌器	0.073	0	0.000	
7	泄压设备	0.073	2	0.038	
8	泵	0.074	3	0.058	
9	法兰	0.085	20	0.447	
10	其他	0.073	0	0.000	

根据表 3-19，拟建油气分输站无组织VOCs排放量约为1.08t/a。

（2）无组织排放硫化氢

拟建项目集输油气中，天然气硫化氢含量平均值为29540.28mg/m^3，浓度较高。根据在《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）

中 5.7 其他排放控制要求“气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程”以及安全方面相关要求，拟建项目处理过程为中压密闭流程，装置为压力容器，工艺采用全密闭生产工艺，理论上无逸散，但在实际生产中可能逸散少量天然气，参考同类气田项目，考虑到分输站设备运行情况，本次评价天然气无组织逸散量以0.01‰计，无组织挥发硫化氢产排量见表 3-20。

表 3-20　拟建项目分输站硫化氢产生量计算参数及计算结果

项目	数据
规模（$10^4m^3/d$）	125
运行时间（d）	365
天然气无组织逸散	0.01‰
天然气中硫化氢体积含量（ppm）	2000
天然气无组织逸散量（m^3/a）	4562.5
硫化氢无组织逸散量（m^3/a）	9.125
硫化氢密度（kg/m^3）	1.18
硫化氢挥发量（t/a）	0.0108
硫化氢挥发速率（t/a）	0.0012

根据估算，拟建项目无组织排放硫化氢总烃为 0.0108t/a。

3.7.2.2 废水

拟建项目在运营期为油气密闭输送，不产生生产废水。

运营期污水主要为分输站值班人员生活污水，污水产生量按用水的 80%计，为 87.6m^3/a，生活污水经站内新建地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化。

3.7.2.3 固体废物

拟建项目运营期产生的固体废物主要为泵类设备维护产生的废润滑油（S2-1）、生活垃圾（S2-2）。

1）废润滑油（S2-1）

项目泵类设备运行需使用润滑油保养，需定期更换，一年更换一次。废润滑油产生量为 1.5t/a。废润滑油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-217-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油。

2）生活垃圾（S2-2）

生活垃圾主要来分输站。生活垃圾按照 0.5kg/（人·d）计算，值班人员人员 6 人，则生活垃圾产生量约 1.1t/a，集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理。

拟建项目运营期危险废物汇总情况见表 3-21。

表 3-21　拟建项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	废润滑油
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	900-217-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油
产生量	1.5t/a
产生工序及装置	设备保养
形态	液态
主要成分	矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	维修时产生，无明显周期
危险特性	T，I
污染防治措施	暂存于污油罐，委托有资质的单位无害化处理

3.7.2.4 噪声

项目运营期主要噪声源统计情况见表 3-22。

表 3-22　项目运营期噪声源统计表

序号	生产运行项目	设备名称	声压级（dB（A））	防治措施	降噪后（dB（A））
1	油气分输站设备噪声	外输泵	85	隔声罩、减振底座	65
2		加药泵	65	/	65
3	井场甲醇注入橇中的注入泵	注入泵	65	/	65

3.7.2.5 生态

项目运营期对生态环境的影响较小。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

1）拟建项目事故状态下将对生态环境造成较大的影响，因此须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。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

2）对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

3）对各种设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消除事故隐患。

3.7.3 污染物排放情况汇总

项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 3-23，项目污染物产生及排放情况见表 3-24。

表 3-23　拟建项目施工期、运营期、闭井期污染物排放情况汇总表

项目	阶段	污染源	主要污染工序	主要污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期	施工扬尘（G1-1）	站场、管道建设、车辆运输等	扬尘	少量	——	少量	控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖
		施工废气（G1-2）	施工机械、车辆	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	——	少量	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护等
	运营期	无组织挥发废气（G2-1）	油气分输站动、静密封点	非甲烷总烃	1.08	0	1.08	加强日常运行管理，防止泄漏
			甲醇注入橇	甲醇	0.204	0	0.204	
废水	施工期	生活污水（W1-1）	施工人员生活	悬浮物、COD、氨氮	450m^3	450m^3	0	施工现场设置移动环保厕所进行收集处理
		管道试压废水（W1-2）	管道试压	悬浮物	5331.5m^3	5331.5m^3	0	经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被
	运营期	生活污水（W2-1）	分输站值班人员生活	悬浮物、COD、氨氮	87.6m^3/a	87.6m^3/a	0	生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化
固体废物	施工期	施工废料（S1-1）	施工建设过程，管道防腐、焊接	废焊条、废防腐材料	2.34t	2.34t	0	尽可能回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的运至顺北油气田环保站处理
		生活垃圾（S1-2）	施工人员生活	生活垃圾	4.5t	4.5t	0	收集后运至顺北油气田环保站无害化处理
		废弃土石方（S1-3）	基础建设、管沟开挖	沙土	4126m^3	4126m^3	0	用于附近场地平整
	运营期	废润滑油（S2-1）	泵类等设备保养	矿物油	1.5t/a	1.5t/a	0	暂存于污油罐，委托有资质的单位无害化处理
		生活垃圾（S1-2）	分输站值班人员生活	生活垃圾	1.1t/a	1.1t/a	0	收集后运至顺北油气田环保站无害化处理

表 3-24　项目投产后污染物产生及排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	现有工程排放量	在建工程排放量	拟建项目			以新带老	最终排放量	排放增减量
				产生量	削减量	排放量			
废气	废气量	478.23×$10^4$$m^3$/a	25310.18×$10^4$$m^3$/a	0	0	0	0	25788.41×$10^4$$m^3$/a	0
	SO_2	0.1t/a	7.258 t/a	0	0	0	0	7.358 t/a	0
	颗粒物	0.67t/a	5.28t/a	0	0	0	0	5.95t/a	0
	氮氧化物	10.3t/a	34.52t/a	0	0	0	0	44.82t/a	0
	非甲烷总烃	39.2t/a	157.839t/a	1.08t/a	0	1.08t/a	0	198.119t/a	1.08t/a
	硫化氢	2.098t/a	16.57t/a	0.0108t/a	0	0.0108t/a	0	18.6788t/a	0.0108
	一氧化碳	0	2.41t/a	0	0	0	0	2.41t/a	0
	甲醇	0	0	0.204t/a	0	0.204t/a	0	0.204t/a	0.204t/a
废水	生活污水	0	0	87.6m^3/a	87.6m^3/a	0	0	0	0
	生产废水	0	0	0	0	0	0	0	0
	反冲洗废水	0	0	0	0	0	0	0	0
	磺化泥浆处理单元排水	0	0	0	0	0	0	0	0
	清洗废水	0	0	0	0	0	0	0	0
	循环冷却系统排水	0	0	0	0	0	0	0	0
	含油废水	0	0	0	0	0	0	0	0
固废	油泥砂	0	0	0	0	0	0	0	0
	碱渣	0	0	0	0	0	0	0	0
	废润滑油	0	0	1.5t/a	1.5t/a	0	0	0	0
	生活垃圾	0	0	1.1t/a	1.1t/a	0	0	0	0

3.8 清洁生产与循环经济分析

3.8.1 拟建项目输送工艺清洁生产分析

拟建项目采用管道运输原油及天然气，与铁路、水路、公路等运输方式相比，管道运输具有运输能耗低、运输周转损耗小、运输成本低、安全性高、环境污染小等方面的优势。不同的运输方式清洁生产综合指标比较见表 3-25。

表 3-25　不同的运输方式清洁生产综合指标比较

指标	运输方式				
	管道	铁路	公路	内河（驳船）	海运（远洋油轮）
运输成本	1	4.6	20.68	1.6	0.4
能耗	1	2.0	8.5	0.5	0.5
运输周转损耗率（%）	0.2～0.3	0.71	0.45	0.45	0.45
事故伤亡人数（人/t·km）	1	33	333	/	/
事故发生率	1	5.9	16.7	/	/

注：表中数值除运输周转损耗率、事故伤亡人数外，均是其他运输方式与管道运输比值。

3.8.2 拟建项目采用的主要清洁生产措施与技术

拟建项目在设计、施工、运营中实施清洁生产技术的汇总见表 3-26。

表 3-26　工程实施清洁生产技术措施汇总

分类	清洁生产方案	具体内容及效果
生产工艺和技术	优化线路走向	线路走向进行优化，尽量缩短线路长度，保证管道系统压力降最小，以降低运行过程中的能耗。
	采用密闭不停输的清管工艺	定期清管，提高管道输送效率。
	选用高效设备	选用密封性能好、能量耗费少的设备，避免或减少设备由于密封不严而造成的能源损耗。
	合理防腐	拟建项目采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对埋地管道进行保护。合理的防腐方式减少了由于管道腐蚀引起事故发生的可能性。
施工清洁生产控制措施	加强施工管理，规范施工过程	加强施工管理，规范施工行为，最大程度减轻对环境的影响。
	确定合理施工带宽度	减少了临时占地，减轻对沿线生态环境的扰动和破坏。
	生态恢复、水土保持	对临时占地要恢复原有地貌，采用草方格+阻沙栅栏减少水土流失，保护生态环境。

3.8.3 循环经济分析

循环经济模式倡导环境和谐发展的经济模式，以实现资源使用的减量化、产

品的反复使用和废弃物的资源化，其主要特征为低投入、高利用和低排放。

石油天然气是不可再生资源，在油田开发过程中要以资源为基础，通过产业创新、制度创新和技术创新，提高资源的开发效率和资源的利用率，减少其他资源的消耗，拉长产业链条，使废料和余能多次回收复用，物质合理循环，价值逐级增值，形成互为资源、协同高效发展的发展模式。

拟建项目开发建设在采油、集输等各生产环节，都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。项目充分利用五号联合站采出水处理设施余量对采出水、顺北油气田环保站井下作业废液处理设施余量，将处理后的废水用于回注开发，做到了资源的回收利用，减少了新鲜水的消耗。

综上所述，项目整体耗能较低，使用了清洁能源。采用的集输工艺较为环保，污染物排放控制在较低水平，各种资源和废物综合利用措施有效，符合循环经济减量化、再利用和资源化的原则。

3.9 污染物排放总量控制分析

根据《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》（国发[2016]65号），主要污染物总量控制指标有 4 个，分别为 SO_2、NO_X、化学需氧量和氨氮。

根据《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》，结合拟建项目排放特征，确定拟建项目不涉及总量控制指标。

4 区域环境概况

4.1 地理位置

顺北油气田主要位于新疆沙雅县境内，地质构造位于塔里木盆地北部坳陷的中西部，地理位置：北纬 41° 00′ ～41° 20′ ，东经 84° 24′ ～84° 54′ 。项目区地理位置见图 3-1。

4.2 地质

塔里木盆地是天山和昆仑山两个强烈褶皱带之间的大型地块凹陷，盆地中央分布有第三纪背斜褶隆起带（即中央隆起带），并将盆地分割成构造形式上接近对称的大型单向断褶盆地，但并未完全封闭，两个大型单向断褶盆地构成了统一的塔里木盆地。顺北油气田地处于塔里木盆地北缘，构造上处于塔北断裂隆起带和塔中凹陷带的边缘交汇地带，构造条件较为复杂，塔北隆起带呈 NNE 向延伸约 300km，南北宽 8km～40km，面积约 6000km^2，断裂和局部构造较为发育。

项目区由于地处顺托果勒低隆的北缘，第四纪沉积物厚度较薄，第四纪沙土层厚约 50m 较为疏松，下部有巨厚的第三纪泥岩粉砂岩和细砂岩。依据该区工程勘察报告项目所在区域以粉砂、粉土为主，结构松软。

4.3 地形地貌

顺北油气田地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河以南的冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在 930m 左右，该区域为典型的沙漠生态系统，区内大部分地区土壤表层被风沙土所覆盖，植被以柽柳灌丛为主。

4.4 气候气象

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显着气候特点是：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。

表 4-1 沙雅县主要气象要素表

气象要素	单位	沙雅县
平均气温	℃	11.4
最热月平均气温	℃	-
最冷月平均气温	℃	-
历年极端最高气温	℃	41.2

气象要素	单位	沙雅县
历年极端最低气温	℃	-24.2
年主导风向		NE
最大风速极限	m/s	28.0
静风频率平均值	%	-
年降雨量	mm	-
年平均风速	m/s	1.37
年平均降水量	mm	47.3
年均相对湿度	%	49
年平均大气压	hPa	956.5
年均蒸发量	mm	2044.6
标准冻结深度	m	0.77
年平均日照时数	h	-
年平均逆温层高度	m	-
历年平均雷暴日数	d	-

4.5 水文及水文地质

以北纬 40° 为界，塔克拉玛干沙漠可分为两大沉积区,即北部为东西向塔里木河干流形成的古老和近现代的冲洪积泛滥平原，南部为发源于昆仑山北坡的诸多水系形成的古老或近现代冲（湖）积细土平原。北部沉积区地下水主要受塔里木河水系和天山山前平原地下水补给的影响，南部沉积区地下水主要接受昆仑山山前平原地下水的侧向补给。

评价区地处塔克拉玛干沙漠中北部，拟建项目位于塔里木河冲积泛滥平原区，。根据相关资料研究表明，塔里木河是一条在先成平原上河道多变迁的游荡性河流，河流改道频繁，使得现塔里木河以南冲积泛滥平原的大片区域留下许多羽状分布的干枯河道。一般来讲，不同的古河道由于过水流量的不同，含水层岩性有一定的差异，地下水的赋水性也不相同。但从整体上看，与河间地相比，沿古河道沉积物颗粒相对较粗，地下水的径流条件相对较好，其地下水的富水性也相对较好。与次同时，矿化度较低的河水的淡化作用，在高矿化水化学背景中，形成了以干枯河道为轴线的浅层淡化水体带。

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地，从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中，为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下水多半有持续不断的水道，从西面流向东部的罗布泊。

该区是盆地内的地下水积极交替带，戈壁砾石带内，地下水的补给径流条件

好，埋深大，蒸发作用微弱。评价区属典型的内陆干旱气候，干燥炎热、降水稀少、蒸发强烈、光照充足，夏季干热、冬季干冷，春季干旱多风，昼夜温差大，日照时间长。

拟建项目区域含水层为单一结构的潜水含水层，潜水含水层的厚度为14.7m～41.3m，含水层岩性为细砂、粉细砂，渗透系数为 0.11m/d～3.36m/d。

项目所在地水文地质图详见图 4-1。

图 4-1　项目所在地水文地质图

4.6 土壤

经现场踏勘，拟建项目建设区域土地类型为沙地。根据现场踏勘，并结合国家土壤信息服务平台（http：//www.soilinfo.cn/map/）查询结果，拟建项目建设地点土壤类型为风沙土，见图 4-2。

图 4-2　拟建项目建设地点土壤类型查询结果

风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的 80%～90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在 10cm～20cm 左右，其下含水率也仅 2%～3%。有机质含量低，约在 0.1%～1.0%范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从别处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

4.7 新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）、《国家沙化土地封禁保护区管理办法》（林沙发[2015]66 号）有关规定，2016 年 12 月 28 日，原国家林业局正式将沙雅县盖孜库木南部 $2.1\times10^{4}hm^{2}$ 的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区（国家林业局公告（2016 年第 22 号）），距离沙雅县城约 46km，地处塔里木河南岸，塔克拉玛干沙漠北缘。四周地理坐标 N40° 39′ 04″，E82° 34′ 22″；N40° 48′ 19″，E83° 02′ 20″；N40° 48′ 45″，E82° 34′ 36″；N40° 38′ 38″，E83° 02′ 02″。

封禁意义：对封禁区人为活动频繁地段采取全封方式修建围栏，对风沙流动频繁地段采取机械固沙埋设草方格沙障，通过采取固沙压沙、生态修复等方式，促进封禁保护区内植被的自然恢复和地表皮的形成，拯救现有天然荒漠植被，环保生态环境，遏制沙化扩展趋势。

2016 年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目（新林计字[2016]385 号），主要包括刺丝围栏 40.34km，维修刺丝围栏 3.2km，草方格沙障 69.03hm^{2}，建设护管站 1 座，建筑面积 289.21m^{2}，检查哨卡 1 座，建设输电线路 4.638km，维修薰互道路 4.43km，设置警示牌 147 个，安装监控设备 1 套，购置相关检测、保护等设施设备。封禁期限：永久。

沙雅县沙化土地封禁保护区位于拟建项目 50km 原油外输管线最西侧管段

（顺北 53X 拉油流程）北侧约 36.6km，拟建项目与沙雅县沙化土地封禁保护区相对位置示意图见图 4-3。

图 4-3　拟建项目与沙雅县沙化土地封禁保护区相对位置示意图

5 环境现状调查与评价

5.1 环境空气质量现状监测与评价

5.1.1 项目所在区域环境空气达标情况

本次评价采用环境空气质量模型技术支持服务系统中 2020 年度空气质量监测数据，阿克苏地区 2020 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为 7 μg/m³、28 μg/m³、95 μg/m³、39 μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.5mg/m³，O_3日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 122 μg/m³，监测数据统计结果见表 5-1。

表 5-1 城市空气监测点空气质量监测数据统计表

污染物	平均时间	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均	60	7	11.7	达标
NO_2		40	28	70.0	达标
PM_{10}		70	95	135.7	不达标
$PM_{2.5}$		35	39	111.4	不达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4mg/m³	1.5mg/m³	37.5	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	122	76.3	达标

因此，拟建项目所在区域 $PM_{2.5}$和 PM_{10}年均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年 第 29 号）中二级标准限值，SO_2、NO_2、CO 和 O_3年均浓度可满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年 第 29 号）中二级标准限值要求。因此项目所在地阿克苏地区属于大气环境不达标区。

5.1.2 项目所在区域环境空气质量现状

1）基本污染物

拟建项目为大气二级评价。由表 5-1 可知，项目所在区域 SO_2、NO_2、CO 和 O_3均达标，PM_{10}和 $PM_{2.5}$的年评价指标不达标，PM_{10}和 $PM_{2.5}$日均浓度的超标率分别为 35.7%和 11.4%，环境空气质量不能满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）中二级标准限值要求。超标原因与项目区处于塔里木盆地北缘地区，干燥的沙漠气候条件和植被覆盖率低有直接关系。

2）其他污染物

拟建项目其他污染物主要为硫化氢、非甲烷总烃和甲醇，评价范围内无非甲

烷总烃和甲醇合适的历史数据，因此本次评价对其进行补充监测。本次评价硫化氢引用《西北油田分公司顺北 42X 井钻井工程环境影响报告表》（阿地环函字[2019]146 号）中新疆中测测试有限公司于 2020 年 3 月 14 日～3 月 20 日对顺北 42X 井场硫化氢监测数据，顺北 42X 监测点位位于本项目评价范围内，引用具有可行性。

1）监测布点

拟建项目周边无大气环境敏感目标，根据导则要求、工程特点及周围环境特征，考虑气象条件情况，在拟建 SHB4-2H 油气分输站布设了 1 个环境质量现状监测点。环境空气现状监测点与拟建项目方位及位置见表 5-2 和图 5-1。

表 5-2　环境空气监测点位

监测点名称		监测点位	监测因子	备注
G1	SHB4-2H 油气分输站	83.06512223E， 40.04809154N	非甲烷总烃、甲醇	本次补测
G2	顺北 42X 井	82°52′47.59″E， 39°50′33.61″N	硫化氢	引用

2）监测时间与频率

新疆绿源环保科技有限公司（CMA：171512055405）于 2021 年 8 月 5 日～2021 年 8 月 11 日对环境空气质量现状进行了监测，连续监测 7 天。新疆中测测试有限公司于 2020 年 3 月 14 日～3 月 20 日对顺北 42X 井场硫化氢环境空气质量现状进行了监测，连续监测 7 天。

非甲烷总烃、甲醇、硫化氢监测 1 小时平均浓度，连续监测 7 天。1 小时浓度每天采样 4 次，开机时间分别为每天 2：00、8：00、14：00、20：00 时，按照国家生态环境部颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。

3）监测分析方法

监测分析方法具体见表 5-3。

表 5-3　环境空气现状监测采样及分析方法

序号	项目名称	分析方法	方法来源	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m^3
2	甲醇	气相色谱法	HJ/T 33-1999	2mg/m^3
3	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB/T 11742-1989	0.005mg/m^3

图 5-1　环境空气质量现状监测点位

4）监测结果

现状监测期间的气象情况具体见表 5-4；环境空气现状监测结果具体见表 5-5 和

表 5-5。

5）环境质量现状评价结果

各监测点位污染物的环境质量现状评价结果见

监测点位	监测时间	非甲烷总烃（mg/m³）				甲醇（mg/m³）			
		2：00	8：00	14：00	20：00	2：00	8：00	14：00	20：00
SHB4-2H 油气分输站	2021/8/5								
	2021/8/6								
	2021/8/7								
	2021/8/8								
	2021/8/9								
	2021/8/10								
	2021/8/11								

表 5-6　硫化氢环境空气质量现状监测数据

监测点位	污染物	平均时间	评价标准（μg/m³）	监测浓度范围（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
G2	硫化氢	1h 平均					达标

表 5-7。

表 5-4　现状监测期间同步气象观测情况

采样日期	气温（℃）	气压（kPa）	风速（m/s）	风向
2021/8/5	19.0～ 33.0	90.1～90.4	1.5～1.8	西北
2021/8/6	19.5～ 29.5	90.1～90.4	1.4～1.6	西北
2021/8/7	18.6～ 29.8	90.1～90.4	1.4～1.6	西南
2021/8/8	19.4～ 29.6	90.1～90.4	1.5～1.7	西南
2021/8/9	19.3～ 32.6	90.1～90.4	1.4～1.6	西南
2021/8/10	17.3～ 28.6	90.1～90.4	1.5～1.7	西南
2021/8/11	17.8～ 28.1	90.1～90.4	1.4～1.6	东

表 5-5　监测点位环境空气质量现状监测数据

监测点位	监测时间	非甲烷总烃（mg/m³）				甲醇（mg/m³）			
		2：00	8：00	14：00	20：00	2：00	8：00	14：00	20：00
SHB4-2H 油气分输站	2021/8/5								
	2021/8/6								
	2021/8/7								
	2021/8/8								
	2021/8/9								
	2021/8/10								
	2021/8/11								

表 5-6　硫化氢环境空气质量现状监测数据

监测点位	污染物	平均时间	评价标准（μg/m³）	监测浓度范围（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
G2	硫化氢	1h 平均					达标

表 5-7　监测点位环境空气质量现状评价结果表

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准（μg/m³）	监测浓度范围（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
	X	Y							
G1	40.04809154°	83.06512223°	非甲烷总烃	1h 平均	2000			0	达标
			甲醇	1h 平均	3000			0	达标
G2	39°50′33.61″	82°52′47.59″	硫化氢	1h 平均	10			达标	1h 平均

从评价结果可以看出：评价区内各监测点环境空气中非甲烷总烃满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求，甲醇和硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 要求。

5.2 水环境质量现状监测与评价

拟建项目所在区域无地表径流及人工渠系。为说明拟建项目所在区域水环境质量现状，本次评价对区域内的地下水水源井进行了监测。

5.2.1 地下水监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）相关要求，结合拟建项目工程内容，为了解现有地下水水质及水位情况，根据拟建项目总体平面布置及周围环境特征，本次在评价区内共布设 1 个地下水水质/水位现状监测点，并引用《顺北油气田顺北二区至五号联联络线工程环境影响报告书中》（环

评批复文号：新环审[2021]130 号）3 个水质/水位现状监测点和 5 个水位现状监测点数据（该项目共布设 5 个水质/水位监测点，2 个未打出地下水，因此本次评价仅引用其 D1～D3 点位数据），新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA：183112050011）于 2021 年 3 月 3 日对该项目地下水进行监测。本次评价委托新疆绿源环保科技有限公司（CMA：171512055405）对拟建项目场址地下水进行监测，监测时间为 2021 年 7 月 2 日。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)要求:“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。”拟建项目现有工程涉及现有井场。本次在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，考虑到现有井场可能造成地下水污染，因此对其场地开展包气带污染现状调查。拟建项目委托新疆绿源环保科技有限公司（CMA：171512055405）在 0cm～20cm、20cm～80cm 埋深范围内取样品，样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。

监测点基本情况见表 5-8，监测点位图见图 5-2。

表 5-8 监测点基本情况一览表

编号	监测点位	经度	纬度	位置	监测内容	备注
D1	顺北油气田 S01 水井			项目两侧	水质/水位	引用
D2	顺北油气田 S03 水井			项目上游	水质/水位	引用
D3	顺北油气田 S05 水井			项目上游	水质/水位	引用
D4	拟建 SHB4-2H 油气分输站			项目厂址、下游	水质/水位	补测
D5	顺北油气田 SJ043 水井			项目两侧	水位	引用
D6	顺北油气田 SJ044 水井			项目两侧	水位	引用
D7	顺北油气田 SJ045 水井			项目两侧	水位	引用
D8	顺北油气田 SJ046 水井			项目上游	水位	引用
D9	顺北油气田 SJ048 水井			项目上游	水位	引用

图 5-2 地下水监测点位图

5.2.2 监测项目

1）地下水质量监测

（1）基本水化学组成因子离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；

（2）基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氯化物、总硬度、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫化物；

（3）特征因子：石油类。

2）包气带污染现状调查

石油类、挥发性酚类、硫化物、砷、汞、六价铬、铅、镉。

5.2.3 监测时间和频率

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，2021 年 7 月 2 日在地下水监测点取一次水样进行检测，包气带污染现状调查每个采样点每层取 1 个混合样品。

5.2.4 监测方法

监测方法详见表 5-9。

表 5-9 监测分析方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
1	钾	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.05mg/L
2	钠	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.01mg/L
3	钙	原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.02mg/L
4	镁	原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.002mg/L
5	碳酸盐	碱度的测定（酸滴定法）	SL 83-1994	/
6	重碳酸盐	碱度的测定（酸滴定法）	SL 83-1994	/
7	pH 值	电极法	HJ 1147-2020	/
8	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L
9	硝酸盐氮	离子色谱法	HJ 84-2016	0.016mg/L
10	亚硝酸盐氮	分光光度法	GB 7493-87	0.003mg/L
11	挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
12	总硬度	EDTA 滴定法	GB 7493-87	0.05mg/L
13	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-89	0.03mg/L
14	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-89	0.01mg/L
15	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法	GB/T 5750.4-2006	4mg/L
16	耗氧量	生活饮用水标准检验方法	GB/T 5750.7-2006	0.05mg/L
17	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 16489-1996	0.005mg/L
18	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018mg/L
19	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007mg/L
20	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L

5.2.5 评价标准

由于评价区域内均无地下水水源地，且当地政府未对区域地下水进行功能划分，根据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017），评价区域地下水功能确定为Ⅲ类。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准限值，标准中没有的水质因子，作为现状背景值备查。土壤浸出液检测结果与背景对照样的检测值进行比对，评价包气带是否受到污染，是否对地下水环境产生影响。

5.2.6 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法，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。标准指数公式分为以下两种情况：

5.2.6.1 评价标准为定值的水质因子标准指数计算公式

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

5.2.6.2 pH 值标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su} ——标准中的上限值；

pH_{sd} ——标准中的下限值。

5.2.7 监测结果与评价结果

顺北油气田位于塔克拉玛干沙漠，地下水埋深大于 100m，环疆绿源环保科技有限公司（CMA：171512055405）在 0cm～20cm、20cm～80cm 埋深范围内无法

完成样品取样，因此包气带现状无监测数据。

地下水监测井水文参数详见表 5-10。地下水水质现状监测结果及评价结果见表 5-11 和表 5-12。

表 5-10 地下水水文参数

编号	监测点位	静水位埋深（m）	井深（m）
D1	顺北区块 S01 水井		
D2	顺北区块 S03 水井		
D3	顺北区块 S05 水井		
D4	拟建 SHB4-2H 油气分输站		
D5	顺北区块 SJ043 水井		
D6	顺北区块 SJ044 水井		
D7	顺北区块 SJ045 水井		
D8	顺北区块 SJ046 水井		
D9	顺北区块 SJ048 水井		

表 5-11 地下水环境质量现状监测结果表

检测项目	单位	监测结果				标准限值
		D1	D2	D3	D4	
pH	无量纲					6.5～8.5
总硬度	mg/L					≤450
耗氧量	mg/L					≤3.0
氯离子	mg/L					≤250
溶解性总固体	mg/L					≤1000
氟化物	mg/L					≤1.0
石油类	mg/L					≤0.05
氨氮	mg/L					≤0.50
硝酸盐	mg/L					≤20.0
亚硝酸盐	mg/L					≤1.00
硫酸盐	mg/L					≤250
六价铬	mg/L					≤0.05
挥发酚	mg/L					≤0.002
氰化物	mg/L					≤0.05
锰	mg/L					≤0.10
铁	mg/L					≤0.3
镉	μg/L					≤0.005

检测项目	单位	监测结果				标准限值
		D1	D2	D3	D4	
砷	μg/L					≤0.01
汞	μg/L					≤0.001
铅	μg/L					≤0.01
总大肠菌群	MPN/100mL					≤3.0
菌落总数	CFU/mL					100
碳酸根离子	mg/L					——
碳酸氢根离子	mg/L					——
钾离子	mg/L					——
钙离子	mg/L					——
钠离子	mg/L					——
镁离子	mg/L					——
锌	mg/L					≤1.00
镍	mg/L					≤0.02
铜	mg/L					≤1.00
总铬	mg/L					——
阴离子表面活性剂	mg/L					≤0.3
硫化物	mg/L					≤0.02

备注：“＜+数字”表示低于检出限，数字为检出限。

表 5-12　地下水质量现状评价结果（单位：无量纲）

检测项目	评价结果			
	D1	D2	D3	D4
总硬度				
耗氧量				
氯离子				
溶解性总固体				
氟化物				
石油类				
氨氮				
硝酸盐				
亚硝酸盐				
硫酸盐				
六价铬				
挥发酚				
氰化物				
锰				
铁				

检测项目	评价结果			
	D1	D2	D3	D4
镉				
砷				
汞				
铅				
菌落总数				
锌				
镍				
铜				
阴离子表面活性剂				
硫化物				

监测结果表明：各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐均存在不同程度的超标，超标倍数分别为 9.9111、27.5920、12.0000、11.0800，其余各项指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准。

各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。

5.2.8 结论

各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐均存在不同程度的超标，其余各项指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准。各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。

5.3 声环境质量现状监测与评价

为说明区域声环境质量现状，本次评价委托新疆绿源环保科技有限公司（CMA：171512055405）对 SHB4-2H 油气分输站和截断阀室的东、南、西、北厂界进行监测。

5.3.1 监测布点

本次声环境现状采用现场实测的方式，监测点位详见表 5-13，监测点位示意图见图 5-3。

表 5-13　声环境现状监测点位情况一览表

点位	监测位置	具体位置	布设意义
N1	SHB4-2H 油气分输站东西南北厂界		项目声环境现状
N2	截断阀室东西南北厂界		项目声环境现状

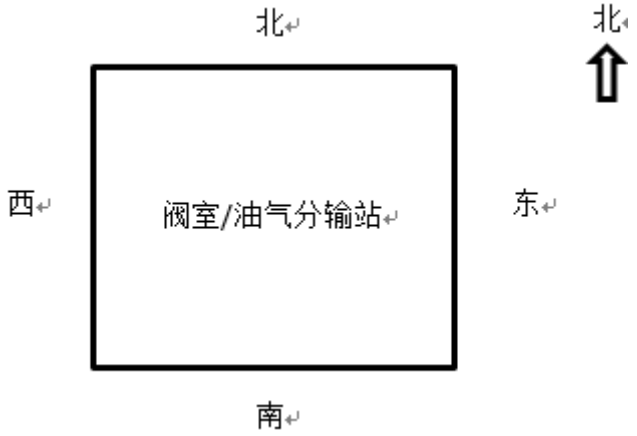


图 5-3　声环境监测布点示意图

5.3.2 监测项目

等效连续 A 声级（Leq）。

5.3.3 监测频次

连续监测 2d，每天昼、夜各 1 次。

5.3.4 监测方法

按《声环境质量标准》（GB 3096-2008）要求进行，使用的监测仪器包括 AWA5688 多功能声级计（HZHJ-2-014）、AWA6022A 型噪声校准器（HZHJ-2-015）。

5.3.5 评价标准

《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中的 3 类声环境功能区标准(昼间 65dB（A），夜间 55dB（A））。

5.3.6 监测结果

监测结果见表 5-14。

表 5-14　声环境现状监测结果（单位：dB（A））

监测地点	监测地点	2021 年 7 月 2 日		2021 年 7 月 3 日	
		昼间 Leq	夜间 Leq	昼间 Leq	夜间 Leq
SHB4-2H 油气分输站	东厂界				
	南厂界				

监测地点	监测地点	2021 年 7 月 2 日		2021 年 7 月 3 日	
		昼间 Leq	夜间 Leq	昼间 Leq	夜间 Leq
	西厂界				
	北厂界				
截断阀室	东厂界				
	南厂界				
	西厂界				
	北厂界				

5.3.7 结论

从上述声环境现状监测结果可以看出，各监测点的噪声值均符合《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 3 类声环境功能区环境噪声限值，拟建项目建设地点声环境质量现状良好。

5.4 土壤环境质量现状监测与评价

5.4.1 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），拟建项目属于土壤二级评价，本次评价共布设监测点位 6 个。具体布点见表 5-15、图 5-4。

表 5-15　土壤监测布点一览表

序号	监测点位	坐标	取样分层	监测因子	选点依据	备注
S1	拟建 SHB4-2H 油气分输站		表层样	GB36600 基本因子+特征因子	7.4.2.2 评价范围内未受污染，土类调查	占地范围内
S2	拟建顺北 4-4H 阀组		柱状样	GB36600 基本因子+特征因子	存在现有污染风险	
S3	拟建截断阀室		柱状样	特征因子	/	
S4	管线沿线（顺北 53 拉油流程北侧 100m 处）		柱状样	特征因子	/	
S5	拟建油气分输站外北侧 100m		表层样	特征因子	/	占地范围外
S6	拟建截断阀室外 100m		表层样	特征因子	/	

注：①表层样在 0m～0.2m 取样；②柱状样在 0m～0.5m、0.5m～1.5m、1.5m～3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样；③表层样监测点土壤监测取样方法参照 HJ/T 166 执行；柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ 25.1 和 HT 25.2 执行。

图 5-4　土壤监测布点示意图

5.4.2 监测项目

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、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘；

特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）。

同时调查 S3 点位土壤理化特性。

5.4.3 监测时间和频率

采样 1 次，取剖面样，不得混合；按照国家环保局颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。新疆绿源环保科技有限公司（CMA：171512055405）于 2021 年 7 月 2 日对项目评价范围内土壤环境质量进行了现状监测。

5.4.4 监测方法

监测分析方法具体见表 5-16。

表 5-16　土壤环境现状监测采样及分析方法

序号	监测因子	方法	方法来源	检出限
1	石油烃（C_{10}-C_{40}）	气相色谱法	ISO 16703：2011	6mg/kg
2	铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ491-2019	1mg/kg
3	镉	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.01mg/kg
4	六价铬	碱消解/火焰原子吸收分光光度法	HJ 687-2014	2mg/kg
5	镍	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg
6	锌	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
7	铅	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.1mg/kg
8	汞	原子荧光法	GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg
9	砷	原子荧光法	GB/T 22105.2-	0.01mg/kg

序号	监测因子	方法	方法来源	检出限
			2008	
10	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.03mg/kg
11	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
12	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性卤代烃的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 735-2015	0.3μg/kg
13	1，1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
14	1，2-二氯乙烷+苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.01mg/kg
15	1，1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.01mg/kg
16	顺-1，2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.008mg/kg
17	反-1，2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
18	二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
19	1，2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.008mg/kg
20	1，1，1，2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
21	1，1，2，2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
22	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
23	1，1，1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
24	1，1，2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
25	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.009mg/kg
26	1，2，3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
27	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
28	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.005mg/kg
29	1，2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
30	1，4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.008mg/kg
31	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.006mg/kg
32	邻二甲苯+苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
33	甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物	HJ 741-2015	0.006mg/kg

序号	监测因子	方法	方法来源	检出限
		的测定 顶空/气相色谱法		
34	间二甲苯+对二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.009mg/kg
35	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
36	苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.08mg/kg
37	2-氯酚	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.06mg/kg
38	苯并[a]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
39	苯并[a]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
40	苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.2mg/kg
41	苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
42	䓛	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
43	二苯并[a，h]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
44	茚并[1，2，3-cd]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
45	萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg

5.4.5 评价标准

建设用地基本因子评价标准采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值中第二类用地的筛选值进行评价，石油烃（C_{10}-C_{40}）采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）中第二类用地的筛选值进行评价。

5.4.6 评价方法

采用标准指数法进行评价。

其计算公式如下：

$$P_i=C_i/C_0$$

式中：P_i—i 污染物指数；

C_i—i 污染物实测值，mg/kg；

C_0—i 污染物质量标准，mg/kg。

5.4.7 现状监测与评价结果

5.4.7.1 土壤理化性质

项目所在区域土壤理化性质见表 5-17。

表 5-17 土壤理化性质

采样点号		S3	采样时间	2021 年 7 月 2 日
经度			纬度	
层次（m）				
现场记录	颜色			
	结构			
	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）			
	土壤渗滤率（mm/min）			
	土壤容重（g/cm^3）			
	孔隙度（%）			

5.4.7.2 监测结果

土壤环境质量监测结果见表 5-18 和表 5-19。

表 5-18 土壤环境质量监测结果表（石油烃（C_{10}-C_{40}））

检测点位	采样深度（m）	检测结果（mg/kg）	标准值（mg/kg）
		石油烃（C_{10}-C_{40}）	
S1 柱状样点	0～0.2		4500
S2 柱状样点	0～0.5		4500
	0.5～1.5		4500
	1.5～3.0		4500
S3 柱状样点	0～0.5		4500
	0.5～1.5		4500
	1.5～3.0		4500
S4 表层样点	0～0.5		4500
	0.5～1.5		4500

检测点位	采样深度（m）	检测结果（mg/kg）	标准值（mg/kg）
		石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	1.5～3.0		4500
S5 表层样点	0～0.2		4500
S6 表层样点	0～0.2		4500

表 5-19　S1、S2 点位土壤监测结果

监测项目（单位）	监测结果			
	S1	S2		
采样深度（m）	0～0.5	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3
砷（mg/kg）				
镉（mg/kg）				
铬（六价）（mg/kg）				
铜（mg/kg）				
铅（mg/kg）				
汞（mg/kg）				
镍（mg/kg）				
四氯化碳（μg/kg）				
氯仿（μg/kg）				
氯甲烷（μg/kg）				
1，1-二氯乙烷（μg/kg）				
1，2-二氯乙烷（μg/kg）				
1，1-二氯乙烯（μg/kg）				
顺-1，2-二氯乙烯（μg/kg）				
反-1，2-二氯乙烯（μg/kg）				
二氯甲烷（μg/kg）				
1，2-二氯丙烷（μg/kg）				
1，1，1，2-四氯乙烷（μg/kg）				
1，1，2，2-四氯乙烷（μg/kg）				
四氯乙烯（μg/kg）				
1，1，1-三氯乙烷（μg/kg）				
1，1，2-三氯乙烷（μg/kg）				
三氯乙烯（μg/kg）				
1，2，3-三氯丙烷（μg/kg）				
氯乙烯（μg/kg）				
苯（μg/kg）				
氯苯（μg/kg）				
1，2-二氯苯（μg/kg）				

监测项目（单位）	监测结果			
	S1	S2		
1，4-二氯苯（μg/kg）				
乙苯（μg/kg）				
苯乙烯（μg/kg）				
甲苯（μg/kg）				
间二甲苯+对二甲苯（μg/kg）				
邻二甲苯（μg/kg）				
硝基苯（mg/kg）				
苯胺（mg/kg）				
2-氯酚（mg/kg）				
苯并[a]蒽（mg/kg）				
苯并[a]芘（mg/kg）				
苯并[b]荧蒽（mg/kg）				
苯并[k]荧蒽（mg/kg）				
䓛（mg/kg）				
二苯并[a，h]蒽（mg/kg）				
茚并[1，2，3-cd]芘（mg/kg）				
萘（mg/kg）				

注：监测报告中“＜”表示低于检出限。

5.4.7.3 评价结果

土壤环境质量评价结果见表 5-20～表 5-21。

表 5-20 土壤环境质量评价结果表（石油烃（C_{10}-C_{40}））

检测点位	采样深度（m）	标准值（mg/kg）	评价结果	达标性
S1 柱状样点	0～0.5	4500		达标
	0.5～1.5	4500		达标
	1.5～3.0	4500		达标
S2 柱状样点	0～0.5	4500		达标
	0.5～1.5	4500		达标
	1.5～3.0	4500		达标
S3 柱状样点	0～0.5	4500		达标
	0.5～1.5	4500		达标
	1.5～3.0	4500		达标
S4 表层样点	0～0.2	4500		达标
S5 表层样点	0～0.2	4500		达标

检测点位	采样深度（m）	标准值（mg/kg）	评价结果	达标性
S6 表层样点	0～0.2	4500		达标

5.4.8 结论

由评价结果可知，项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。监测结果表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

表 5-21　S1、S2 土壤环境质量现状评价结果表

监测项目（单位）	标准值	评价结果				达标性
		S1	S2			
采样深度（m）		0～0.5	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	
砷（mg/kg）	60					达标
镉（mg/kg）	65					达标
铬（六价）（mg/kg）	5.7					达标
铜（mg/kg）	18000					达标
铅（mg/kg）	800					达标
汞（mg/kg）	38					达标
镍（mg/kg）	900					达标
四氯化碳（mg/kg）	2.8					达标
氯仿（mg/kg）	0.9					达标
氯甲烷（mg/kg）	37					达标
1，1-二氯乙烷（mg/kg）	9					达标
1，2-二氯乙烷（mg/kg）	5					达标
1，1-二氯乙烯（mg/kg）	66					达标
顺-1，2-二氯乙烯（mg/kg）	596					达标
反-1，2-二氯乙烯（mg/kg）	54					达标
二氯甲烷（mg/kg）	616					达标
1，2 二氯丙烷（mg/kg）	5					达标
1，1，1，2-四氯乙烷（mg/kg）	10					达标
1，1，2，2-四氯乙烷（mg/kg）	6.8					达标
四氯乙烯（mg/kg）	53					达标

监测项目（单位）	标准值	评价结果				达标性
		S1	S2			
采样深度（m）		0～0.5	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	
1，1，1-三氯乙烷（mg/kg）	840					达标
1，1，2-三氯乙烷（mg/kg）	2.8					达标
三氯乙烯（mg/kg）	2.8					达标
1，2，3-三氯丙烷（mg/kg）	0.5					达标
氯乙烯（mg/kg）	0.43					达标
苯（mg/kg）	4					达标
氯苯（mg/kg）	270					达标
1，2-二氯苯（mg/kg）	560					达标
1，4 二氯苯（mg/kg）	20					达标
乙苯（mg/kg）	28					达标
苯乙烯（mg/kg）	1290					达标
甲苯（mg/kg）	1200					达标
间二甲苯+对二甲苯（mg/kg）	570					达标
邻二甲苯（mg/kg）	640					达标
硝基苯（mg/kg）	76					达标
苯胺（mg/kg）	260					达标
2-氯酚（mg/kg）	2256					达标
苯并[a]蒽（mg/kg）	15					达标
苯并[a]芘（mg/kg）	1.5					达标
苯并[b]荧蒽（mg/kg）	15					达标
苯并[k]荧蒽（mg/kg）	151					达标

监测项目（单位）	标准值	评价结果				达标性
		S1	S2			
采样深度（m）		0～0.5	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	
萘（mg/kg）	1293					达标
二苯并[a，h]蒽（mg/kg）	1.5					达标
茚并[1，2，3-cd]芘（mg/kg）	15					达标
萘（mg/kg）	70					达标

5.5 生态环境质量现状调查与评价

5.5.1 生态环境相关区划与规划

5.5.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日），拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，拟建项目所在地的生态区均属于Ⅳ塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，生态亚区属于Ⅳ3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，生态功能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，。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5-22 和图 5-5。

表 5-22　拟建项目评价区生态环境功能区划一览表

其他拟建项目所在区域的生态功能分区单元	生态区	生态亚区	生态功能区
	Ⅳ塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	Ⅳ3 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区
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		
主要生态敏感因子、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		
主要发展方向	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		

图 5-5　生态功能区划图

5.5.1.2 生态系统调查

拟建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，沙漠和油田生产设施相嵌分布。

1）荒漠生态系统

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。

2）工矿用地生态系统

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田生产设施，都属于工矿用地生态系统。

5.5.2 生态系统特点

1）天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区， 且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

2）沙漠包围绿洲

评价区域沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“盐化沙漠广布，壤土隘狭，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀（风蚀）的威胁。

3）植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的灾害性影响。

4）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

5.5.3 项目所在位置与特殊敏感区和重要敏感区的位置关系

根据自治区初步划分的新疆生态红线范围，拟建项目不在拟定的生态保护红线区、沙雅县国家沙漠公园和沙雅县沙化土地封禁保护区内，拟建项目评价范围内无自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，无风景名胜区、森

林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区。

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区位于拟建项目50km原油外输管线最西侧管段（顺北53X拉油流程）北侧约39.9km；沙雅县国家沙漠公园位于拟建项目50km原油外输管线最西侧管段(顺北53X拉油流程）北侧39.5km；沙雅县沙化土地封禁保护区位于拟建项目50km原油外输管线最西侧管段（顺北53X拉油流程）北侧约36.6km，沙雅国家一级公益林位于拟建项目50km原油外输管线最西侧管段（顺北53X拉油流程）西北50km。由于现阶段生态红线还未最终确定，在生态红线确定后，若拟建项目涉及新疆生态红线，届时必须全部禁止管网布设，对涉及敏感区的建设内容进行重新规划设计，做到对环境敏感区的避让。拟建项目与特殊重要敏感区和重要敏感区的位置关系图见图5-6。

图 5-6　特殊重要敏感区和重要敏感区空间分布总图

5.5.4 土地利用现状调查与评价

5.5.4.1 评价范围土地利用现状

1）技术方法

本次土地利用现状调查结合评价范围 Google Earth 和现场实际踏勘，得出评价范围内的土地利用现状。

2）评价范围土地利用现状

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），评价范围内的土地利用类型主要为其他土地（沙地），其中沙地面积最大，评价范围内土地利用现状图见图 5-7。

图 5-7 拟建项目所在区域土地利用现状图

5.5.4.2 项目占地土地利用现状

通过把井场分布情况与项目所在区域土地利用现状图进行叠加处理，得到项目占地的土地利用现状。拟建项目占地总面积 1399224m^2，其中永久占地面积 7224m^2，临时占地面积 1392000m^2，新增占地类型均为未利用地。

5.5.5 植被现状调查与评价

5.5.5.1 区域植被类型

顺北井区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木沙漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木沙漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 43 种，分属 16 科，（详见表 5-23）。根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），塔克拉玛干沙漠有保护植物，肉苁蓉为国家Ⅱ级保护植物，灰杨、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区Ⅰ级保护植物。

表 5-23 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 *Ephcdraceue*	膜果麻黄	*Ephecdra przcwalskii*

科	种名	拉丁名
杨柳科 *Slicaccae*	胡杨	*Populus diversiftolia*
	灰杨	*P.pruinosa*
	线叶柳	*Salix wilhelmsiana*
蓼科 *Polygonaccae*	盐穗木	*Halostachys caspica*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*K.Schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	梭梭	*Haloxylon ammodendron*
	假木贼	*Anabassis spp.*
毛茛科 *Ranunculaceae*	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	光甘草	*Glycyrrhiza korshinskyi*
	胀果甘草	*G.indlata Batal*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼篷	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科 *Tamaricaccae*	多枝柽柳	*Tamarix ranosissima*
	刚毛柽柳	*T.hispida*
	短穗柽柳	*T.axa*
	多花柽柳	*T.hahcmakeri*
	长穗柽柳	*T.clongata*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
夹竹桃科 *Apocynaceae*	大花罗布麻	*Poacynum hendersonii*
	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
萝摩科 *Aschcpiaccae*	牛皮消	*Cynanchum sibiricum*
旋花科 *Cohvolvulaceae*	打碗花	*Calystegia spium*
茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium rutheulcum*
列当科 *Orobbanchaceae*	肉苁蓉	*Cistanche tubulosa*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis*

科	种名	拉丁名
		pseudophramites
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*
	赖草	*Aneurolepidium seealinud*

根据现场调查可知，拟建项目评价范围内分布有少量的胡杨（国家Ⅱ级保护植物）。

5.5.5.2 群落类型及分布

顺北油区及其周边的自然植被主要有 2 种植被类型，即灌丛植被和森林；2 个群系，即灌丛沙丘柽柳灌丛群系、胡杨群系（见表 5-24）。项目植被类型图见图 5-8。

表 5-24　评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群从组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系	—
森林	落叶阔叶林	杜加依林	胡杨群系	多枝柽柳+胡杨群从组

图 5-8　项目区域植被类型图

各群系主要的群落特征如下：

1）灌丛沙丘柽柳灌丛群系

该群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 1.5m，盖度 3%左右。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、胀果甘草、盐爪爪、碱蓬、鹿角草等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 7%左右。

2）胡杨群系

该群系偶有零星胡杨出现，平均高度 3.5m，盖度 2%左右。林下灌木层主要是多枝柽柳，其盖度水林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 2%，其下偶有黑果白刺等。草本也非常稀疏，常见的有胀果甘草、花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的

多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 1%左右。

5.5.5.3 自然植被现状分析及评价

1）群落分布状况分析

评价区地处塔里木河南岸冲洪积细土平原，属干旱沙漠地区，植物群落类型单一，结构简单，种群集群分布，郁闭度不高，生物量低，生物多样性单一，群落稳定性差。群落中除胡杨一种乔木外，主要是多枝柽柳灌丛和一些伴生种，为沙雅县地方公益林中的天然林。管道沿线植被的照片见图 5-9。



胡杨
东经 82.9550975000，北纬 40.1005468000



骆驼刺
东经 82.8991783000，北纬 40.1409752000



柽柳+梭梭+碱蓬
东经 82.9635522000，北纬 40.0945786000



梭梭
东经 82.8987970000，北纬 40.1410814000

图 5-9　沿线植被照片

3）植被利用现状评价

评价区属典型沙质荒漠生态系统，植物组成结构简单，多数都具有耐旱和耐盐碱的特性。胡杨和多枝柽柳是该区域的主要建群种。据调查，该区域植被覆盖度很低，整体利用价值不大。

5.5.5.4 植被利用情况

油区所在地属于沙漠生态系统。沙生植被作为一种饲养牲畜获得畜产品的主

要自然生物资源，在生态系统中起着决定性的作用。

评价区内草场分类系统以新疆维吾尔自治区畜牧厅资源办公室印发的有关新疆草场分类原则与系统为依据，项目区属平原沙质温性荒漠亚类草场，主要发育在固定、半固定沙丘、丘间洼地及壤质荒漠带。植被主要由小半乔木、灌木和半灌木组成，下层分布有多年生和一年生草本植物及大量短命和类短命植物。植被随沙丘固定程度、高低、大小、沙垄走向等不同生境而形成多种复合体。主要建群种和优势植物有白梭梭、梭梭柴等。

该类沙质荒漠草场因处于沙漠区，夏季炎热干燥，地表水缺乏，一般只能在春季或冬季稳定积雪后才能利用，放牧季节中其利用水平均在 0.2%以下，植被盖度 5%～10%不等。在确定草群品质优劣时，主要以组成草群植物的适口性特点为依据，通过野外的实地考察，并参考《新疆草地资源及其利用》和《新疆主要饲用植物志》，按其适口性的优劣划分出不同的等级，具体标准如下：

一等草地：优等牧草占 60%以上；

二等草地：良等牧草占 60%以上，优等及中等占 40%；三等草地：中等牧草占 60%以上，良等及低等占 40%；四等草地：低等牧草占 60%以上，中等及劣等占 40%；五等草地：劣等牧草占 60%以上。

各级的划分标准如下：

第 1 级草地每公顷产鲜草12000kg 以上；

第 2 级草地每公顷产鲜草12000kg～9000kg；

第 3 级草地每公顷产鲜草9000kg～6000kg；

第 4 级草地每公顷产鲜草6000kg～4500kg；

第 5 级草地每公顷产鲜草4500kg～3000kg；

第 6 级草地每公顷产鲜草3000kg～1500kg；

第 7 级草地每公顷产鲜草1500kg～750kg；

第 8 级草地每公顷产鲜草750kg 以下。

拟建项目区域内属于五等 8 级草场，说明草场质量不高，利用价值低。

5.5.6 野生动物现状调查与评价

评价区位于塔卡拉玛干大沙漠，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

5.5.6.1 野生动物区系与分布

在评价区生存的野生动物主要有爬行动物叶城沙蜥（*Phrynocephalus axillaris*）；哺乳动物有长耳跳鼠（*Euchoreutes naso*）、子午沙鼠（*Meriones meridianus*）、沙狐（*Vulpes corsac*）三种，另外根据调查和了解，顺北油气田周边区域还有鹅喉羚（*Gazellasubgutturosa*）、马鹿（*Cervus claphus*）和鹅喉羚（*Procapra gutturosa*）偶尔出没；本地鸟类有白尾地鸦（*Podoces biddulphi*）、红隼（*falco tinnunculus*）、小沙百灵（*Calandrella cinerea*）。

5.5.6.2 油田及周围区域野生动物现状评价

该区域野生动物数量极少，主要栖息分布着一些耐旱的荒漠动物，种类十分单调，国家和地方保护动物较少，其中红隼是国家二级保护动物，沙狐是新疆二级保护动物，白尾地鸦是我国的特有鸟种，仅分布于新疆的塔克拉玛干沙漠，虽然还未列入国家或地方保护名录，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。该鸟经常在油田区活动，到采油区的宿舍区觅食，很容易被人捕捉。

从表 5-25 可知，该区域及其邻近区域中野生动物数量不多，主要是一些耐旱的荒漠动物，统计共有各种野生脊椎动物 47 种，其中两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 30 种，哺乳类 10 种。主要为鸟类居多，占所有动物的 63.83%，区域内兽类动物相对较少，占 12.76%。

该区域内大中型兽类是鹅喉羚、马鹿和野猪。按大中型兽类粪堆技术统计，推算出顺北油气田周围的鹅喉羚相对密度约为 0.11 只/km^2，马鹿、鹅喉羚和野猪数量更少。小型野生动物中，塔里木兔是该区域的优势动物，多集中在灌丛中，并以灌丛的根基为食，因其繁殖能力特别强，种群数量较大，已对自然植物和人工绿化植物造成了破坏。

据统计，鹅喉羚、马鹿、红隼、苍鹰、鸢、塔里木兔也属国家二级重点保护动物，沙狐和环颈雉是新疆维吾尔自治区二级重点保护动物。塔里木兔是塔里木盆地特有种；白尾地鸦是我国的特有鸟种，仅分布于新疆的塔克拉玛干沙漠，虽然还未列入国家或地方保护名录，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。

表 5-25　评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	种名	拉丁学名	留居特性	分布及频度			
				Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
两栖类							

序号	种名	拉丁学名	留居特性	分布及频度			
				Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*					++
爬行类							
2	新疆鬣蜥	*Agama stoliczkana*			±		
3	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*			±	±	
4	密点麻蜥	*Eremisa multiocellata*			+	++	
5	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*			±	±	
鸟类							
6	鸬鹚	*Phalacrocorax carbo*	B				++
7	凤头䴙䴘	*Podiceps cristatus*	B				+
8	赤麻鸭	*Tadorna ferruginea*	B				+
9	绿头鸭	*Anas platyrhynchos*	B				±
10	鸢	*Milvus korschum*	R	+	+	+	
11	苍鹰	*Accipiter gentilis*	B	±	±	±	
12	红隼	*Faloco tinnunculus*	R	+	+	+	
13	环颈雉	*Phasianus colchicus*	R		±		
14	银鸥	*Larus argentatus*	B				++
15	红嘴鸥	*Larus ridibundus*	B				++
16	原鸽	*Columba livia*	R			+	
17	欧斑鸠	*Streptopelia turtur*	B	+	+		
18	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	+	+		
19	戴胜	*Upupa epops*	R		±		
20	白翅啄木鸟	*Dendrocopos leucopterus*	B	±			
21	沙百灵	*Calandrella rugescens*	R		+	++	
22	凤头百灵	*Galerida cristata*	R		+	++	
23	云雀	*Alauda arvensis*	B		+		
24	红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	+	+	±	
25	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris*	S	++	++	+	
26	喜鹊	*Pica pica*	R	+	+		
27	白尾地鸦	*Podoces hiddulphi*	R			+	
28	寒鸦	*Corvus monedula*	W	++	++		
29	小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	++	++		
30	沙即鸟	*Oenanthe isabellina*	B		±	++	
31	漠即鸟	*Oenanthe deserti*	B		±	++	
32	沙白喉莺	*Sylvia minula*	B	+	++		
33	树麻雀	*Passer montanus*	R	+	++		
34	巨嘴沙雀	*Rhodopechys obsoleta*	B	+		+	
35	漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+		+	
哺乳类							

序号	种名	拉丁学名	留居特性	分布及频度			
				Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
36	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	—	+	++	+	
37	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	—			+	
38	长耳跳兔	*Euchoreutes naso*	—			+	
39	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—			+	
40	大耳猬	*Hemiechinus auritus*	—			±	
41	沙狐	*Vulpes corsac*	—			±	
42	狗獾	*Meles meles*	—	±		+	
43	野猪	*Sus scrofa*	—	±	±		
44	马鹿	*Cervus claphus*	—	±			
45	鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*	—	+		+	

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟；W—冬候鸟；S—夏候鸟；（2） ±：偶见种；+：常见种； ++：多见种；（3） Ⅰ胡杨林区；Ⅱ柽柳灌丛区；Ⅲ半灌木荒漠区；Ⅳ塔里木河水域区；

5.5.7 土壤现状调查与评价

根据野外实地调查及新疆生物土壤沙漠研究所调查资料，评价区的土壤类型为流动风沙土。项目区域土壤类型图见图 5-10。

图 5-10 项目区域土壤类型图

风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的 80%～90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在 10cm～20cm 左右，其下含水率也仅 2%～3%。有机质含量低，约在 0.1%～1.0%范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

根据植被生长的疏密和沙性母质流动性的大小，风沙土可分为 3 个亚类。

1）流动风沙土：多半是仅生长有极为稀疏的固沙先锋植物的流动沙丘。成土过程微弱，风蚀作用严重，土壤剖面的层次分化不明显。植物难以定居其上，基本上无利用价值。多见于荒漠地区。

2）半固定风沙土：由流动风沙土发育而来。随着流动风沙土着生植物的增多，沙面植物的覆盖度增大，风蚀作用趋于和缓，土壤表面变为紧实并出现薄层结皮，流动性变小而呈半固定状态。同时，土壤有机质含量也因植物残体的增多而有所增加，土壤剖面层次有所分化。

3）固定风沙土：由半固定风沙土发展而成，除生长有沙生植物外，还常掺入一些地带性植物种。沙丘的外貌更加平缓，地表结皮进一步增厚，沙面更加紧实，剖面分化明显，且有团块状结构出现，抗风能力增强，土壤理化性质发生风

沙土地区的林网明显变化。在流动风沙土向半固定和固定风沙土演变过程中，土壤表层粉砂和粘粒含量增加，持水性能提高，有机质和盐分积累明显。

5.5.8 环境敏感区现状调查与评价

5.5.8.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，拟建项目 50km 原油外输管线最西侧管段（顺北 53X 拉油流程）距塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近距离为 39.9km，距离较远。

5.5.8.2 水土流失重点治理区和预防区

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 19615.9km^2，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 283963km^2，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，土壤侵蚀类型为风力侵蚀。

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。

根据第三次水土保持遥感成果和全国水利普查水土保持普查成果，采用水土流失严重指数方法，对水土流失现状进行评价，2012 年相比 2000 年，阿克苏地区沙雅县水土流失程度由强度严重下降到中度严重。

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；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。

拟建项目类型属于油田地面工程建设项目，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。拟建项目所在区域土壤侵蚀情况见图 5-11。

图 5-11　拟建项目所在区域土壤侵蚀示意图

5.5.8.3 天然林

拟建项目位于塔克拉玛干沙漠地区，植物群落类型单一，结构简单，种群集群分布，郁闭度不高，生物量低，生物多样性单一，群落稳定性差。群落中除胡杨一种乔木外，主要是超旱生地多枝柽柳灌丛和一些伴生种，为沙雅县地方公益林中的天然林。拟建项目所在区域不在阿克苏地区和沙雅县已划定的天然林范围内，根据阿克苏地区林草局和沙雅县林草局对天然林的界定标准，拟建项目所在区域内的灌木林均为天然林，为二级公益林和地方（集体）公益林，应采取优先避绕、其次移栽或补偿等方式减少对天然林的影响，拟建项目与天然林相对关系示意图见图 5-12。

图 5-12　拟建项目与天然林相对关系示意图

6 环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响评价

6.1.1 评价等级与评价范围

6.1.1.1 评价等级的确定

1）判定依据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）并结合项目工程分析结果，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，分别计算每一种污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i（第 i 个污染物），及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\% \qquad \text{公式（1）}$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m^3。

评价工作等级按照表 6-1 的分级依据进行划分，最大地面质量浓度占标率 P_i 按公式（1）计算，污染物 i 大于 1，取 P 值中最大者（P_{max}）和其对应的 $D_{10\%}$。

表 6-1 评价工作等级划分表

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

2）判定结果

拟建项目 12 座井场注醇方式及用量相同，本次评价选取 1 座井场和拟建油气分输站进行估算，预测指标为非甲烷总烃、硫化氢、甲醇。根据工程分析确定的源强，采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式进行计算），拟建项目估算模型参数见表 6-2，估算结果见表 6-3。

根据估算结果知，拟建项目 P_{max} 最大值出现为油气分输站排放的硫化氢 P_{max}=9.38%，C_{max} 为 0.938 μg/m^3，拟建项目属于石油开采行业的内部集输管网，不在 HJ 2.2-2018 中“对电力、钢铁、水泥、石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目，并且编制环境影响报告

书的项目评价等级提高一级”要求范围之列，同时结合估算结果（P_{max}=9.38%＜10%），拟建项目大气环境评价等级不需提级，确定评价等级为二级。

表 6-2 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		41.2
最低环境温度		-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
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

表 6-3 估算参数选择情况及计算结果一览表

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率（kg/h）	面源长度（m）	面源宽度（m）	面源排放高度（m）	质量标准（mg/m³）	最大落地浓度（μg/m³）	最大落地浓度出现距离（m）	最大地面浓度占标率（%）	判定结果
井场	甲醇	0.0019	55	45	1.5	3.00	13.4	46	0.45	**三级**
油气分输站	非甲烷总烃	0.1232	73	40	5	2.00	96.339	71	9.35	**二级**
	硫化氢	0.0012				0.01	0.938	69	9.38	**二级**

6.1.1.2 评价范围

评价范围为以各井场、油气分输站为中心 5km 矩形范围，评价范围见图 6-1。

图 6-1 拟建项目大气环境影响评价范围

6.1.2 区域大气污染源调查与分析

拟建项目面源排放参数见表 6-4。

表 6-4　面源参数调查清单表

编号	名称	面源海拔高度/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	污染物排放速率/（kg/h）		
									甲醇	非甲烷总烃	硫化氢
1	井场	942	55	45	0	1.5	8760	正常排放	0.0019	/	/
2	油气分输站	942	73	40	0	5	8760	正常排放	/	0.1232	0.0012

6.1.3 污染气象特征分析

沙雅气象站类别属国家基准气候观测站。该站近 20 年（2000 年～2019 年）的年，区域近 20 年平均温度为 12.5℃，4～10 月月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7℃，12 月份平均气温最低，为-8.7℃；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。近20年主要气象统计资料见表 6-6和表 6-6，风频玫瑰图见图 6-2。

表 6-5　沙雅气象站近 20 年主要气象资料

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度（℃）													
风速（m/s）													

表 6-6　沙雅气象站近 20 年各风向风频

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月																	
2 月																	
3 月																	
4 月																	
5 月																	
6 月																	
7 月																	
8 月																	
9 月																	
10 月																	
11 月																	
12 月																	
春季																	
夏季																	
秋季																	
冬季																	
全年																	

图 6-2　沙雅县近 20 年风向玫瑰图

6.1.4 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自站场道路修建、管线敷设、站场建设、车辆运输过程等产生的施工扬尘及施工机械、运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为SO_2、NO_2、C_mH_n等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析拟建项目施工期对沿线和井场周围大气环境的影响。

1）扬尘影响分析

拟建项目施工期扬尘主要产生于三个部分：站场的地面开挖、填埋、土石方堆放；车辆运输过程。施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

站场的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m^{3}以上，25m 处为 1.53mg/m^3，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合的条件下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

建设单位应采取如下扬尘防治措施：

（1）尽量缩减施工作业面积，且施工场地采取围挡可有效减少扬尘扩散；

（2）物料集中堆放，表面采取遮盖或集中堆存在库房内；

（3）施工现场及道路定期洒水抑尘；

（4）控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，出入车辆清洗、渣土车密闭运输；

（5）避免大风天气施工；

（6）重污染天气应急期间，按要求严格落实各项应急减排措施。

经采取防治措施后，拟建项目产生的施工扬尘对周围大气环境影响较小。

2）施工机械尾气影响分析

施工期，运输汽车等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将产生燃烧烟气，主要污染物为 SO_2、NO_2、C_mH_n等。但由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对周围大气环境影响较轻。

6.1.5 运营期环境空气影响预测与评价

拟建项目大气环境影响评价等级为二级评价，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），二级评价项目不进行进一步预测与评价，因此仅以 AERSCREEN 估算结果作为本次预测结果。

6.1.5.1 预测因子与预测范围

1）预测因子

非甲烷总烃、硫化氢、甲醇。

2）预测范围

预测范围为以项目井场、油气分输站为中心，边长 5km 的矩形范围。

6.1.5.2 预测模式的选取

本次评价中对面源的估算采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）推荐模式 AERSCREEN。

6.1.5.3 预测结果与评价

主要污染源估算模型计算结果见表 6-7。

表 6-7 拟建项目估算结果表

下风向距离	油气分输站				典型井场	
	非甲烷总烃浓度（μg/m³）	非甲烷总烃占标率（%）	硫化氢浓度（μg/m³）	硫化氢占标率（%）	甲醇浓度（μg/m³）	甲醇占标率（%）
10	72.675	3.63	0.708	7.08	0.52	5.20
25	82.335	4.12	0.802	8.02	0.72	7.16
50	94.655	4.73	0.922	9.22	0.87	8.70
75	96.152	4.81	0.937	9.37	0.72	7.23
100	93.910	4.70	0.915	9.15	0.62	6.16
200	77.791	3.89	0.758	7.58	0.41	4.12

300	62.802	3.14	0.612	6.12	0.30	2.99
400	51.787	2.59	0.504	5.04	0.23	2.26
500	44.050	2.20	0.429	4.29	0.18	1.77
600	39.207	1.96	0.382	3.82	0.14	1.44
800	32.171	1.61	0.313	3.13	0.10	1.02
1000	27.338	1.37	0.266	2.66	0.08	0.77
1500	19.425	0.97	0.189	1.89	0.05	0.47
2000	14.683	0.73	0.143	1.43	0.03	0.32
2500	11.632	0.58	0.113	1.13	0.02	0.24
下风向最大浓度	96.339	4.82	0.938	9.38	13.4	0.45
下风向最大浓度出现距离/m	69	/	69	/	46	/
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

6.1.5.4 厂界无组织废气影响分析

通过预测可知，油气分输站无组织排放的非甲烷总烃的最大落地浓度为 0.096339mg/m^3，因此，分输站厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）第 5.9 条要求（4.0mg/m^3）；分输站厂界无组织排放的硫化氢最大落地浓度为 0.000938mg/m^3，因此厂界硫化氢浓度能满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1 要求（0.06mg/m^3）。井场无组织排放的甲醇最大落地浓度为 0.0134mg/m^3，因此厂界甲醇浓度能满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 要求（12mg/m^3）。

6.1.5.5 大气环境防护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，拟建项目不需设置大气环境防护距离。

6.1.5.6 污染物排放量核算

根据工程分析，拟建项目正常工况下无组织排放源排放量见表 6-8，大气污染物年排放量见表 6-9。

表 6-8　大气污染物无组织排放量核算表

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）	备注
				标准名称	浓度限值（mg/m^3）		
1	油气分输站无组织挥	非甲烷总烃	密闭集输、加强设备	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4.0	1.08	/

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）	备注
				标准名称	浓度限值（mg/m^3）		
	发		管理	第 5.9 条			
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1	0.06	0.0108	/
2	井场	甲醇	加强设备管理	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2	12	0.204	/
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总烃（t/a）			1.080	
			硫化氢（t/a）			0.0108	
			甲醇（t/a）			0.204	

表 6-9　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	非甲烷总烃	1.080
2	硫化氢	0.0108
3	甲醇	0.204

6.1.5.7 挥发性有机物的管控要求与监测要求

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）提出大气污染物管控和监测要求。

1）污染物管控要求

（1）在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出油气进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。

（2）企业中载有气态 VOCs、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。

（3）计量阀组站、油气分输站内均实现密闭集输，站内无组织排放的非甲烷总烃须满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中厂区内的限值要求。

2）污染物监测要求

（1）企业应按照有关法律、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行

监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

（2）设备与管线组件 VOCs 泄漏控制，监测采样和测定方法按《泄漏和敞开液面排放的挥发性有机物检测技术导则》(HJ 733-2014)的规定执行，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校准气体）。

（3）企业边界非甲烷总烃的监测采样和测定方法按国家发布的相关规定执行。

6.1.6 小结

1）正常工况下拟建项目非甲烷总烃地面小时浓度最大贡献值低于《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）要求，硫化氢和甲醇地面小时浓度最大贡献值低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 要求，对周边环境空气影响较小。

2）根据大气环境影响估算结果及评价等级，根据导则要求，项目不需设置大气环境防护距离，项目选址合理。

3)根据大气环境影响监测与影响预测结果,拟建项目污染源排放方案合理。

拟建项目大气环境影响评价自查表详见表 6-10。

表 6-10 拟建项目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+NOx 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		＜500t/a□
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃、甲醇、硫化氢）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$ √
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	评价功能区	一类口	二类区 √		一类区和二类区口
	评价基准年	（2020）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准□	国家平台发布的数据标准 √		现状补充标准 √
	现状评价	达标区□		不达标区 √	
污染源调查	调查内容	拟建项目正常排放源 √ 拟建项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目	区域污染源□

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3"></td><td colspan="2"></td><td>污染源□</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="11">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td>AUSTAL2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥50km□</td><td colspan="2">边长 5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km√</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="4">预测因子（非甲烷总烃、甲醇、硫化氢）</td><td colspan="4">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$√</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="4">C 拟建项目最大占标率≤100%√</td><td colspan="4">C 拟建项目最大占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="3">$C_{拟建项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="4">$C_{拟建项目}$最大占标率＞10%□</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="3">$C_{拟建项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="4">$C_{拟建项目}$最大占标率＞30%□</td></tr>
<tr><td>非正常 1h 浓度贡献值</td><td>非正常持续时长（/）h</td><td colspan="3">$C_{非正常}$占标率≤100%□</td><td colspan="4">$C_{非正常}$占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">C 叠加达标□</td><td colspan="4">C 叠加不达标□</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="4">k≤-20%□</td><td colspan="4">k＞-20%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="4">监测因子：（非甲烷总烃、甲醇、硫化氢）</td><td colspan="3">有组织废气监测□
无组织废气监测√</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="4">监测因子：/</td><td colspan="3">监测点位数/</td><td>无监测√</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="9">可以接受 √ 不可以接受 □</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="9">距（ / ）厂界最远（ / ）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td>SO_2：（/）t/a</td><td colspan="2">NOx：（/）t/a</td><td colspan="2">颗粒物：（/）t/a</td><td colspan="4">非甲烷总烃：（1.08）t/a
硫化氢：（0.0108）t/a
甲醇：（0.204）t/a</td></tr>
<tr><td colspan="10">备注：“□”，填“√”；“( )”为内容填写项</td></tr>
</table>

6.2 地表水环境影响评价

6.2.1 评价等级

拟建项目运营期污水主要为油气分输站值班人员生活污水，生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），拟建项目运营

期生产废水不外排，地表水环境影响评价等级为三级 B。

6.2.2 评价要求

1）区域水污染源调查：水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。

2）环境影响预测：水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。

3）环境影响评价：水污染影响型三级 B 评价。主要评价内容包括：

（1）水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；

（2）依托污水处理设施的环境可行性评价。

6.2.3 地表水环境影响分析

6.2.3.1 施工期废水环境影响分析

拟建项目施工期产生的废水包括管道试压废水和生活污水。

1）管道试压废水

拟建项目管道试压废水最大产生量约为 5331.5m^3，经收集经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被。

2）生活污水

施工人员的生活污水产生量为 450m^3，施工现场通过设置移动环保厕所进行收集处理。

拟建项目施工期废水均得到合理有效处置，施工废水对周边地表水环境影响较小。

6.2.3.2 运营期废水环境影响分析

运营期废水主要为油气分输站值班人员生活污水，生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化，对周边环境影响较轻。

6.2.4 地表水环境影响评价自查表

拟建项目地表水环境影响评价自查表详见表 6-11。

表 6-11　拟建项目地表水环境影响评价自查表

工作内容	自查项目

影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；涉水的风景名胜区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道□；天然渔场等渔业水体□；水产种质资源保护区□；其他□		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他□ 不排放☑		水温□；径流□； 水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□； pH 值□；热污染□；富营养化□； 其他□		水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑		一级□；二级□；三级□
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建□；在建□；拟建□； 其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境保护主管部门☑；补充监测□； 其他□
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□春季□；夏季□；秋季□；冬季□		水行政主管部门□；补充监测□；其他□
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□春季□；夏季□；秋季□；冬季□	（ ）	监测断面或点位个数 （ ）个
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km^2		
	评价因子	（ ）		
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□；Ⅴ类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（）		
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季☑		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标□；不达标□		达标区□ 不达标区

		水环境控制单元或断面水质达标状况：达标□；不达标□ 水环境保护目标质量状况：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□ 依托污水处理设施稳定达标排放评价□	□
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km^2	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□	
	预测背景	施工期□；生产运营期□；服务期满后□ 正常工况□；非正常工况□ 污染控制和减缓措施方案□ 区（流）域环境质量改善目标要求情景□	
	预测方法	数值解□：解析解□；其他□ 导则推荐模式□：其他□	
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求□ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求□ 水环境控制单元或断面水质达标□ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求□ 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□	
	污染物排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（/）	（/）	（/）
	替代源排放情况	污染源名称 / 排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（/） / （/）	（/）	（/）	（/）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（）m^3/s；鱼类繁殖期（）m^3/s；其他（）m^3/s			

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="3">污水处理设施 ☑；水文减缓设施 □；生态流量保障设施 □；区域削减 □；依托其他工程措施 □；其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td>环境质量</td><td>污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td>手动□；自动□；无监测☑</td><td>手动□；自动□；无监测☑</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td>（/）</td><td>（/）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td>（/）</td><td>（/）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="3">□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">可以接受☑；不可以接受□</td></tr>
<tr><td colspan="5">注：“□”为勾选项，可打√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

6.2.5 小结

拟建项目施工期产生的废水包括管道试压废水和生活污水，运营期生活污水不外排。拟建项目废水不进入地表水水环境，对周围地表水环境影响不大。拟建项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

结合项目选址、污染源的排放强度与排放方式、废水污染控制措施等方面综合进行评价，拟建项目建设对地表水环境影响较小，地表水环境影响可以接受。

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1.1 评价等级

1）项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，拟建项目为石油开采项目（属于其内部技术管网），项目类别为“Ⅰ类”。

2）环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 6-12。

表 6-12 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的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 a
不敏感	上述地区之外的其他地区
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

经现场调查，项目所在区域采用罐车从沙雅县以拉运方式供水，拟建项目场地附近无地下水水源地，拟建项目所在区域不属于上述内容中敏感及较敏感区域，项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感。

3）评价工作等级确定

建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分见表 6-13。

表 6-13 地下水环境影响评价等级划分依据

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

拟建项目属于Ⅰ类项目，项目所在区域地下水环境敏感特征为不敏感，根据表 6-13，判断拟建项目地下水评价等价为二级。

6.3.1.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求的地下水环境现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）第 8.2.2.2 条“线性工程应以工程边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围”，拟建项目管线工程以管线两侧外扩 200m 区域作为评价范围。

拟建项目井场、站场、阀组站、阀室所在区域水文地质条件相对简单，区内无明显的地下水边界，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定（参照 HJ/T 338）。

计算公式：

$L=a\times K\times I\times T/ne$

式中：L—下游迁移距离，m；

a—变化系数，a≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d，根据拟建项目监测报告，拟建项目区域渗透系数为 0.783m/d～0.93m/d。根据 2019 年 10 月新疆地质工程勘察院对顺北地区的水文地质调查结果，拟建项目区域潜水含水层的岩性有细砂、粉砂、粉细砂，潜水含水层的厚度为 14.7m～41.3m，渗透系数为 0.11m/d～3.36m/d，包气带的渗透系数为 0.19m/d～2.21m/d，为保守起见，本次评价参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）见附录 B 表 B1 常见渗透系数表，按照最不利情况细砂取渗透系数最大值 10m/d；

I—水力坡度，根据 2019 年 10 月新疆地质工程勘察院对顺北地区的水文地质调查结果，拟建项目区域水力坡度为 0.59‰～0.83‰，拟建项目按最不利情况考虑，取值 0.8‰；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度，根据《顺北油气田顺北二区至五号联联络线工程环境影响报告书中》（环评批复文号：新环审[2021]130 号）中参数，拟建项目与其在同一区域，ne 取值 34.8%。

下游迁移距离计算参数选取及计算结果见表 6-14。

表 6-14 下游迁移距离计算参数表

参数	a	渗透系数	有效孔隙度	水力坡度	T	L

数值	2	10m/d	0.348	0.00083	5000d	238.5m

根据公式计算法可计算得出拟建项目污染物在地下水中向下游的迁移距离为 238.5m，综合考虑拟建项目附近水文地质情况，确定井场、站场、阀组站、阀室的地下水评价范围：上游和两侧均取值 L/2=119.25m，下游取 238.5m。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），管线地下水评价范围为管线两侧 200m。

因此，拟建项目地下水评价范围为管线两侧 200m 范围内，井场、站场、阀组站、阀室的地下水评价范围上游和两侧均 119.25m、下游 238.5m，拟建项目地下水评价范围详见图 6-3。

图 6-3　拟建项目地下水环境影响评价范围

6.3.2 评价区域水文地质环境

6.3.2.1 气象情况

调查区地处欧亚大陆腹地，远离海洋，为典型的暖温带大陆性干旱气候。气候特点为：降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季干冷，春季干旱多风，昼夜温差大。调查区主要涉及沙雅县气象资料，其气温、降水、蒸发等气象情况如下：

1）气温

沙雅县多年月平均气温 1 月最低，为-8.6℃；7 月最高，为 24.9℃；气温最大月较差 33.5℃；最高气温为 41.2℃，极端最低气温为-24.2℃。土壤冻结期自 11 月至翌年 2 月底 3 月初，冻结深度不足 1m，一般多为 0.5m。

2）降水

沙雅县多年月平均降水量最大在 7 月，为 9.6mm，最小降水量在 12 月，为 0.7mm，多年平均月降水量为 3.6mm。

3）蒸发

蒸发量与气温成正比，调查区内气候干旱炎热，蒸发十分强烈。沙雅县最大蒸发量在 6 月，蒸发量为 317mm，最小蒸发量在 12 月和 1 月，为 12.7mm，多年平均月蒸发量为 167.2mm。

4）风

评价区春、秋、冬三季盛行东北风，夏季多为北风，各月平均风速最大不超过 2.42m/s，多年平均风速 1.47m/s，六级以上大风年均 16.9 天，大风常发生在

春季 4 月份，由大风引起的沙尘暴，每年有 14.3 天。灾害性天气主要有冰雹、霜冻、干热风和沙尘暴等，给农牧业生产带来极大破坏。

6.3.2.2 土壤和植被

评价区内主要土壤类型为风沙土。风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的 80%～90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在 10cm～20cm 左右，其下含水率也仅 2%～3%。有机质含量低，约在 0.1%～1.0%范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

评价区主要植被较少，因土壤中营养物质贫乏限制了许多植物的生存，只有为数不多的灌木。

6.3.2.3 地形地貌

评价区地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河以南的冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在 930m 左右，该区域为典型的沙漠生态系统，区内大部分地区土壤表层被风沙土所覆盖，植被以柽柳灌丛为主。

6.3.2.4 地质条件

塔克拉玛干沙漠沉积着巨厚的粉细砂、细砂、亚黏土，其中细颗粒的松散砂层占绝对优势，黏土夹层薄而少，其沉积厚度达 880m 以上，从地层年代上属于第四系和第三系地层，两者界限在 650m 左右。

评价区地处塔克拉玛干沙漠中北部，以北纬 40° 为界，塔克拉玛干沙漠可分为两大沉积区，即北部为东西向塔里木河干流形成的古老和近现代的冲洪积泛滥平原，南部为发源于昆仑山北坡的诸多水系形成的古老或近现代冲（湖）积细土平原。北部沉积区地下水主要受塔里木河水系和天山山前平原地下水补给的影响，南部沉积区地下水主要接受昆仑山山前平原地下水的侧向补给。

6.3.2.5 水文地质条件

1）水文地质资料

拟建项目区域含水层为单一结构的潜水含水层，潜水含水层的厚度为 14.7m～41.3m，含水层岩性为细砂、粉细砂，渗透系数为 0.11m/d～3.36m/d。

2）地下水的补、径、排条件

工程区域地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给，其次在靠近塔河南

岸地段有部分渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、水库水的渗漏补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。拟建项目靠近塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好，拟建项目远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

评价区的地下水的径流方向主要是从西北向东南。项目区域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，因而地下水径流条件较差。根据近来年统计资料，工程区域地下水位从 9 月下旬开始上升，上升趋势延续到 11 月中旬，之后转为缓慢下降。

在此期间，塔河水位也同时大幅度下降，随着冬季的结束及地面解冻，从 2 月底开始地下水位小幅回升，然后地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底。评价区内地下水主要通过潜水蒸发、油区的人工开采等方式排泄。

3）地下水化学特征

项目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 60m 内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。由前述可知，仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给、径流条件较好；而向南远离塔河的地段，潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于 10m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件，决定了项目区域潜水的水化学作用，在沿塔河南岸地段，以离子交替吸附作用为主；而向南远离塔河的地段，则以蒸发浓缩作用为主。拟建项目绝大部分工程布局离塔河南岸较远，潜水缺乏补给来源，径流滞缓，水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 $Cl \cdot SO_4$-Na 型水。矿化度为 3g/L～10g/L 不等，水质均较差，为半咸水～咸水。

6.3.2.6 塔克拉玛干沙漠区域包气带特征

项目区位于塔克拉玛干沙漠，在 0cm～20cm，20cm～80cm 内无地下水，无法完成取样。根据《塔克拉玛干沙漠腹地地下水 F^-的水文地球化学特征》文献中的调查数据，对沙漠中 13 个包气带沙样分析，其重矿物成份中以角闪石，云母等含氟矿物为主，占重矿物总量的 42.7%以上，还有部分电气石、磷灰石及风化矿物等,4 个潜水带矿物分析结果也表明，潜水介质中含氟矿物角闪石、云母居多，占矿物总含量的 3%～6%。

6.3.2.7 区域地下水污染源调查

评价区位于塔里木盆地北部，评价范围内无其他工业企业，主要为顺北油气

田已钻油井及其集输管线分布。根据对顺北二区现有污染源调查结果，现有单井废水主要为井下作业废液，经收集后就近运至附近顺北油气田绿色环保站处理，不外排。此外，根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐均存在不同程度的超标，其余各项指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。

6.3.3 项目场地水文地质调查

6.3.3.1 地形地貌

1）地形

项目位于塔里木盆地北缘，北部为渭干河、库车河冲洪积平原，中部为塔里木河冲积平原，南部为风积沙漠，总体地势北高南低，西高东低。其中，北部渭干河、库车河冲洪积平原地势北高南低，西高东低，海拔 950m～990m，地形坡降 1‰左右，其上河流、渠道发育；中部塔里木河冲积平原南北高、中间低，西高东低，海拔 930m～990m，地形坡降 1‰左右，其上河网发育。

2）地貌

按照地貌形态，项目场址可分为平原和沙漠两种地貌类型。按照地貌成因，又可进一步分为冲洪积平原、冲积平原和风积沙漠。

（1）冲洪积平原

广泛分布于塔河区块区，由渭干河、库车河冲洪积形成。调查区位于渭干河、库车河冲洪积平原中下部，地表由第四系冲洪积物构成，岩性由潜山区块东北部边缘的砂砾石向南渐变为粉土。地形较为平坦，地势北高南低、西高东低，地形坡降 1‰左右，河流渠道发育，人类活动频繁，地表以城镇、农田、村庄为主。

（2）冲积平原

主要分布于塔里木河南北两岸，由塔里木河冲积形成。调查区位于塔里木河冲积平原中部，地表岩性为粉细砂、粉土，地势南北高、中间低，西高东低，其上河网纵横交错，地下水埋藏较浅，有零星沼泽分布。沿河流两岸有村庄和农田，南岸有茂盛胡杨林分布。

（3）风积沙漠

广泛分布于顺北油气田，地表主要为无人类活动的荒漠地带和沙漠。由于降水稀少，风蚀作用强烈，形成了各种形态的风蚀地貌和活动沙丘，主要以半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约 1m～5m 不等，沙漠腹地寸草不生，北部沙漠

边缘在沙丘顶部生有红柳和梭梭，沙丘之间生长有胡杨。

6.3.3.2 水文地质

1）水文条件

工程区域位于塔里木河冲积平原，塔里木河冲积平原历经了缓慢的且相对沉降的地质环境，第四系松散岩类由水流携带的大量泥沙沉积而成，厚度达到 500m 左右；下伏为第三系泥岩、砂岩地层，同上部冲积、湖积的粉细砂、中细砂、夹亚砂土、亚黏土薄层构成统一的地下水含水体，塔里木河冲积平原自上游到下游水文地质无明显变化。

2）地层岩性

工程区域内出露的地层为第四系(Q)。第四系成因类型具有明显的分带规律，成因类型依次是洪积、冲积、沼泽相及风积，岩性结构具有颗粒由粗到细，地层结构由单层、双层到多层结构的分带变化。第四系最厚可达 1200m。

6.3.3.3 包气带特征

由于拟建项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，通过文献查阅、收集的方式调查到塔克拉玛干沙漠中部地区 KT-1 水井孔深 653.8m，地下水埋深 423.8m～630.1m，因此包气带厚度约为 423.8m～630.1m，包气带岩性为细粉砂，考虑最不利因素，包气带垂直渗透系数（Kv）为 10m/d，项目场址属于中透水层，自然状态下，场址处包气带防污性能为弱。

6.3.3.4 含水层特征

工程位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，据工程区域附近钻孔资料，在 200m 钻探深度内，工程区域在南北方向上，主要分布有一层单一结构的潜水含水层，含水层厚度约 29m～35m 不等，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。第四系松散岩类孔隙水又可进一步划分为第四系潜水和承压水。工程区域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 60m 内揭露的含水层主要以单一结构的潜水含水层为主。其富水性可划分为两个级别：潜水水量中等和潜水水量贫乏。

6.3.3.5 地下水位动态特征

项目靠近塔里木河以南的场址所在区域地下水动态类型为水文型，低水位期

出现在 8 月下旬，9 月中旬地下水位开始回升至 10 月中旬达到高水位，12 月到 5 月都基本处于平水位期。

项目位于塔克拉玛干沙漠北部场址地下水位动态为径流－蒸发型。3～4 月份随着气温的升高，冰雪的融化，对地下水的补给量增多，地下水位开始缓慢回升。5 月份水位较高，进入 6～8 月份后随着蒸发量的迅速增大，地下水位开始下降，处于低水位期，且比较稳定。进入 10 月份以后，气温有所下降，蒸发量也逐渐减小，至 11 月中旬处于相对高水位期。

6.3.3.6 地下水补给、径流和排泄条件

1）补给

主要接受渭干河、库车河冲洪积平原地下水侧向径流、塔里木河河水入渗、田间灌溉入渗、渠道渗漏补给。

2）径流

径流方向：总体流向为西北向东南径流。

3）排泄

主要以潜水蒸发、植物蒸腾以及向下游径流排泄。

项目厂址主要位于径流区。

6.3.3.7 地下水和地表水的关系

项目区附近主要的地表水体为渭干河、库车河、英达里亚河、塔里木河。除上述河流外，评价内农业灌溉主要通过渠道引用渭干河、库车河水进行灌溉，龙口以下渠系呈辐射状分布，引水渠尾部多修建排碱渠，排泄灌溉余水。

因此，拟建项目地下水与地表水保护目标的水力联系不是很密切。

6.3.3.8 地下水位动态特征

6.3.4 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.4.1 施工期污染物对地下水影响分析

1）阀室、站场建设

拟建项目施工期阀室、站场建设与地下水环境不发生接触，施工过程会产生施工废料、生活垃圾，施工废料回收利用，剩余废料拉运至顺北油气田环保站处理，生活垃圾垃圾桶暂存，拉运至顺北油气田环保站无害化处理，对地下水环境影响很小。

2）管道敷设

由于拟建项目管道采用埋地敷设方式，管道埋设到地面 1.5m 以下，管道沿线以高低起伏的沙丘为主，通过对管道沿线的地质、水文地质条件进行综合分析，管道沿线所经塔克拉玛干沙漠中部地区，地下水埋深 423.8m～630.1m，管道敷设时，管沟开挖深度远小于该地区地下水埋深，对地下水环境影响很小。

3）试压废水

管道采用分段试压方式，拟建项目试压废水产生量较少，主要污染物为悬浮物，试压废水收集至五号联合站污水处理系统处理后回注地层，不外排。因此，试压废水对地下水影响不大。

4）生活污水

拟建项目施工期设置移动环保厕所，生活污水排入移动环保厕所，不会直接外排于区域环境中。因此，施工期对地下水影响很小。

6.3.4.2 运营期污染物对地下水影响分析

运营期管线埋设于地下，管道输送介质为 4 条带采出油气，运营期间无生产废水产生，主要废水为值班人员生活污水，生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化，对地下水影响很小。管道防腐设计严格按照相关规定，采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，因此正常状态下对地下水环境无影响。

6.3.5 事故状态下地下水环境影响评价

拟建项目对地下水环境造成影响的风险事故主要为油气管线泄漏，本次评价针对顺北 43X 阀组至 SHB4-4H 阀组管线进行预测。

（1）预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、365d、1000d、3650d。

（2）溶质运移预测模型的建立

由于原油泄漏不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

（3）水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

（4）数学模型

事故状态下的地下水溶质运移可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

$$C(x,\ y,\ t)=\frac{m_M/M}{4\Pi n\sqrt{D_L D_T t}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

（5）预测模型参数的确定

本次评价根据项目评价区及附近地区水文地质勘察数据，水文地质等参数部分引用历史数据，部分采取保守的经验参数。

含水层的厚度 M：拟建项目区域潜水含水层的厚度为 14.7m～41.3m，考虑最不利情况，本次评价取值 14.7m。

浅层含水层的平均有效孔隙度 n：有效孔隙度取值 34.8%。

水力坡度：根据 2019 年 10 月新疆地质工程勘察院对顺北地区的水文地质调查结果，拟建项目区域水力坡度为 0.59‰～0.83‰，拟建项目按最不利情况考虑，取值 0.83‰。

水流实际平均流速 u：参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取 10.0m/d。水力坡度 I 为 0.83‰。因此地下水的渗透流速 u=10×I/n=10m/d×0.83‰/0.348=0.024m/d。

纵向 x 方向的弥散系数 D_L：参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，模型计算中纵向弥散度选用 10m。由此计算拟建项目区域含水层中的纵向弥散系数：

$D_L=\alpha_L\times u=10\times0.005/d=0.05$（$m^2/d$）

根据经验一般 $D_T/D_L=0.1$，D_T 取 0.005（m^2/d）

最终确定的各项参数见表 6-15。

表 6-15 拟建项目地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M（m）	地下水流速 u（m/d）	有效孔隙度 n	纵向弥散系数（m^2/d）	横向弥散系数（m^2/d）
第四系潜水	14.7	0.024	0.348	0.05	0.005

2）地下水污染预测模拟和影响分析

（1）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准，确定标准限值为 0.05mg/L，以此来判断污水对地下水的污染情况。

（2）预测结果

集油管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见表 6-16 和图 6-4。

表 6-16 集油管线瞬时泄漏时石油类预测结果

污染项目	超标范围（m）			
	100d	365d	1000d	3650d
石油类	15.1	31.9	60.7	24.4～150.6

根据计算结果，污染物随时间的推移范围而不断扩大，当泄漏事故连续发生 100d 时，此时污染源下游 15.1m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 365d 时，此时污染源下游 31.9m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 1000d 时，此时污染源下游 60.7m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故发生 3650d 时，此时污染源下游 24.4m～150.6m 范围内水质不满足地下水标准值。

10d	100d
365d	1000d

图 6-4 油气管线泄漏事故石油类运移范围示意图

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

本次油气管线泄漏预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，

地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。.

为了尽可能地减小项目运营期对地下水的影响，拟建项目对油气输送、处理过程中各设施采取有效地防渗措施，对设备定期检修，将事故发生的概率降至最低，保护地下水环境不受污染。

当发生泄漏事故后，建设单位应及时将事故产生的油泥砂拉运至顺北油气田环保站进行无害化处理，减少泄漏的原油对地下水产生的长期影响。上述事故若处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性，在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且项目所在区域包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。相较而言，这些事故状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响较小。

6.3.6 地下水环境保护措施与对策

6.3.6.1 污染防治措施

拟建项目施工期产生的废水包括管道试压废水和生活污水，拟建项目施工期的废水污染防治措施如下：

（1）尽量在非雨季施工；

（2）施工过程中，若有地表径流，禁止向地表水体排放生活废水、施工垃圾；

（3）生活污水设置移动环保厕所进行收集处理；

（4）试压废水收集至五号联合站污水处理系统处理后回注地层；

（5）根据管线材质及所处环境不同，选取合理的防腐措施，建立防腐监测系统，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。管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m～50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故；

（6）施工过程中，仔细检查施工设备，禁止在开挖管沟内给施工设备加油、存放成品油储罐、清洗施工机械和排放污水，防止漏油、生活污水污染地下水，

一旦出现较大面积的污染，应及时截断污染扩散途径，尽快排除污染源；

（7）做好施工期内影响范围内地下水水位、水量和水质的监测工作，发现影响地下水时应及时解决；

（8）施工过程中要摸清地下已有的油气输送管道走向，避免在施工过程中损坏已有的油气输送管道造成油气泄漏，导致附近的土壤和地下水遭受污染。

（9）拟建项目施工期采取的地表水污染防治措施简单易行，均为成熟常用的措施，投资不大，能取得较好的防治效果。因此，拟建项目施工期采取的废水污染防治措施在技术、经济上是可行的。

6.3.6.2 应急响应

1）建立环境风险应急预案，一旦出现地下水污染事故，立即启动应急预案和应急处置办法；

2）建立向生态环境主管部门报告制度。

制定地下水风险事故应急响应应急预案，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施。

6.3.6.3 跟踪监测

1）地下水监测计划

为了及时准确掌握井场及其下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，拟建立较全面的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现问题并及时采取措施。

根据研究区含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素布置地下水监测点。

2）地下水监测原则

地下水监测将遵循以下原则：

（1）重点污染防治区加密监测原则；

（2）以浅层地下水监测为主的原则；

（3）兼顾场区边界的原则。

3）监测井布置

依据上述监测原则，结合研究区水文地质条件和污染预测结果，充分利用采油四厂已有的 2 口地下水监测井（2 口水井均为井口密闭通过泵抽水的方式进行采样，无法调查井深、水位等参数），以便及时准确地反馈地下水水质状况，进

而分析施工期各设施防渗性能变化及油井运行状况，为及时采取控制地下水污染的保护措施提供重要依据。

地下水监测计划、监测层位、监测项目、监测频率见表 6-17。

表 6-17　地下水跟踪监测计划

编号	地点	经度	纬度	井深	监测井的建设	监测层位	监测因子	监测频率	监测单位	备注
1	KFOSHB5-19H1（现有监测井）	82.6100666	40.64961825	超过已知潜水的最大地下水埋深以下 2m	1）监测井井管内径不宜小于 0.1m。 2）监测井目的层与其他含水层之间止水良好，承压水监测井应分层止水，潜水监测井不得穿透潜水含水层下的隔水层的底板。 3）新凿监测井的终孔直径不宜小于 0.25m，设计动水位以下的含水层段应安装滤水管，反滤层厚度不小于 0.05m，成井后应进行抽水洗井。 4）监测井应设明显标识牌，井（孔）口应高出地面 0.5～1.0m，井（孔）口安装盖（保护帽），孔口地面应采取防渗措施，井周围应有防护栏。 5）水位监测井不得靠近地表水体，且必须修筑井台，井台应高出地面 0.5m 以上，用砖石浆砌，并用水泥沙浆护面。人工监测水位的监测井应加设井盖，井口必须设置固定点标志	潜水层系	pH、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、石油类	每年丰水期、枯水期各采样监测一次，非正常情况随时监测	委托有资质单位定期采样监测分析	背景监测井（上游）
2	SHB5-9CH（现有监测井）	82.7733889	40.51684889							背景监测井（上游）
3	拟建 SHB4-2H 油气分输站	83.065122	40.048091							扩散监测井（厂址、下游）

6.3.7 小结

拟建项目为石油和天然气开采项目（内部集输管网），项目类别为“Ⅰ类”，项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感，地下水评价等价为二级，地下水评价范围为以管线两侧 200m 范围内，井场、站场、阀组站、阀室的地下水评价范围上游和两侧均 119.25m、下游 238.5m。

拟建项目对地下水有潜在影响，建设单位必须做好构筑物、管道的防渗设计、施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；运营期加强巡线，设备定期检验、维护、保养。严格落实施工期和运营期各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。在采取各项污染防治及保护措施后，拟建项目的施工建设、运营期对地下水环境的影响较小。

6.4 声环境影响评价

6.4.1 评价等级和评价范围

拟建项目位于塔克拉玛干沙漠，除沙漠外周围主要为油气田生产设施，根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008），独立于村庄、集镇之外的工业、仓储集中区执行 3 类声环境功能区，因此拟建项目位于 3 类声环境功能区。由于拟建项目周围无声环境敏感目标，不涉及评价范围内敏感目标噪声增加值和受影响人群变化，因此拟建项目声环境影响评价等级为三级，评价范围为站场、阀室周边、管线两侧 200m 内，见图 6-5。

图 6-5　拟建项目声环境影响评价范围

6.4.2 声环境影响分析

6.4.2.1 施工期声环境影响分析

拟建项目施工期噪声主要为施工噪声,施工噪声是在施工机械和运输车辆在站场、阀室建设、管沟开挖等施工过程产生的。

各施工区段内随着项目进展，将采用不同的机械设备施工，如在挖沟时采用挖掘机，布管时使用运输车辆，焊接时使用电焊机及柴油发电机，管线入沟时采用吊管机，回填时使用推土机，这些施工均为白天作业，根据施工内容交替使用施工机械，并随施工位置变化移动。

根据类比调查，拟建项目施工期的机械、车辆噪声源强超过 85dB（A）的有：挖掘机、推土机、吊管机、电焊机、切割机、柴油发电机、大型运输车。

通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加，其强度增量视噪声源种类、数量、相对分布的距离等因素而不同。

声源噪声值随距离衰减的计算公式如下：

$$L_P(r)=L_P(r_0)-20\lg r$$

式中：

L_P（r）：距声源的距离 r 的声压级噪声值，dB（A）；

r：距声源的距离，m；

L_P（r_0）：距声源 1m 处的声压级噪声值，dB（A）。

单台机械、车辆在施工期的噪声随距离衰减后的贡献值见表 6-18。

表 6-18　施工噪声随距离的衰减情况

噪声源		不同距离处的噪声贡献值（dB（A））					昼间达标距离（m）	夜间达标距离（m）
名称	噪声源强（dB（A））	10m	50m	100m	150m	200m		
挖掘机	92	72	58	52	48	46	13	71
推土机	95	75	61	55	51	49	18	100
吊管机	88	68	54	48	44	42	8	45
电焊机	85	65	51	45	41	39	6	32
切割机	95	75	61	55	51	49	18	100
柴油发电机	100	80	66	60	56	54	32	178
大型运输车	90	70	56	50	46	44	10	56

从表 6-18 可以看出，拟建项目噪声源的贡献值昼间在 32m 以外、夜间在 178m 以外分别不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。

由于拟建项目管线及站场、阀室、井场 200m 范围内无声环境敏感目标，且施工一般在白天，随着施工期的结束，影响也随之结束。因此，管线施工期噪声影响可以接受。

6.4.2.2 运营期声环境影响预测与评价

1）主要噪声源分析

拟建项目运营期正常工况下，集输管线部分除埋地管道内油气流动的噪声外，无明显噪声源；拟建项目正常运营过程中主要噪声源是油气分输站设备运行噪声、井场甲醇注入橇块中的注入泵运行噪声，具体见表 6-19。

表 6-19　运营期主要噪声源源强

序号	生产运行项目	设备名称	声压级（dB（A））	防治措施	降噪后（dB（A））
1	油气分输站设备噪声	外输泵	85	隔声、减振	65
2		加药泵	65	/	65
3	井场甲醇注入橇中的注入泵	注入泵	65	/	65

2）预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

（1）噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(\mathrm{r})=L_p(\mathrm{r}_0)-\left(A_{div}+A_{atm}+A_{bar}+A_{gr}+A_{misc}\right)$$

式中：L_p（r）—距声源 r 处的倍频带声压级，dB（A）；

L_p（r_0）—参考位置 r_0 处倍频带声压级，dB（A）；

A_{div}—声波几何发散引起的衰减量，dB（A）；

A_{bar}—屏障引起的衰减量，dB（A）；

A_{atm}—空气吸收引起的衰减量，dB（A）；

A_{gr}—地面效应引起的衰减量，dB（A）；

A_{misc}—其他多方面原因引起的衰减量，dB（A）。

（2）预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_{eqg}=10\lg\left[\frac{1}{T}\sum_{\mathrm{i}}t_i10^{0.1L_{Ai}}\right]$$

式中：L_{eqg}—n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB（A）；

L_{Ai}—噪声源达到预测点的连续 A 声级，dB（A）；

n—噪声源个数。

（3）参数的确定

①声波几何发散引起的 A 声级衰减量 A_{div}：

a、点声源

b、有限长（L_0）线声源

当 r＞L_0 且 r_0＞L_0 时 $A_{div}=20\lg(r/r_0)$

当 r＜L_0/3 且 r_0＜L_0/3 时 $A_{div}=10\lg(r/r_0)$

当 $L_0/3<r<L0$ 且 $L_0/3<r_0<L_0$ 时 $A_{div}=15\lg(r/r_0)$

②空气吸收衰减量 Aatm

空气吸收引起的 A 声级衰减量按下式计算：

$$A_{atm} = a(r - r_0)/1000$$

式中：a—每 1000m 空气吸收系数，是温度、湿度和声波频率的函数。常年平均气温为 14℃，平均相对湿度 66%，设备噪声以中低频为主，空气衰减系数很小，本评价在计算时忽略此项。

③地面效应衰减量 A_{gr}

地面效应衰减量 Agr 声级衰减量按下式计算：

$$A_{gr}=4.8-\left(\frac{2h_m}{r}\right)\left[17+\left(\frac{300}{r}\right)\right]$$

式中：r—声源到预测点的距离，m；

hm—传播路径的平均离地高度，m；若 Agr 计算出负值，可用“0”代替。

④屏障引起的衰减量 A_{bar}

位于声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物、突破、地堑或绿化林带都能起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减。

声屏障引起的衰减按下式计算：

$$A_{bar}=-10\lg\left[\frac{1}{3+20N_1}+\frac{1}{3+20N_2}+\frac{1}{3+20N_3}\right]$$

当屏障很长（作无限长处理时），则

$$A_{bar}=-10\lg\left[\frac{1}{3+20N_1}\right]$$

双绕射计算按照下式：

$$\delta=[(d_{ss}+d_{sr}+e)^2+a^2]^{\frac{1}{2}}-d$$

式中：a—声源和接收点之间的距离在平行于屏障上边界的投影长度，m。

d_{ss} —声源到第一绕射边的距离，m。

d_{sr} —（第二）绕射边到接收点的距离，m。

e —在双绕射情况下两个绕射边界之间的距离，m.。

在任何频带上，屏障衰减 Abar 在单绕射（即薄屏障）情况，衰减最大取 20dB（A）；屏障衰减 Abar 在双绕射（即厚屏障）情况，衰减最大取 25dB（A）。

绿化林带噪声衰减计算：

绿化林带的附加衰减与树种、林带结构和密度等因素有关。在声源附近的绿化林带，或在预测点附近的绿化林带，或两者均有的情况都可以使声波衰减。

通过树叶传播造成的噪声衰减随通过树叶传播距离 f 的增长而增加，其中 $d_f=d_1+d_2$，为了计算 d_1 和 d_2，可假设弯曲路径的半径为 5km。

⑤其他多方面原因引起的衰减 Amisc

其他衰减包括通过工业场所的衰减；通过房屋群的衰减等。在声环境影响评价中，一般情况下，不考虑自然条件（如风、温度梯度、雾）变化引起的附加修正。

工业场所的衰减、房屋群的衰减等可参照《声学 户外声传播的衰减 第 2 部分：一般计算方法》（GB/T 17247.2-1998）计算。

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

3）预测点设定

（1）选取油气分输站厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

（2）选取拟建甲醇注入橇的 SHB4-3H 井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

4）评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 3 类区排放限值（昼间 65dB（A），夜间 55dB（A））。

5）预测结果

拟建项目运营期厂界噪声预测结果见表 6-20，噪声预测声级图见图 6-6～图 6-7。

表 6-20 拟建项目运营期厂界噪声预测结果

站场	评价点	昼间	夜间	达标情况
		贡献值	贡献值	
油气分输站	东厂界外 1m	29.0	29.0	达标
	南厂界外 1m	42.8	42.8	达标
	西厂界外 1m	31.0	31.0	达标
	北厂界外 1m	34.9	34.9	达标
典型井场	东厂界外 1m	35.0	35.0	达标
	南厂界外 1m	40.0	40.0	达标
	西厂界外 1m	35.0	35.0	达标
	北厂界外 1m	40.0	40.0	达标

图 6-6　拟建油气分输站运营期声级图

图 6-7　拟建典型井场（甲醇注入橇）运营期声级图

根据预测结果可知，拟建项目厂界昼间、夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类区排放限值要求，运营期对周围声环境敏感目标造成的影响较小。

6.4.3 噪声防治措施

6.4.3.1 施工期噪声防治措施

1）合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间尽量安排在昼间。

2）施工现场布局和施工设备降噪

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高。

选用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，有条件的应使用减振机座，各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

3）减少施工交通噪声

由于施工期交通运输对环境影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

6.4.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声主要来自于油气分输站泵类设备、甲醇注入橇等。运营期合理布局设备，选用低噪声设备，同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触。拟建项目通过以上措施，可大大降低运营期噪声对周围环境的影响。故运营期对周边环境影响较小。

6.4.4 小结

1）监测期间，拟建项目区块内声环境现状能够满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 3 类区标准要求。

2）拟建项目施工期能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准要求，不会对周围声环境造成明显不利影响。

3）拟建项目运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类区排放限值要求，不会对周围声环境造成明显的不利影响。

综上，结合项目选址、平面布置、声源的排放强度与排放方式、噪声污染控制措施等方面综合进行评价，拟建项目对声环境影响较小。

6.5 固体废物对环境的影响分析

6.5.1 固体废物产生及排放情况

6.5.1.1 施工期固体废物产生及排放情况

拟建项目施工期固体废物主要为施工废料、生活垃圾和废弃土石方。各类固废的性质及产生量见表 6-21。

表 6-21　项目施工期固废一览表

序号	名称	产生量	固废类别	处置方式	排放量（t）
1	施工废料	2.34t	一般固废	尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理	0
2	生活垃圾	4.5t	一般固废	拉运至顺北油气田环保站处置	0
3	废弃土石方	4126m^3	一般固废	用于附近场地平整	0

6.5.1.2 运营期固体废物产生情况

拟建项目运营期的固体废物主要为泵类设备保养产生的废润滑油和油气分输站值班人员生活垃圾。运营期固废的性质及产生量见表 6-22。

表 6-22　项目运营期固废一览表

名称	产生量	主要成分	处置方式	排放量（t/a）	危险废物类别	危险废物代码	危险特性
废润滑油	1.5t/a	矿物油	暂存于污油罐，委托有资质的单位无害化处理	0	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-217-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油	T，I
生活垃圾	1.1t/a	生活垃圾	集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理	0	/	/	/

6.5.2 固体废物转移、储存、处置措施

6.5.2.1 一般固体废物

拟建项目正常工况下均为一般工业固废，产生量较小，成分简单，全部进行综合利用和安全处置，零排放。

6.5.2.2 危险废物

拟建项目泵类设备运行需使用润滑油保养，需定期更换，一年更换一次。废润滑油产生量为 1.5t/a，暂存于污油罐，最终委托有危险废物资质的单位无害化处理。

1）收集和贮存

（1）危险废物的贮存和运输严格按照国家对危险废物处理的有关规定执行。根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）的要求，危险废物的储存应采取以下措施：

①危险废物临时存储场所按照桶装、袋装物质的区别制作标示牌对危险废物进行表示。

②危险废物贮存容器及材质要满足相应的强度要求；盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；且完好无损。

③危险废物临时存储场所设置警示标志，配置通讯设备、照明设施等；待危险废物贮存设施停用后，应请监测部门进行监测，表明已不存在污染时，方可摘下警示标志。

（2）对于危险固废的收集及贮存，根据危险废物的成分，用符合国家标准的耐腐蚀、不易破损、变形和老化的容器贮存，并按规定在贮存危险固废容器上贴上标签，详细注明危险固废的名称、重量、成分、特性以及发生泄漏、扩散污染事故时的应急措施和补救办法。

（3）危险废物临时存储场所内清理出来的泄漏物，也属于危险废物，必须按照危险废物处理原则处理。

（4）安全环保机构作为专门危险固废处置机构，主要负责危险固废的收集、贮存及处置。

（5）按月统计各厂区、各车间的危险废物种类、产生量、暂存时间、交由处置时间等，并按月向当地环保部门报告。

2）转移和运输

（1）危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《危险废物转移联单管

理办法》（1999 年 10 月 1 日）五联单制度，并制定内部转移、转运制度。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

3）处置

拟建项目产生的危险废物中，废润滑油属于危险废物，全部委托有危险废物资质的单位无害化处理，无外排。

6.5.3 固体废物环境影响分析

6.5.3.1 一般固体废物环境影响分析

拟建项目一般固废产生量较小，成分简单，全部进行综合利用和安全处置，对环境的影响较小。

6.5.3.2 危险废物环境影响分析

1）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

（1）贮存场选址可行性分析

拟建项目拟建危险废物贮存场所拟严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防雨、防晒、防风要求，建立台账及管理制度。危险废物暂设施所处位置地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度，危废暂存场所底部高于地下水最高水位，周边无易燃易爆等危险品仓库，附近无高压输电线，因此拟建项目危险废物暂存场所选址是可行的。

（2）危险废物产生量、贮存期限等环境影响分析

拟建项目危险废物产生量见表 6-22，暂存场所基本情况见表 6-23。

表 6-23　拟建项目危废暂存场所基本情况

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	污油罐	废润滑油	HW08	900-217-08	油气分输站	2m^2	暂存	2.5m^3	每年清运一次

拟建项目产生的危险废物全部委托有资质的单位进行无害化处理。拟建项目运营期危险废物产生量较小，对环境影响较小。

（3）危险废物对环境要素及环境敏感目标影响分析

拟建项目危险废物贮存周期短，密闭暂存，含轻质油品极少，挥发性低，对

环境空气影响较小；拟建项目危险废物暂存设施对可能产生泄漏、渗漏的途径均进行有效预防，在确保各项防渗措施得以落实，并加强维护和环境管理的前提下，可有效控制污染物外漏现象，对区域地表水、地下水、土壤及周边环境敏感目标环境影响较小。

2）运输过程环境影响分析

拟建项目废润滑油更换及暂存于污油罐，均在站内进行，储罐材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损，站内不涉及运输。危险废物在委托处置的转移运输过程中采用密闭运输。

严格落实上述要求后，危险废物对运输路线沿线环境敏感点的影响较小。

3）处置影响分析

拟建项目危险废物均委托处置，周边的危险废物处置单位有库车畅源生态环保科技有限责任公司。

库车畅源生态环保科技有限责任公司于 2010 年 06 月 04 日成立，是集工业固体废物（危险废物）的收集、贮存、处置一体化项目，项目实施地位于阿克苏地区库车县化工园区 3 号，公司建设有 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目；其 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物处理项目涵盖 HW08 类别中所有小类项目，HW08 类处理能力为 24700t/a，2020 年 6 月已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅颁发的危险经营许可证，编号为 6529230024。

拟建项目产生的废润滑油在其处理范围内，因此拟建项目危险废物处置具有可行性。

6.5.4 小结

拟建项目各类固体废物依其性质不同，分别得到合理有效处置，项目固体废物对环境空气、地表水、地下水及土壤环境影响较小。

6.6 生态影响分析

6.6.1 评价等级及范围

6.6.1.1 评价等级

拟建项目阀组站、油气分输站、截断阀室为永久占地，管线工程为临时占地，依托在建井场内扩建甲醇注入橇不新增占地。拟建项目占地总面积 1399224m^2，其中永久占地面积为 7224m^2，临时占地面积为 1392000m^2。拟建项目总占地面积较小（1.39km^2≤2km^2），管线长度合计 117.2km（＞100km），沿线为一般区域，根

据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）的有关要求，确定本次生态环境评价等级为二级。详见表 6-24。

表 6-24 生态环境评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km²或长度≥100km	面积 2km²～20km²或长度 50km～100km	面积≤2km²或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	**二级**	三级	三级

6.6.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）中关于生态影响评价范围的要求，确定拟建项目生态环境影响评价范围为油气分输站、井场、阀室和阀组站外扩 1km，油气集输管线两侧各 0.2km 带状区域，见图 6-8。

图 6-8 拟建项目生态影响评价范围

6.6.1.3 生态环境保护目标

拟建项目所在区域及其生态环境不占用新疆维吾尔自治区拟划定的生态保护红线区、沙雅县国家沙漠公园和沙雅县沙化土地封禁保护区。

拟建区域位于塔克拉玛干沙漠，周边无其他生态环境保护目标。

6.6.2 评价时段

拟建项目评价时段为施工期、运营期。

6.6.3 施工期生态环境影响分析

6.6.3.1 土地利用影响分析

1）永久占地影响评价

拟建项目永久占地为阀组站、油气分输站、截断阀室占地，占地面积 7224m²，占地类型为未利用地。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将荒漠变为建设用地，这种影响是永久性的，但这部分占地面积较小，对区域土地利用格局影响在可接受范围内。

2）临时占地影响分析

拟建项目临时占地为集输管线施工占地，管线工程施工方式为地下埋设。管线工程临时占地主要集中在管线开挖埋设施工过程中。管线施工一般采取分段施工方式，施工时间较短，在管线敷设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。一般情况下，施工完成后恢复地貌景观、并采取草方格措施防止水土流失。

从宏观整体区域看，管线施工临时占地与扰动将不会影响到该区域的土地利用结构。在管线服务期满后，对土地利用的影响也将逐渐消失。

总之，在短期内，临时占地将影响管线沿线土地的利用状况，施工结束后即可覆土恢复原貌，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

6.6.3.2 植被影响分析

1）阀室、站场建设对植被影响分析

阀室、站场建设对植被的影响主要为土地平整、基础建设、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对天然林、荒漠植被的破坏。土地平整将清除阀室区域全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，将造成评价范围植被生物量和生产力下降。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对荒漠植被的生长产生不利影响。

项目阀室、站场占地的植被稀少，以草本、灌木植被为主，植被盖度约 1%，工程占地将造成植物群落物种个体数量减少，植被生产力下降，植被覆盖率降低，生物多样性减少，从而导致其环境功能的下降，生物量减少，但破坏荒漠植被面积占评价区总面积的比例较小，因此，阀室、站场建设对植被的影响在可接受范围内。施工结束采取在阀室、站场区域进行播撒草种等恢复措施后，生物量在 2 年～3 年后可全部恢复。因此，阀室、站场建设对评价范围植被的影响在可接受范围内。

2）管道施工对植被影响分析

管道沿线尽量避开沙漠内本就稀少的天然林、植被，由于施工扰动，导致原有的植被破坏，相应减少植被的数量。但拟建项目施工作业面很窄，局部施工期短暂，施工期结束后随着人工恢复与补偿措施及自然演替过程，不会对植被的数量及多样性产生影响。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，将使土体结构几乎完全改变，挖掘区的植被全部遭到毁灭性破坏，管线两侧其他区域的植被则受到不同程度的

破坏和影响。

以管沟为中心两侧 2m 的范围内，植被遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏；在管沟两侧 2m～3m 的范围内，由于挖掘施工中各种机械、车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖出土的堆放，造成植被的破坏较为严重；管沟两侧 3m～6m 的范围内，由于机械、车辆和人员活动较少，对植被的破坏程度相对较轻。

管道沿线的植被破坏具有暂时性，一般施工结束后而终止。根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始进入恢复演替过程。如果采用人工播撒草种的措施恢复植被的覆盖度，比自然恢复可以加快恢复进程，一般区域 3 年～5 年恢复灌木植被。拟建项目采用人工播撒草种自然恢复的方式进行生态修复。

6.6.3.3 动物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括阀室、站场和管道建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。施工过程可能对周围的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，且沙漠地区受工程影响的动物数量较少。

根据现场踏勘和走访调查，项目评价范围内野生动物种类、数量均不丰富，项目周围未发现国家和新疆重点保护陆生动物，项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。因此，拟建项目对野生动物种群和数量影响较小。

6.6.3.4 土壤影响分析

1）土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将心土和表土相混合，造成土壤质量下降。

2）土壤污染影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

6.6.3.5 沙区土地影响分析

根据《新疆相对资源承载力及可持续发展时空演变特征分析》（汪菲、杨德刚、王长建等，2013 年），阿克苏地区的土地资源承载力在新疆各地区中相对较强的，土地资源是阿克苏地区的优势资源。

根据《干旱区水资源承载力空间布局研究——以新疆为例》（胡宝华等，2018 年），按照干旱区水资源承载力综合评价指标体系中生态系统部分指标分析，阿克苏地区的生态承载力为-0.3923，阿克苏地区的水资源承载压力较大，影响因素有农业用水低质低效、经济结构不合理、农村水资源浪费严重等。

由于拟建项目位于塔克拉玛干沙漠，水资源很少，植被承载力很弱，适宜生长的植被以沙生植被为主，生产力较低，而动物以植被为食物，因此动物承载力也很弱，不适宜动物的生存，主要的爬行动物有叶城沙蜥，哺乳动物有长耳跳鼠、子午沙鼠、沙狐三类，本地鸟类有白尾地鸦、红隼、小沙百灵等。

拟建项目的建设沿现有钻前道路敷设，尽可能少的扰动生态环境。管线选线避绕了胡杨和各类灌木，管沟开挖过程会对沙漠中少量的草类植被造成破坏，由于植被较少，且拟建项目会在沿线铺设草方格，对减少水土流失是有利的，因此拟建项目的建设对沙区生态有一定影响，但对土地沙化、退化的影响不大。

6.6.3.6 水土流失影响分析

管线施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。拟建项目施工期水土流失类型主要为风力侵蚀，自然恢复期间，水土流失量有所减少。

管线工程开挖面积小，施工期短，土方可做到挖填平衡，无外运，实际新增水土流失量小。拟建项目考虑将表土采用就近堆放的原则进行临时堆放，并采取

临时防护措施，可有效减少水土流失。通过采取以上措施后，工程产生的水土流失量在可接受范围内。

为有效控制工程施工准备期、施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，拟建项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、自然恢复。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

施工期引起的水土流失影响待施工结束后逐渐消失，运营期地表复原后，只要严格实施各项水土保持措施，不会造成新的水土流失。

6.6.3.7 特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

1）特殊生态敏感区和重要生态敏感区与项目位置关系

根据自治区初步划分的新疆生态红线范围，拟建项目均不在生态保护红线区、沙雅县国家沙漠公园和沙雅县沙化土地封禁保护区内。塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区位于拟建项目 50km 原油外输管线最西侧管段（顺北 53X 拉油流程）北侧约 39.9km；沙雅县国家沙漠公园位于拟建项目 50km 原油外输管线最西侧管段（顺北 53X 拉油流程）北侧 39.5km；沙雅县沙化土地封禁保护区位于拟建项目 50km 原油外输管线最西侧管段（顺北 53X 拉油流程）北侧约 36.6km，沙雅国家一级公益林位于拟建项目 50km 原油外输管线最西侧管段（顺北 53X 拉油流程）西北 50km。

2）生态环境影响分析

由于拟建项目不在生态保护红线区、特殊生态敏感区和重要生态敏感区范围内，因此，拟建项目对生态保护红线区、特殊生态敏感区和重要生态敏感区的影响很小。

6.6.4 运营期生态环境影响分析

6.6.4.1 对植被影响分析

运营期正常情况下，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常（事故）状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

6.6.4.2 对动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是站场装置运行噪声

和人员巡线噪声可能对沙漠中爬行类野生动物产生影响。

1）站场装置运行噪声影响

站场装置运行噪声，属低频稳态噪声，与一般在80dB（A）左右，经距离衰减后，在50m处噪声已降至46.02dB（A）。运营期对沙漠中爬行类野生动物影响较小。

2）人员巡线噪声影响

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是人员巡线过程可能对沙漠中爬行类野生动物产生一定影响。根据现状调查，受工程影响的野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。项目完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，人员巡检后，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期不会对野生动物的活动产生影响。

6.6.4.3 对土壤影响分析

运营期，正常工况下不会对土壤造成影响,但在发生管线泄漏等，会在附近形成局部污染，污染物如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。含油采出液和废气会对周边土壤产生不利影响。运营期应加强管线管理，及时发现问题，避免事故的发生。

6.6.4.4 对沙区、特殊生态敏感区和重要生态敏感区的影响分析

拟建项目在塔克拉玛干沙漠沙化土地上实施开发建设，若管理不善超过生态承受能力，过度开发利用沙区资源，甚至破坏沙区生态环境，势必造成沙丘活化，使经过长期治理的且已步入良性发展的沙区生态再度恶化。建设单位拟加强管理严格执行《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）中的相关要求，切实做好防沙治沙工作，引导和规范沙区开发建设秩序，合理利用沙区资源，有效保护防沙治沙成果。

由于拟建项目不在生态保护红线区、特殊生态敏感区和重要生态敏感区范围内，因此，拟建项目对生态保护红线区、特殊生态敏感区和重要生态敏感区的影响很小。

6.6.5 生态环境保护与恢复措施

6.6.5.1 施工期生态环境保护与恢复措施

1）常规保护措施

（1）强化施工阶段的环境管理。在施工期，为保证施工质量，应建立环境监督制度，监督指导施工落实生态保护措施，确保工程实施过程中，执行国家、地方等相关环境法律法规。

（2）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。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破坏施工作业带以外的植物。

（3）妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对重点地段的生态环境造成重大污染，特别是对土壤的影响。

（4）提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

2）工程占地保护措施

（1）施工人员、施工车辆以及各种设备应按规定的路线行驶、操作，不得随意破坏土地和道路设施。

（2）材料堆放场、施工机械设备等临时占地布置在永久征地范围内，不新增临时占地。物料临时堆放场周围一定范围内，应采取一定的拦挡防护措施或设置仓库等，避免化学品等污染物扩散。

（3）施工前作业带场地清理，应注意表层土壤的堆放及防护问题，避免雨天施工，造成水土流失危害并污染周边环境；临时用地使用完后，立即实施恢复措施；加强临时占地恢复的管理工作。

3）植物保护及恢复措施

（1）严格规定施工车辆的行驶便道，防止施工车辆在有植被的地段任意行驶。禁止乱压乱碾，防止对荒漠植被产生扰动。

（2）施工便道尽量利用现有道路，通过改造或适当拓宽，一般能满足施工要求即可，避免穿越植被生长茂密区域。

（3）加强施工管理，划定适宜的堆料场，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

（4）加强施工管理，划定适宜的堆料场，施工作业场内的临时建筑尽可能采用成品或简易拼装方式，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

4）动物保护措施

（1）科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被

野生动物和植被有着密不可分的依赖关系，植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量的减少。因此，要严格控制施工作业范围，尽可能地减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的生态环境。

（2）加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日）要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识。尤其是与人类发展密切相关，有益于农、林健康发展的爬行类、兽类等。施工过程中张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀动物。

（3）及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

施工结束后，要尽快开展人工播撒与开发区域周边同类植物的草种，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

5）土壤保护措施

（1）项目区土建项目中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。

（2）拟建项目剥离的表土单独收集集中堆放至临时堆放场，临时堆放场根据就近原则，在项目附近就近堆放并采取临时防护措施，如采取土工布遮盖、修建临时土质排水沟等。

（3）合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

（4）管线的建设应做好防腐工作，可保证设备设施的安全运行。

6）水土保持措施

阀室、站场区施工前剥离表土，集中堆放于阀室、站场区的施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；阀室、站场地面采用机械碾压方式进行硬化，减少水土流失。

综上可知，拟建项目施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工期，做好水土保持工作，定期检查阀室、站场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

7）特殊生态敏感区和重要生态敏感区保护措施

拟建项目施工期和运营期应严格规范施工作业活动，禁止向特殊生态敏感区

和重要生态敏感区内排放污水。同时应加强以下保护措施：

（1）加强施工人员管理和宣传教育工作，提高施工人员对特殊生态敏感区和重要生态敏感区的保护意识，并在靠近保护区和施工区设置宣传警示标牌，写明保护要求和禁止事项。

（2）严禁将大型集中施工场地、施工营地设置在生态保护红线区范围内；此外，需要控制施工作业带范围，尽量减少施工扰动面积。

（3）加强管理，设定专职监管人员，严密监测钻井废水和废弃泥浆等的去向，落实好废水和固废处理措施，禁止向红线区内倾倒废水及其他废弃物。

（4）施工范围进行放线控制，设立警示牌，严禁越界活动。减少对地表的扰动面积。

综上可知，拟建项目施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工期做好水土保持工作，定期检查井场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。避免汛期进行管线开挖作业，平缓地带尽可能地先焊接管道再开挖管沟敷设，缩短管沟暴露时间。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

拟建项目施工期生态保护措施图见图 6-9。

图 6-9　施工期生态保护措施示意图

6.6.5.2 运营期生态环境保护与恢复措施

工程在正常运营期间，除少量的管线维护外，基本上不会对生态环境造成影响。运营期，加强以下生态保护措施。

1）加强管理

（1）运营期管线临时占地逐渐恢复原貌，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员破坏植被、捕杀动物，禁止乱扔垃圾、破坏和随意踩踏已恢复或正在恢复的植被。

（2）禁止在管线沿线附近取土，避免造成管线破坏，采出液泄漏污染周围环境。

（3）管线上方设置标志，以防附近施工活动对管线造成破坏。

（4）加强对集输管线的日常巡检和维护，确保因采出液泄漏污染周围环境。

2）植被及水土保持设施的维护

（1）严格执行水土保持方案，加强对植被恢复的管理抚育，维护至可自行生长繁衍状态，确保植被恢复有效性，减少运行初期因植物未恢复而造成的水土流失。

（2）加强水土保持设施等各种防护工程的维护、保养与管理，对损坏的设施应及时维修，以避免造成更大的水土流失。

（3）在对阀室、站场和管线的日常巡线检查过程中，应将管线上覆土会对管线构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管线的安全运行；管线维修二次开挖回填时，应尽量按原有土层进行回填，以使植被得到有效恢复。

（4）加强管线巡查、维护，定期检测管线安全保护系统，确定管线运行、维修措施以及是否需要整体更换和局部更换，发现隐患工点及时采取防治措施。

6.6.5.3 沙区生态环境保护措施

1）拟建项目区土壤类型多为流动风沙土，为加强沙化土地区的防风固沙屏障功能，拟在道路两侧及拟建井场周边修建草方格护坡，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，避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。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。尽可能减少对沙区植被的碾压等破坏性行为。

6.6.6 小结

综上所述，项目施工期、运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

6.7 土壤环境影响评价

6.7.1 评价等级

6.7.1.1 项目类别

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日），拟建项目为“陆地石油开采”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线

建设)”，再结合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A 可知，考虑最不利情况，本次评价将拟建项目项目行业类别定为采矿业，土壤环境影响评价项目类别为Ⅰ类项目，详见表 6-29。

表 6-28 土壤环境影响项目类别表

行业类别	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	/

6.7.1.2 占地规模

拟建项目依托在建井场内扩建甲醇注入橇不新增占地，油气分输站、阀组站、截断阀室为永久占地，永久占地面积为 0.672hm^2≤5hm^2，占地规模为小型。

6.7.1.3 敏感程度

拟建周围以沙漠为主，无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居住区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标；拟建项目位于沙雅县，沙雅县为水土流失重点预防区和重点治理区，为其他土壤环境敏感目标。因此，判定项目周围土壤环境敏感程度为较敏感，敏感程度分级详见表 6-28。

表 6-28 污染影响型敏感程度分级表

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

6.7.1.4 评价工作等级确定

根据上述识别结果，拟建项目为Ⅰ类项目，属于污染影响型，占地规模为小型，周围土壤环境敏感程度为较敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.2 污染影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目土壤环境影响评价工作等级为二级，评价工作等级划分详见表 6-31。

表 6-30 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 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

占地规模 / 敏感程度	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
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。									

6.7.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）要求，线性工程重点针对阀室分段开展评价工作，拟建项目阀室评价范围为油气分输站、井场、阀组站和阀室占地范围外 0.2km，管线评价范围为工程边界两侧外扩 0.2km，土壤环境评价范围图见**错误!未找到引用源。**。

图 6-10　拟建项目土壤评价范围

6.7.3 土壤环境敏感目标

拟建周围以沙漠为主，无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居住区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标；拟建项目位于沙雅县，沙雅县为水土流失重点预防区和重点治理区，为其他土壤环境敏感目标。

6.7.4 土壤环境影响识别

6.7.4.1 土壤环境影响类型与影响途径

1）土壤环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），拟建项目土壤环境影响类型为污染影响型。

2）土壤环境影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期两个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对油气集输过程中对土壤环境产生的影响等。

拟建项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6-25。

表 6-25　项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型

	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/

6.7.4.2 土壤环境影响源与影响因子

拟建项目土壤环境影响途径主要为垂直入渗型，土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6-26。

表 6-26 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	施工设备漏油	施工设备油箱破裂造成油品连续渗漏污染土壤环境	垂直入渗	石油烃（C_{10}-C_{40}）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
运营期	集油管线、油气分输站	事故状态下，集油管线破裂导致原油连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油烃（C_{10}-C_{40}）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.7.5 土壤环境影响预测与评价

6.7.5.1 施工期土壤环境影响分析

拟建项目在进行管沟开挖、回填及施工作业带平整时，会对土壤结构、质地、紧实度等造成破坏。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复。

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响植被生长。

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖、回填及施工作业带的平整，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较底土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 30%～40%，土壤养分将下降 30%～50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响。

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期的生活污水、试压废水、固体废物堆存及施工设备漏油等，产生污染物进入土壤环境。施工过程生活污水如果不进行收集，将会污染土壤环境；试压废水收集后拉运至五号联合站污水处理系统处理后回注地层，对土壤环境影响不大；固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量；正常情况下，施工中不会有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油，因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境，平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

综上所述，拟建项目施工期对土壤会有一定影响，但在采取分层堆放、分层覆土、收集废油等相关措施后，对土壤环境的影响不大。

6.7.5.2 运营期土壤环境影响预测与评价

拟建项目重点预测集油管线泄漏对土壤环境影响。

1）预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

2）预测评价时段

重点预测时段为运营期。

3）情景设定

在实际生产过程中，由于采取了压力检测与控制等措施，发现若出现严重泄漏（如全管径断裂）时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过 30min，污染土壤及时清运，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。本次土壤污染预测情景主要针对油气管线发生全管径断裂，原油污染土壤。

4）预测因子

本次选择特征因子石油类进行影响预测。

5）预测方法

管线穿孔泄漏后，采出液首先在包气带中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包

括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。

本次评价选用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 E 中 E.2 推荐的预测方法。

（1）水流运行基本方程

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和－非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial\theta}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}[k(\theta)(1+\frac{\partial h}{\partial z})]_{-S}$$

式中：θ——土壤体积含水率（$cm^3\ cm^{-3}$）；

h——压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K——非饱和渗透系数（cm/h）；

T——时间变量（1/h）；

Z——空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

（2）土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h)=\theta_s+\frac{\theta_s-\theta_r}{\left[1+\left|\alpha h\right|^n\right]^m}\ h<0,m=1-\frac{1}{n},n>1$$

$$\theta(h)=\theta_s\quad h>0$$

$$K(h)=K_sS_e^l\left[1-\left(1-S_e^{1/m}\right)^n\right]^2\qquad S_e=\frac{\theta-\theta_r}{\theta_s-\theta_r}$$

式中：θr——土壤残余含水率；

θs——土壤饱和含水率；

Se—— 有效饱和度；

α——土壤水力特征经验参数；

n——土壤孔隙大小分配指数；

Ks——饱和水力传导系数；

l——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

（3）土壤溶质运移模型

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial（\theta c）}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗透速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ --土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z，t)=0 \qquad t=0，\ L\le z<0$$

③边界条件

a）第一类 Dirichelet 边界条件

连续点源：$c(z，t)=c_0 \qquad t>0，z=0$

非连续点源 $c(z，t)=\begin{cases}c_0， & 0<t\le t_0\\ 0， & t>t_0\end{cases}$

b）第二类 Neumann 零梯度边界条件

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0，z=L$$

（4）软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心（US Salinity laboratory）、美国农业部、农业研究会联合开发，于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善，目前已得到广泛认可与应用，能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布，时空变化，运移规律，分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

（5）模型构建

包气带污染物运移模型为：集油管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果，拟建项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟，土壤质地均以砂土为主。模拟厚度设置为 3m，模型剖分按 10cm 间隔，共 301 个节点。在模型中设置 6 个观测点位，编号 N1～N6，分别位于-0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m 深处。

本次设定模型运行时间为 100d，本次共设置了 5 个输出时间点，分别为 5d、10d、50d、75d、100d。

模型结构如图 6-11 所示：

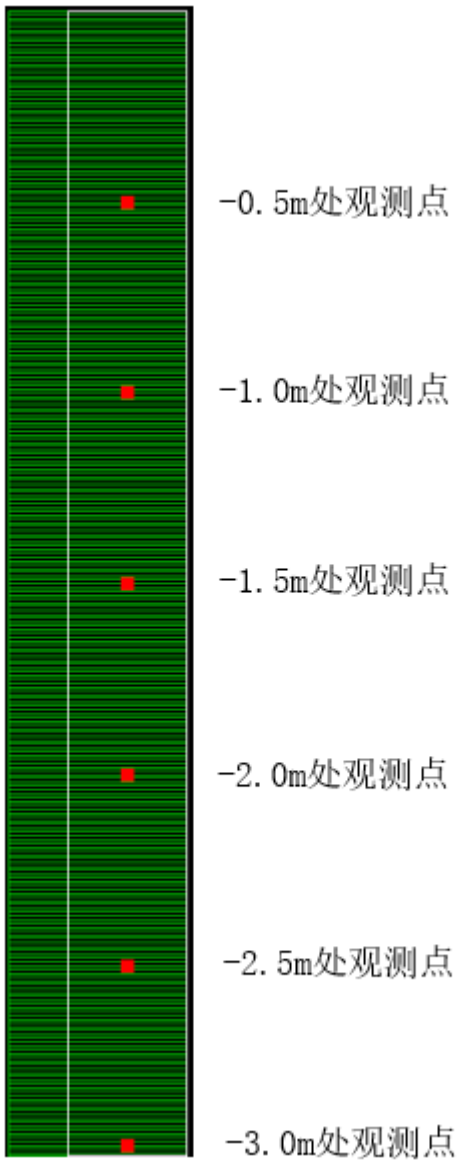


图 6-11　模型结构图

（6）泄漏源强及参数选取

①参数选取

拟建项目所在地土壤质地为砂土，土壤水力参数见表 6-27，土壤溶质运移参数见表 6-28。

表 6-27 土壤水力参数表

土壤层次（cm）	土壤质地	饱和含水率 θs	残余含水率 θr	α（cm^{-1}）	n	饱和导水率 Ks（cm/d）	经验参数 l
0～300	砂土	0.43	0.045	0.145	2.68	712.8	0.5

备注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 6-28 土壤溶质运移参数表

土壤层次（cm）	土壤质地	土壤密度（g/cm^3）	纵向弥散系数 D_L（m^2/d）
0～300	砂土	1.8	0.005

备注：①土壤质地及密度见表 5-17；②纵向弥散系数采用水流速度乘以纵向弥散度，其中纵向弥散度为项目附近水文地质勘察的相关数据。

②泄漏源强

参考《采油废水治理技术规范》(HJ 2041-2014),石油类浓度范围在 20mg/L～200mg/L，考虑到采出液原油含量较高，本次评价为求得事故状态下对土壤的最大影响，石油类浓度取 1000mg/L。为保守起见，本次评价参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）见附录 B 表 B1 常见渗透系数表，单位时间通量按最不利情况取值渗透系数 10m/d。

石油类泄漏源强见表 6-29。

表 6-29 泄漏源强表

预测情景	污染物	浓度（mg/L）	单位时间渗漏通量（m/d）
集油管线泄漏	石油类	1000	10

（7）边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

①水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为 10m/d，设定土壤剖面初始压力水头为-100cm。下边界为潜水含水层自由水面，下边界设定为定压力水头。

②溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

6）预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 6-12，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 6-13。

图 6-12 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

图 6-13　不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 6-12 及图 6-13 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，由于项目所在区域土壤为砂土，渗透率大，污染物迁移速度极快，泄漏约 1d 后，石油类迁移至-300cm 处，即事故状态下，石油类先后会污染土壤及地下水，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。

6.7.6 土壤环境保护措施与对策

6.7.6.1 源头控制措施

拟建项目对施工期和运营期产生的废水进行合理的治理和综合利用，以先进工艺、设备对污水储存和处理，尽可能从源头上减少污染物泄漏的可能性和泄漏量。

1）施工期源头控制措施

加强施工期固废管理。施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，随意丢弃，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械油料泄漏，但在机械故障的情况下可能产生少量污油，因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

2）运营期源头控制措施

为预防石油烃（C_{10}-C_{40}）对土壤环境的影响，本次运营期采取以下土壤环境保护措施，详见表 6-30。

表 6-30　运营期土壤环境保护措施表

土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
源头控制措施	采取防腐措施和定期防腐检测、定期对站场设备检查，定期对集输管线的厚度及焊	管线、油气	运营期	加强管理及设备检查及维修，保证管线正常运行，无泄	对周围环境基本不造成污染

土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
	缝情况进行测试、加强管线的监控和巡线工作	分输站		露事故发生	

6.7.6.2 过程防控措施

环评要求建设单位须做好场区分区防渗措施。拟建项目按重点污染防治区、一般污染防治区、非污染防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

1）施工期过程防控措施

井场设有防渗环保厕所。

2）运营期过程防控措施

（1）管线工程区

①采取防腐措施和定期防腐检测。

②定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试，特别是使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成泄漏的隐患。

③加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。

④设置截断阀，发现泄漏时可尽快关断阀门，尽可能减少采出液泄漏量。

（2）站场工程区

①建议站场四周设置实体围墙，减少受污染的雨水量，同时防止站场内污水或污油油等随地面径流进入外环境。

②站场内分区防渗。站场装置区属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1.0×10-7cm/s。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）中要求。

（3）隐患排查制度

建设单位应当定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。拟建项目重点区域包括地下管线，以及依托的水污染治理设施等。

6.7.6.3 跟踪监测

对油气分输站、阀室内外土壤开展定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。基于建设项目现状监测点设置兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，布设了拟建项目运营期土壤环境跟踪计划。详见表 6-31。

表 6-31　土壤环境跟踪监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
土壤环境	石油烃（C_{10}-C_{40}）	油气分输站内（柱状样）	1 次/5a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
		油气分输站外（表层样）	1 次/5a	

6.7.7 土壤环境影响评价自查表

拟建项目土壤环境影响评价自查表见表 6-32。

表 6-32　拟建项目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□				
	占地规模	（0.672）hm^2				
	敏感目标信息	无				
	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	废气：非甲烷总烃、甲醇、硫化氢；固废：废润滑油、垃圾；废水：生活污水（SS、COD、氨氮）				
	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□				
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；）d☑				
	理化特性	调查了土体构型、土壤结构、土壤质地、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等				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	1 个	2 个	0m～0.2m	
		柱状样点数	3 个	0 个	0m～0.5m、0.5m～1.5m、1.5m～3m 处分别取样	
	现状监测因子	建设用地：pH、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、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘等 45 项指标。 特征指标：石油烃（C_{10}-C_{40}）。		
现状评价	评价因子	同现状监测因子			
	评价标准	GB 15618□；GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（ ）			
	现状评价结论	土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的第二类用地的筛选值；说明项目所在区域土壤环境质量状况良好			
影响预测	预测因子	石油类			
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他□			
	预测分析内容	影响范围（厂界外 0.2km）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）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	1 次/5a	
	信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况			
评价结论		项目所在区域土壤环境质量现状满足相关标准要求，土壤环境质量状况良好。根据资料调研结果，项目产生污染物对周围土壤环境影响在可接受范围内，通过采取本报告表提出的环境保护措施及跟踪监测计划，从土壤环境影响的角度，项目建设可行			

6.7.8 小结

拟建项目施工期工程建设会影响土壤结构、质地、紧实度，产生的废水、固废经收集后处理，对土壤环境的影响不大。

6.8 环境风险评价

6.8.1 评价目的和评价重点

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自

然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《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）和《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）对拟建项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.8.2 现有工程环境风险回顾性评价

6.8.2.1 6.8.2.1 现有工程潜在危险因素

1）危险物质

现有工程涉及的易燃、易爆、有毒的危险化学品主要为原油、天然气和硫化氢。

2）危险生产工艺

现有工程不涉及《国务院安委会办公室关于进一步加强危险化学品安全生产工作的指导意见》（安委办[2008]26 号）提到的危险工艺。

3）危险生产设施

顺北 1 处理站、顺北 5 拉油流程、五号联站内设有油罐区，其主要危险特征为火灾爆炸、毒物泄漏。

6.8.2.2 风险源调查

现有工程风险类型包括火灾、爆炸和泄漏。

6.8.2.3 风险源调查

1）建筑及场地布置方面采取的措施

（1）总图布置严格执行国家的有关防火、防爆和环境标准、规范，满足生产工艺流程的需要，符合生产过程中对防火、防爆、运输、安装及检修的要求；

（2）火灾爆炸危险场所的建构筑物的结构形式以及选用材料符合防火防爆要求；

（3）建筑结构抗震按当地地震的基本烈度设防；

（4）合理设计装置内外竖向标高，使雨水排放顺畅。

2）危险化学品贮运防范措施

原油、伴生气属于危险化学品，危险化学品的储存、运输、处置、废弃均遵守《危险化学品安全管理条例》（2013 年 12 月 7 日）要求。

（1）按有关规定在建筑物内设置强制通风，以防止有害气体的积聚。严格遵守防护工作制度和有毒物品管理制度。加强宣传教育，加强医疗卫生预防措施，讲究环境卫生和个人卫生，学习防毒急救技术，学习使用防毒面具；

（2）定期检修设备，改进密封结构和加强泄漏检验以消除设备、管道的跑冒滴漏，尽可能采用机械化自动化先进技术，以隔绝毒物与操作人员的接触；

（3）建（构）筑物增加相应的防雷措施。对于爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均采取静电接地措施；

（4）对于储存或输送腐蚀性物料的设备、管道及与其接触的仪表等，根据介质的特殊性采取防腐蚀、防泄漏措施；对腐蚀严重部位的设备及管线，选用耐腐蚀材料。

3）工艺、管道、设备采取的措施

（1）为防止可燃、有毒物质泄漏，采用密闭管道集输；

（2）对不同工艺介质及操作条件分别选用耐腐蚀性能良好的金属材料和非金属材料；凡接触腐蚀性介质的管道、设备均采用耐腐蚀材料；

（3）设备、管道选材、结构设计、强度计算、制造、检验严格遵循国家及行业标准规范。

4）消防、防毒

（1）按规范设置消防系统；

（2）工艺装置密闭化、管道化，防止有毒物质泄漏、外逸；

（3）各岗位按最大班人数配备必要的劳动保护用品，如正压式空气呼吸器、防毒面具、防护眼镜、防护手套、防护鞋、防护服等；

（4）根据定员设置更衣室、男女卫生间等辅助卫生设施。

5）储油罐泄漏应急、救援及减缓措施

（1）根据事故级别启动应急预案；

（2）切断泄漏罐所有进油阀门，现场指挥部根据储油罐泄漏情况迅速制定抢修方案，并立即组织抢修；

（3）油罐泄漏点在中上部位时，净化油罐通过加大外输量，缓冲罐通过底部放水将罐内原油打尽或排空；

（4）发生大量原油泄漏时，现场指挥部迅速组织力量，对泄漏现场采取警戒措施，同时加高加固罐区消防堤，防止原油外溢；若已发生外溢，对重点区域（如配电室、加热炉、电缆沟等）要加强防护，组织人员筑土设坝，防止原油泄漏面积的无控制曼延和火灾事故的发生；若已曼延到配电室和热泵机组区时，要立即组织临时性停产，局部流程切换为超越或循环流程，停电停炉；

（6）油品外溢量大，站区大面积跑油，安全存在严重威胁时，经现场指挥部同意，组织临时性停产。如果需要关井，待联合站所属全部需要关停的油井关停完毕，再组织集输站临时性停产；

（7）消防中队接到指令，迅速赶赴现场，预防和处理火灾事故的发生。

6）油气外输管线泄漏应急处置

（1）根据事故级别启动应急预案；

（2）停运原油外输泵，切断泄漏管线两端阀门，现场指挥部根据油气外输管线泄漏情况迅速制定抢修方案，并立即组织抢修；

（3）原油库存量大、罐液位超过安全高度时，经现场指挥部同意，立即组织部分井的临时性关井；

（4）监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员。

7）井控管理措施

废弃井封井按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）的规定选择合适的封井方法进行封井处理。西北油田分公司采油四厂目前已制定相关规定加强生产、长停、报废油水气井的控制与管理。

6.8.2.4 突发环境事件应急预案

西北油田分公司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 1 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环境保护局的备案，备案编号：652924-2019-005。

拟建项目生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸。采油四厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

6.8.3 拟建项目评价依据

6.8.3.1 风险源调查

风险源调查范围主要是主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等环节涉及危险物质的生产设施。经调查，拟建项目风险源为运营期单井管线、集输干线、原油外输管道、油气分输站、井场甲醇注入橇。

1）危险物质调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），拟建项目所涉及危险物质种类主要为油气（原油、天然气、硫化氢）、甲醇，火灾爆炸次生污染物（SO_2、CO）。

拟建项目风险单元包括全部单井管线、顺北 43X 阀组至 SHB4-4H 阀组集输干线、SHB4-4H 阀组至 SHB4-2H 阀组集输干线、SHB4-2H 分输站至顺北 5X 拉油站原油外输管道（按阀室分为 2 段，SHB4-2H 分输站至截断阀室、截断阀室至顺北 53X 拉油流程）、油气分输站和井场甲醇注入橇。

拟建项目危险物质的分布情况见表 6-33。

表 6-33　危险物质分布情况一览表

序号	单元名称	长度（km）	管径（mm）	物质	CAS 号	在线量（t）
1	顺北 41X 井～SHB4-2H 阀组单井管线	7.2	100	原油	——	4.5575
				天然气	74-82-8	3.6323
				硫化氢	77-83-64	0.0302
2	顺北 42X 井～顺北 42X 阀组单井管线	1.2	150	原油	——	1.7091
				天然气	74-82-8	1.3621
				硫化氢	77-83-64	0.0113
3	顺北 43X 井～顺北 43X 阀组单井管线	2.1	150	原油	——	2.9909
				天然气	74-82-8	2.3837
				硫化氢	77-83-64	0.0198
4	顺北 44X 井～顺北 43X 阀组单井管线	5.5	150	原油	——	7.8332
				天然气	74-82-8	6.2431
				硫化氢	77-83-64	0.0520
5	顺北 45X 井～SHB4-4H 阀组单井管线	3.7	150	原油	——	5.2696
				天然气	74-82-8	4.1999
				硫化氢	77-83-64	0.0349
6	SHB4-3H 井～顺北 42X 阀组单井	2.8	150	原油	——	3.9878
				天然气	74-82-8	3.1783

序号	单元名称	长度（km）	管径（mm）	物质	CAS 号	在线量（t）
	管线			硫化氢	77-83-64	0.0264
7	SHB4-4H 井～SHB4-4H 阀组单井管线	1.2	150	原油	——	1.7091
				天然气	74-82-8	1.3621
				硫化氢	77-83-64	0.0113
8	SHB4-5H 井～顺北 43X 阀组单井管线	3.5	150	原油	——	4.9848
				天然气	74-82-8	3.9729
				硫化氢	77-83-64	0.0331
9	SHB4-6H 井～顺北 43X 阀组单井管线	6	150	原油	——	8.5453
				天然气	74-82-8	6.8106
				硫化氢	77-83-64	0.0567
10	SHB4-7H 井～SHB4-2H 阀组单井管线	0.7	100	原油	——	0.4431
				天然气	74-82-8	0.3531
				硫化氢	77-83-64	0.0029
11	SHB4-8H 井～SHB4-2H 阀组单井管线	6.3	150	原油	——	8.9726
				天然气	74-82-8	7.1511
				硫化氢	77-83-64	0.0595
12	SHB4-9H 井～顺北 43X 阀组单井管线	4	100	原油	——	2.5319
				天然气	74-82-8	2.0180
				硫化氢	77-83-64	0.0168
13	顺北 43X 阀组井～SHB4-4H 阀组集输干线	13.5	350	原油	——	104.6799
				天然气	74-82-8	83.4299
				硫化氢	77-83-64	0.6943
14	SHB4-4H 阀组井～SHB4-2H 阀组集输干线	9.5	350	原油	——	73.6636
				天然气	74-82-8	58.7099
				硫化氢	77-83-64	0.4886
15	油气分输站～截断阀室原油外输管道	25	250	原油	——	977.5703
16	截断阀室～顺北 53X 拉油流程原油外输管道	25	250	原油	——	977.5703
17	油气分输站	/	/	原油	——	22.9546
				天然气	74-82-8	18.2948
				硫化氢	77-83-64	0.1522
18	顺北 41X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
19	顺北 42X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
20	顺北 43X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
21	顺北 44X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777

序号	单元名称	长度（km）	管径（mm）	物质	CAS 号	在线量（t）
22	顺北 45X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
23	SHB4-3H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
24	SHB4-4H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
25	SHB4-5H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
26	SHB4-6H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
27	SHB4-7H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
28	SHB4-8H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777
29	SHB4-9H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777

2）生产工艺特点

拟建项目属于石油和天然气开采行业，涉及危险物质的输送，将原油及其伴生气通过不加热密闭集输至拟建阀组及油气分输站，正常工况下无危险物质泄漏。

6.8.3.2 环境敏感目标调查

拟建项目位于塔克拉玛干大沙漠，周围无居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等大气敏感目标，无饮用水水源保护区、自然保护区、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、世界文化和自然遗产地、红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统、珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区、海洋特别保护区、海上自然保护区、盐场保护区、海水浴场、海洋自然历史遗迹、风景名胜区或其他特殊重要保护区域等地表水敏感目标，无集中式饮用水水源（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、与热水、矿泉水、温泉等地下水敏感目标。

6.8.3.3 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按照附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

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。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录C要求，拟建项目Q值确定表见表 6-35。从表 6-35可以看出，拟建项目ΣQ的最大值为22.803，在10≤Q＜100范围内。

2）行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录C，将M划分为：1）M＞20；2）10＜M≤20；3）5＜M≤10；4）M=5，分别以M1、M2、M3、M4表示。拟建项目为油气管线，则M=10，为M3。

3）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以P1、P2、P3、P4表示。根据表6-34中的识别结果，拟建项目危险物质及工艺系统危险性为P3。

表6-34　拟建项目危险物质及工艺系统危险性分级

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

表 6-35　拟建项目 Q 值确定表

序号	单元名称	长度（km）	管径（mm）	物质	CAS 号	在线量（t）	临界量（t）	Q	单元 Q 值	拟建项目总 Q 值 ΣQ
1	顺北 41X 井～SHB4-2H 阀组单井管线	7.2	100	原油	——	4.5575	2500	0.002	0.377	22.803
				天然气	74-82-8	3.6323	10	0.363		
				硫化氢	77-83-64	0.0302	2.5	0.012		
2	顺北 42X 井～顺北 42X 阀组单井管线	1.2	150	原油	——	1.7091	2500	0.001	0.141	
				天然气	74-82-8	1.3621	10	0.136		
				硫化氢	77-83-64	0.0113	2.5	0.005		
3	顺北 43X 井～顺北 43X 阀组单井管线	2.1	150	原油	——	2.9909	2500	0.001	0.248	
				天然气	74-82-8	2.3837	10	0.238		
				硫化氢	77-83-64	0.0198	2.5	0.008		
4	顺北 44X 井～顺北 43X 阀组单井管线	5.5	150	原油	——	7.8332	2500	0.003	0.648	
				天然气	74-82-8	6.2431	10	0.624		
				硫化氢	77-83-64	0.0520	2.5	0.021		
5	顺北 45X 井～SHB4-4H 阀组单井管线	3.7	150	原油	——	5.2696	2500	0.002	0.436	
				天然气	74-82-8	4.1999	10	0.420		
				硫化氢	77-83-64	0.0349	2.5	0.014		
6	SHB4-3H 井～顺北 42X 阀组单井管线	2.8	150	原油	——	3.9878	2500	0.002	0.330	
				天然气	74-82-8	3.1783	10	0.318		
				硫化氢	77-83-64	0.0264	2.5	0.011		
7	SHB4-4H 井～SHB4-4H 阀组单井管线	1.2	150	原油	——	1.7091	2500	0.001	0.141	
				天然气	74-82-8	1.3621	10	0.136		
				硫化氢	77-83-64	0.0113	2.5	0.005		
8	SHB4-5H 井～顺北	3.5	150	原油	——	4.9848	2500	0.002	0.413	

序号	单元名称	长度（km）	管径（mm）	物质	CAS 号	在线量（t）	临界量（t）	Q	单元 Q 值	拟建项目总 Q 值 ΣQ
	43X 阀组单井管线			天然气	74-82-8	3.9729	10	0.397		
				硫化氢	77-83-64	0.0331	2.5	0.013		
9	SHB4-6H 井～顺北 43X 阀组单井管线	6	150	原油	——	8.5453	2500	0.003	0.707	
				天然气	74-82-8	6.8106	10	0.681		
				硫化氢	77-83-64	0.0567	2.5	0.023		
10	SHB4-7H 井～SHB4-2H 阀组单井管线	0.7	100	原油	——	0.4431	2500	0.000	0.037	
				天然气	74-82-8	0.3531	10	0.035		
				硫化氢	77-83-64	0.0029	2.5	0.001		
11	SHB4-8H 井～SHB4-2H 阀组单井管线	6.3	150	原油	——	8.9726	2500	0.004	0.743	
				天然气	74-82-8	7.1511	10	0.715		
				硫化氢	77-83-64	0.0595	2.5	0.024		
12	SHB4-9H 井～顺北 43X 阀组单井管线	4	100	原油	——	2.5319	2500	0.001	0.210	
				天然气	74-82-8	2.0180	10	0.202		
				硫化氢	77-83-64	0.0168	2.5	0.007		
13	顺北 43X 阀组井～SHB4-4H 阀组集输干线	13.5	350	原油	——	104.6799	2500	0.042	8.663	
				天然气	74-82-8	83.4299	10	8.343		
				硫化氢	77-83-64	0.6943	2.5	0.278		
14	SHB4-4H 阀组井～SHB4-2H 阀组集输干线	9.5	350	原油	——	73.6636	2500	0.029	6.096	
				天然气	74-82-8	58.7099	10	5.871		
				硫化氢	77-83-64	0.4886	2.5	0.195		
15	油气分输站～截断阀室原油外输管道	25	250	原油	——	977.5703	2500	0.391	0.391	
16	截断阀室～顺北 53X 拉油流程原油	25	250	原油	——	977.5703	2500	0.391	0.391	

序号	单元名称	长度（km）	管径（mm）	物质	CAS 号	在线量（t）	临界量（t）	Q	单元 Q 值	拟建项目总 Q 值 ΣQ
	外输管道									
17	油气分输站	/	/	原油	——	22.9546	2500	0.009	0.009	
				天然气	74-82-8	18.2948	10	1.829	1.829	
				硫化氢	77-83-64	0.1522	2.5	0.061	0.061	
18	顺北 41X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
19	顺北 42X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
20	顺北 43X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
21	顺北 44X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
22	顺北 45X 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
23	SHB4-3H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
24	SHB4-4H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
25	SHB4-5H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
26	SHB4-6H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
27	SHB4-7H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
28	SHB4-8H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	
29	SHB4-9H 井场	/	/	甲醇	67-56-1	0.777	10	0.078	0.078	

4）环境敏感程度（E）分级

依据大气环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 6-36。

表 6-36　大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每公里管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每公里管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每公里管段人口数小于 100 人

根据 6.8.3.2 节内容，拟建项目周边无大气环境敏感目标，大气环境敏感程度为 E3。

根据 6.8.3.2 节内容，拟建项目周边无地表水环境敏感目标，地表水敏感性为 F3，环境敏感目标分级为低敏感 S3，地表水环境敏感程度为 E3。

根据 6.8.3.2 节内容，拟建项目周边无环境地下水，地下水环境敏感性为不敏感 G3，包气带防污性能为 D1，地下水环境敏感程度为 E2。

5）环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 6-37 确定环境风险潜势。

拟建项目各管段危险物质及工艺系统危险性为 P3，大气、地表水环境为环境低度敏感区 E3，地下水环境为环境中度敏感区 E2，则拟建项目大气和地表水环境风险潜势为Ⅱ，地下水环境风险潜势为Ⅲ。

环境风险潜势综合等级取各要素等级的相对高值，因此，拟建项目的环境风险潜势为Ⅲ。

表 6-37　建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）

环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ+为极高环境风险。				

6.8.3.4 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）规定，按表 6-38 划分，拟建项目大气和地表水环境风险潜势为Ⅱ、地下水环境风险潜势为Ⅲ，拟建项目的环境风险潜势为Ⅲ，拟建项目风险评价等级为二级，其中大气和地表水风险进行三级评价，地下水风险进行二级评价。

表 6-38　评价工作级别

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

6.8.3.5 评价范围

1）大气环境风险评价范围

拟建项目大气风险评价等级为三级，评价范围为阀组站、截断阀室及油气分输站边界外 3km，管线两侧各 100m。

2）地表水环境风险评价范围

拟建项目地表水风险评价等级为三级，但周围无地表水，且废水不直接外排，因此，拟建项目无地表水环境风险评价范围。

3）地下水环境风险评价范围

拟建项目地下水风险评价等级为二级，地下水风险评价范围为管道两侧 200m。

环境风险评价范围见

图 6-14。

图 6-14　拟建项目环境风险评价范围

6.8.4 环境敏感目标概况

根据以上评价等级的确定内容，拟建项目环境敏感特征情况见表 6-39。

表 6-39　建设项目环境敏感特征表

类	环境敏感特征

别						
环境空气	厂址周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	——					
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 3km 范围内人口数小计					0
	管段周边 100m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	——					
	每公里管段人口数小计					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	——	——		——	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	——	——	——	——	——
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	——	G3	Ⅲ类	D1	——
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

6.8.5 环境风险识别

6.8.5.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），项目涉及危险物质主要有原油、天然气、硫化氢和甲醇；次生污染物 SO_2、CO 等，根据《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ 230-2010），拟建项目涉及的有毒有害物质的毒理学特性参数见表 6-40；涉及的易燃易爆物质见表表 6-41。上述危险物质理化性质及安全技术情况详见表 6-42～表 6-47。

表 6-40　拟建项目涉及的危险物质毒理学特性及相关标准限值一览表

物质名称	毒理学特性			大气毒性终点浓度值（mg/m³）	
	LD_{50}（mg/kg）	LC_{50}（mg/m³）	职业危害等级	毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2
原油	—	—	Ⅳ	—	—
天然气（甲烷）	—	—	Ⅳ	260000	150000
硫化氢	—	618	Ⅱ	70	38
甲醇	5628	83776	Ⅳ	9400	2700
CO	-	2069	Ⅱ	380	95
SO_2	—	6600	Ⅲ	79	2

表 6-41　拟建项目涉及的易燃易爆物质特性一览表

物质名称	燃爆特性						火灾危险类别
	熔点（℃）	沸点（℃）	闪点（℃）	引燃点（℃）	爆炸极限%V	燃烧爆炸危险度	
原油	—	—	—	—	—	—	丙
天然气	-182.5	-161.5	-218	538	5.3～15	第 2.1 类 易燃气体	甲
甲醇	-97.8	64.8	11	385	5.5～44.0	第 3.2 类中闪点易燃液体	甲
硫化氢	-85.5	-60.3	-106	260	4.0～46	第 2.3 类 有毒气体，第 2.1 类 易燃气体	甲
CO	-205	-191.4	<-50	610	12.5～74.2	第 2.3 类 有毒气体 第 2.1 类 易燃气体	乙
SO_2	-75.5	-10	—	—	—	第 2.3 类 毒性气体，第 8 类 腐蚀性物质	—

表 6-42　原油理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
理化性质	外观与形状：红棕色或黑色、荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点（℃）：-259.2	沸点（℃）：120～200
	相对密度 0.8294～0.8686（水=1）	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：＜28	爆炸上限（%）：5.4
	爆炸下限（%）：2.1	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD_{50}：500mg/kg～5000mg/kg	

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	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。	
特性分析	①易燃易爆性：原油属中闪点易燃液体，甲 B 类火灾危险性物质，原油蒸气与空气混合，易形成爆炸性混合物，遇氧化剂会引起燃烧爆炸；原油中各组分的爆炸浓度和爆炸温度的范围都很宽，因此爆炸的危险性很大； ②易蒸发性：原油中含有液化烃，沸点很低，在常温下具有较大的蒸气压，尽管油区实行全密闭作业，在作业场所仍不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气； ③毒性物质：原油属于低毒类物质； ④易产生静电的危险性：原油中伴生物质的电导率一般都较低，为静电的非导体，很容易产生和积聚电荷，而且消散较慢； ⑤易泄漏、扩散性：原油的集输、储运作业都是在压力状态下进行的，在储运过程中，容易产生泄漏事故，原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸气一般比空气重，易沿地表扩散； ⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。	

表 6-43　天然气（甲烷）理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
理化性质	外观与形状：无色无臭无味	自燃温度：537℃
	相对于水的密度是 1.248	相对于空气密度是 0.9654
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-50	爆炸上限（V%）：15
	爆炸下限（V%）：5.3	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇高温和明火有燃烧爆炸的危险。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
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、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，甚至因缺氧而窒息。	
泄漏	①泄漏的清除措施，包括使用排气或换气装置，对环境通风，以及用非活性气体（通常为氮气），对密闭空间进行吹扫，使用环境中甲烷的浓度低于最低爆炸下限。如果在密闭空间，要防止工作人员窒息和引发火灾及爆炸事故。 ②如果泄漏的量比较大，又不仅限于罐体等容器中，即在整个工作区间释放，要及时疏导没有配备个人防护装备的人员。同时要考虑安全区距离与气体泄漏速度的关系，要避免火灾或爆炸的危险。 ③一旦发生火灾，要马上切断气源，用灭火器材（如二氧化碳，四氯化碳，干粉等）灭火。如果火灾是由于液化气瓶引起，那么让气瓶完全然尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。	

表 6-44　硫化氢理化性质及安全技术情况一览表

中文名称	硫化氢			英文名称	hydrogensulfide		
外观与性状	无色、有恶臭的气体。			侵入途径	经皮吸收、吸入		
分子式	硫化氢	分子量	34.08	引燃温度	260℃	闪点	无意义
熔点	-85.5℃	沸点	-60.4℃	蒸汽压	2026.5（25.5℃）		
相对密度	水=1	无资料		燃烧热（kJ/mol）	无资料		
	空气=1	1.19		临界温度	100.4℃		
爆炸极限 vol%	4.0%～46.0%			灭火剂	雾状水、抗溶性泡沫、干粉		
主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子。						
物质危险类别	第 2.1 类易燃气体。			燃烧性	易燃。		
禁忌物	强氧化剂、碱类。			溶解性	溶于水、乙醇。		
毒理学数据	LD_{50}：无资料 LC_{50}：618mg/m^3（大鼠吸入）			废弃处理	用焚烧法处置。洗涤器除去。焚 烧炉排出的硫氧化物通过		
燃烧分解产物	氧化硫			UN 编号	1053	CASNO	7783-06-4
危险货物编号	21006			包装类别	052	包装方法	钢质气瓶等。
危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。						
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。若不能切断气源，不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。						
健康危害	是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度（1000mg/m^{3}以上）时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。						
急救措施	眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 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。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。						
防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。						
泄漏应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。						

表 6-45　甲醇理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名：甲醇	英文名：methyl alcohol
理化性质	性状：无色澄清液体，有刺激性气味。	分子式：CH_4O；CH_3OH
	熔点（℃）：-97.8	分子量：32.04
	沸点（℃）：64.8	相对密度（水=1）：0.79
	危险标记：7（易燃液体）	稳定性：稳定。
对人体危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收 健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒 急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，出现视物模糊。重者失明。代谢性酸中毒时，出现二氧化碳结合力下降，呼吸加速等 慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等，皮肤出现脱脂、皮炎等	
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。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。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医 食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃、就医	
防护	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该配戴过滤式防毒面罩。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜 身体防护：穿防静电工作服 手防护：戴橡胶手套 其他防护：工作现场严禁吸烟、进食和饮水	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收或吸附。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入沸水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置	
灭火方法	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发出声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	

表 6-46　CO 理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名	一氧化碳		
	别名	——		
	危险性类别	4 易燃气体	CAS 号：	630-08-0
理化性质	外观	无色无臭气体		
	熔点	-191.4℃	沸点：	沸点：-191.4℃
	相对密度（水）	0.79	相对蒸汽密度	0.97
	分子量	28.01	蒸汽压：	——

	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂
	主要用途	主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的还原剂
健康危害毒性	侵入途径	吸入
	健康危害	一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。 急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2～60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。 慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。
燃爆特性	危险特性	是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸
其他	存储注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
	防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。 眼睛防护：一般不需特殊防护。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其它：工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
	急救措施	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用

表 6-47 SO_2理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名	二氧化硫		
	别名	亚硫酸酐		
	危险性类别	6(有毒气体)，11(氧化剂)	CAS 号：	7446-09-5
理化性质	外观	无色气体，具有窒息性特臭		
	熔点	-75.5℃	沸点：	沸点：-10℃
	相对密度（水）	1.43	相对蒸汽密度	2.26

	分子量	41	蒸汽压：	338.42(21.1℃)
	溶解性	溶于水、乙醇		
	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等		
健康危害毒性	侵入途径	吸入		
	健康危害	易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。 急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。 慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。		
燃爆特性	危险特性	不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
其他	泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/ 吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捉捕器使气体通过次氯酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
	防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。 眼睛防护：呼吸系统防护中已作防护。 身体防护：穿聚乙烯防毒服。 手防护：戴橡胶手套。 其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		
	急救措施	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/ 吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捉捕器使气体通过次氯酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用		

6.8.5.2 生产系统危险性识别

拟建项目风险单元的划分结果和单元内危险物质的最大存在量见表 6-35，根据表 6-35，通过对生产系统各风险单元进行危险性识别，分析危险源的危险性、存在和触发条件，如下：

1）油气管道可能因土壤腐蚀、杂散电流腐蚀、材料缺陷和焊口缺陷、自然灾害、第三方破坏等因素引起埋地油气管道泄漏或断裂，可能会污染土壤和地下

水环境，当泄漏后的油气遇明火可能会发生火灾、爆炸的风险，影响大气环境。

2）阀室、油气分输站的阀门、法兰、垫片、配件等选择不当或老化损坏造成的油气泄漏，或因异常原因超压，若安全泄压装置失灵，将造成超压导致油气泄漏，当泄漏后的油气遇明火可能会发生火灾、爆炸的风险，影响大气环境。

由于阀室内油气在线量很小，且位于地面之上，通过巡检可以及时发现事故，而管线位于地下，不容易发现，由于管线长度较长，发生的概率相对更大，影响也更大，因此本次评价以油气管道泄漏为重点进行评价。

根据表 6-35，拟建项目顺北 43X 阀组井～SHB4-4H 阀组集输干线 Q 值最大，因此，本次评价将顺北 43X 阀组井～SHB4-4H 阀组集输干线作为重点风险源。

6.8.5.3 危险物质向环境转移的途经识别

油气管道泄漏产生的原油为液态污染物，可以通过污染土壤进入地下水环境。原油、天然气燃烧后产生的 CO、SO_2 为气态污染物，进入大气环境，通过大气扩散对项目周围大气环境造成危害。另外，油气管道泄漏产生引发火灾，并引燃周边地面附着物，扑救附着物火灾产生的消防废水进入地表水、地下水和土壤，对地表水、地下水水质和土壤质量造成危害。

6.8.5.4 环境风险识别结果

根据以上风险识别内容，拟建项目的危险物质有原油、天然气、硫化氢和甲醇，主要事故类型有泄漏、火灾和爆炸，重点风险源为顺北 43X 阀组井～SHB4-4H 阀组集输干线。

拟建项目危险单元的分布情况见图 6-15，建设项目环境风险识别结果详见表 6-48。

图 6-15　危险物质及环境敏感目标分布图

表 6-48　拟建项目环境风险识别汇总表

序号	风险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	顺北 41X 井～SHB4-2H 阀组单井管线	集输管线	原油、天然气、硫化	泄漏、火灾、爆炸	大气、土壤、地下水	——
2	顺北 42X 井～顺北 42X 阀组单井管线	集输管线				——
3	顺北 43X 井～顺北 43X 阀组单井管线	集输管线				——
4	顺北 44X 井～顺北 43X 阀组单井管线	集输管线				——

5	顺北 45X 井～SHB4-4H 阀组单井管线	集输管线	氢			——
6	SHB4-3H 井～顺北 42X 阀组单井管线	集输管线				——
7	SHB4-4H 井～SHB4-4H 阀组单井管线	集输管线				——
8	SHB4-5H 井～顺北 43X 阀组单井管线	集输管线				——
9	SHB4-6H 井～顺北 43X 阀组单井管线	集输管线				——
10	SHB4-7H 井～SHB4-2H 阀组单井管线	集输管线				——
11	SHB4-8H 井～SHB4-2H 阀组单井管线	集输管线				——
12	SHB4-9H 井～顺北 43X 阀组单井管线	集输管线				——
13	顺北 43X 阀组井～SHB4-4H 阀组集输干线	集输管线				——
14	SHB4-4H 阀组井～SHB4-2H 阀组集输干线	集输管线				——
15	油气分输站～截断阀室原油外输管道	集输管线				——
16	截断阀室～顺北 53X 拉油流程原油外输管道	集输管线				——
17	油气分输站	三相分离器、天然气除油器等设备				——
18	顺北 41X 井场	甲醇注入橇	甲醇	泄漏、火灾、爆炸	大气、土壤、地下水	——
19	顺北 42X 井场	甲醇注入橇				——
20	顺北 43X 井场	甲醇注入橇				——
21	顺北 44X 井场	甲醇注入橇				——
22	顺北 45X 井场	甲醇注入橇				——
23	SHB4-3H 井场	甲醇注入橇				——
24	SHB4-4H 井场	甲醇注入橇				——
25	SHB4-5H 井场	甲醇注入橇				——
26	SHB4-6H 井场	甲醇注入橇				——
27	SHB4-7H 井场	甲醇注入橇				——
28	SHB4-8H 井场	甲醇注入橇				——
29	SHB4-9H 井场	甲醇注入橇				——

6.8.6 风险事故情形分析

6.8.6.1 最大可信事故筛选

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的定义，最大可信事故是指基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。

管道事故分析最常用的是事故树（Fault tree）分析方法，该方法也是“世界银行”、“亚洲银行”贷款项目执行时推荐的方法。它是一个演绎分析工具，能估算出某一特定事故的发生概率。管道事故树分析见图 6-16。

图 6-16　管道事故树分析示意图

管道事故通常是指造成管道输送物质从管道内释放并影响正常输送的意外事件。当出现事故时，管道释放出的原油可能带来下列危害：原油泄漏会对周边的土壤、地表水、地下水，以及环境空气产生直接的污染；若立即着火即产生燃烧废气，在危险距离内的人会受废气污染；未立即着火，挥发形成油气云团，遇火可能发生爆炸，在危险距离以内，人会受到爆炸冲击波和油气的伤害。

6.8.6.2 风险情景设定

一旦发生泄漏、火灾、爆炸事故，燃烧废气可能会对周边环境产生不利影响；发生原油泄漏事故后，油品扩散会进入土壤、地下水，会对周边植被等造成污染。

因此本评价最大可信事故设定分别考虑大气、土壤、地下水等方面的影响。

1）大气风险事故

由于拟建项目位于沙漠腹地，周边 3km 范围内无居民区等敏感目标，因此拟建项目最大可信事故设定为油气管线破裂时原油天然气泄漏和火灾爆炸，对其产生的伴生污染物 CO 和 SO_2 对大气环境风险事故仅作定性分析。

2）土壤风险事故

拟建项目沿线均为沙漠，本次评价通过预测评价，分析原油在土壤中的一般迁移特征，定量评价原油泄漏对土壤等造成的污染风险。

3）地下水风险事故

当发生管道原油泄漏事故后，原油通过土壤渗漏进入地下水，或通过被原油污染的补给水源途径污染地下水；由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，一旦发生事故，原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分会挥发，另一部分下渗到包气带土体。油类污染物首先进入包气带，在包气带中污染物的运移以垂向为主，所发生的过程主要包括对流、弥散、吸附/解吸、生物降解、挥发等。当污染物穿透了包气带后会到达地下水位面处。由于油类物质比水轻，通常会聚集在地下水位面以上的毛细带中，并随着地下水的流向在毛细带中开始水平方向的扩展。在这个过程中，污染物会不断地向下溶解到地下水中。一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的环境质量。本次评价定量评价对地下水的影响。

6.8.6.3 事故概率

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 E，泄漏事故类型中内径＞150mm 的管道发生泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）的泄漏频率为

2.40×10^{-6}/（m·a）；发生全管径泄漏的泄漏频率为1.00×10^{-7}/（m·a）。

拟建顺北43X阀组井～SHB4-4H阀组集输干线采用DN350钢管，本段管道长度为13.5km，发生泄漏孔径为10%孔径的概率为0.204次/a。发生全管径泄漏的概率为8.5×10^{-3}次/a，表明此类事故发生概率非常低，但是不为零。

6.8.6.4 源项分析

1）污染源情况

拟建油气管道发生泄漏，可根据管道的压降速度来判断工作状态，并自动关闭，截断阀关闭时间为12s。因此本次评价将泄漏点概化为平面瞬时点源。

2）污染源强的确定

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$V_{rel}=0.1781\cdot V_{pipe}\cdot f_{rel}\cdot f_{G}O_{R}+V_{pre\text{-}s}H_{ut}$

式中：

V_{rel}为原油泄漏量，bbl（1桶=0.14 t）；

V_{pipe}为管段体积，ft^3（$1ft^3=0.0283m^3$）；

F_{rel}为最大泄漏率，取0.3；

$f_{G}O_{R}$为压力衰减系数，取0.3；

$V_{pre\text{-}s}H_{ut}$为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

管道泄漏示意图见图 6-17。

图 6-17　管道泄漏示意图

截断阀关闭前泄漏量（$V_{pre\text{-}s}H_{ut}$）根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中推荐的液体泄漏速率公式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，拟建项目裂口形状为圆形，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）表F.1，C_d取值为0.5；

A——裂口面积，m^2，拟建项目考虑全管径断裂；

ρ——泄漏液体密度，kg/m^3；取拟建项目原油密度最大值$797kg/m^3$；

P——容器内介质压力，Pa；管道内物流压力为 10MPa；

P_0——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.81m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m；取 0m。

泄漏源强计算参数和泄漏量计算结果见表 6-15。

表 6-15　泄漏源强计算参数和泄漏量计算结果一览表

符号	参数	数值	单位
f_GO_R	压力衰减系数	0.3	——
F_{rel}	最大泄漏率	0.3	——
V_{pipe}	管段体积	45872.6	ft^3
Cd	液体泄漏系数	0.5	
A	裂口面积	0.096	m^2
P	容器内介质压力	10000000	Pa
P0	环境压力	101325	Pa
g	重力加速度	9.81	m/s^2
h	裂口之上液位高度	0	m
Q_L	液体泄漏速率	6039.60	kg/s
D	管径	350	mm
t	阀门关闭时间	12	s
$V_{pre-s}H_{ut}$	截断阀关闭前泄漏量	571.92	bbl
V_{af}	截断阀关闭后泄漏量	735.29	bbl
V_{rel}	原油（含水）泄漏量	1307.21	bbl
$V_{pre-s}H_{ut}$	截断阀关闭前泄漏量	114.10	t
V_{af}	截断阀关闭后泄漏量	146.69	t
V_{rel}	原油（含水）泄漏量	260.79	t
w	原油含水率	1.5	%
$V_{油}$	原油总泄漏量	256.87	t

由于原油粘度较大，渗透深度有限，经紧急处理后约 0.01%的残留原油渗入到地下水中，并随地下水流迁移扩散。不考虑岩层的吸附、降解等作用，估算的原油泄漏量为 25.69kg。

6.8.7 环境风险评价

6.8.7.1 大气环境影响分析

拟建项目对大气环境造成影响的风险事故主要为油气管道泄漏、火灾和爆炸。

油气管线泄漏事故发生时，其中的伴生气逐渐挥发进入大气，会对事故现场

空气环境产生影响，局部大气中烃类、硫化氢浓度可能高出正常情况的数倍或更多，对周围大气环境造成一定影响，硫化氢气体可能会导致附近人群中毒。

油气管线泄漏后，若没有及时关闭泄漏源，油气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。当足够数量的可燃或易燃物料泄漏出来，与空气充分混合并被点燃时，将会产生蒸气云爆炸（VCE）。燃烧过程会产生次生污染物二氧化硫，当油气在不完全燃烧下会产生次生污染物一氧化碳。

拟建项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，采油四厂负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，天然气中 H_2S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

6.8.7.2 地表水环境影响分析

拟建项目附近没有地表水，本次评价仅对地表水环境影响进行简单分析。

拟建项目对地表水环境造成影响的风险事故主要为井喷、油气管道和柴油储罐泄漏。塔克拉玛干沙漠地区很难形成地表径流，即使在雨季产生地表径流时，原油或柴油发生泄漏，由于原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下也不会直接污染地表水体，在及早发现事故并采取堵截措施后，原油泄漏事故不会对其产生影响。

6.8.7.3 地下水环境影响评价

拟建项目对地下水环境造成影响的风险事故主要为油气管线泄漏，本次评价针对重点风险源顺北 43X 阀组井～SHB4-4H 阀组集输干线进行预测。

1）预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、365d、1000d、3650d。

2）溶质运移预测模型的建立

由于原油泄漏不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

3）水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向

为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

4）数学模型

由于拟建项目事故发生时间较短，事故状态下的地下水溶质运移可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

$$C(x，y，t)=\frac{m_M/M}{4\Pi n\sqrt{D_L D_T t}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，g，根据源项分析，为 25.69kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

5）预测模型参数的确定

本次评价根据项目评价区及附近地区水文地质勘察数据，水文地质等参数部分引用历史数据，部分采取保守的经验参数。

（1）潜水含水层厚度

拟建项目区域潜水含水层的厚度为 14.7m～41.3m，考虑最不利情况，本次评价取值 14.7m。

（2）有效孔隙度

根据《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环境影响报告书》（新环审[2019]140 号），拟建项目与该项目在同一区块，根据其水文地质勘察资料，n 为 0.28。

（3）渗透系数

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取 10.0m/d。

（4）水力坡度

根据《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环境影响报告书》（新环审[2019]140 号），拟建项目与该项目在同一区块，水力坡度 I 为 0.15‰。

（5）水流实际平均流速

u=10×I/n=10m/d×0.15‰/0.28=0.005m/d。

（6）纵向弥散系数

参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，模型计算中纵向弥散度选用 10m。由此计算拟建项目区域含水层中的纵向弥散系数：

$D_L=\alpha_L\times u=10\times0.005/d=0.05$（$m^2/d$）

（7）横向弥散系数

根据经验一般 DT/DL=0.1，DT 取 0.005（m^2/d）

最终确定的各项参数见表 6-49。

表 6-49 拟建项目地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M（m）	地下水流速 u（m/d）	有效孔隙度 n（%）	纵向弥散系数（m^2/d）	横向弥散系数（m^2/d）
第四系松散岩类孔隙水潜水	14.7	0.005	0.28	0.05	0.005

3）地下水污染预测模拟和影响分析

（1）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准，确定标准限值为 0.05mg/L，以此来判断污水对地下水的污染情况。

（2）预测结果

油气管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见表 6-50 和图 6-4。

表 6-50 油气管线瞬时泄漏时石油类预测结果

污染项目	超标范围（m）			
	100d	365d	1000d	3650d
石油类	18.6	24.1	41.5	67.4

根据计算结果，污染物随时间的推移范围而不断扩大，当泄漏事故连续发生 100d 时，此时污染源下游 18.6m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 365d 时，此时污染源下游 24.1m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 1000d 时，此时污染源下游 41.5m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故发生 3650d 时，此时污染源下游 67.4m 范围内水质不满足地下

水标准值。

100d	365d
1000d	3650d

图 6-18　油气管线泄漏事故石油类运移范围示意图

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

本次油气管线泄漏预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。

为了尽可能地减小项目运营期对地下水的影响，拟建项目对采出液或物料运送、储存过程中各设施采取有效地防渗措施，对设备定期检修，将事故发生的概率降至最低，保护地下水环境不受污染。

当发生泄漏事故后，建设单位应及时将事故产生的油泥砂拉运至顺北油气田环保站进行无害化处理，减少泄漏的原油对地下水产生的长期影响。上述事故若处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性，在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且项目所在区域包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。相较而言，这些事故状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响较小。

6.8.7.4 土壤环境影响评价

事故状态下土壤环境影响评价见 6.7.5.2 小节。

6.8.7.5 生态环境影响分析

事故性原油的大规模泄漏可影响土壤和地下水，危害动物与植物生长。其中，对植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯

萎死亡;在土壤中粘附于植物根系,可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。总之,原油泄漏会引起植被退化,会改变生态系统各组成成分的生态位置,改变群落组成、生态系统结构及对人类的服务功能,对生态系统产生显在与潜在的累积影响。

随着泄漏时间的增加,污染面积及污染半径明显增加。拟建项目管线沿途主要是沙漠,应加强巡线检查,发现泄漏及时采取措施的情况下,事故对土壤及生态的影响甚微。

由于拟建项目位于沙漠地带,周围植被很少,因此泄漏、火灾和爆炸对植被的影响较小。

6.8.8 环境风险防范措施及应急要求

6.8.8.1 风险防范措施

1)常规环境管理措施

(1)严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。

(2)制定环保生产方针、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、制度和标准。

(3)对施工单位及人员定期进行环保、安全教育,增强职工的环保意识和安全意识。

(4)在施工、选材等环节严守质量关,加强技术工人的培训,提高操作水平。

(5)研究各种事故,总结经验,充分吸取教训,并注意在技术措施上的改进和防范,尽可能减少人为的繁琐操作过程。

(6)H_2S 监测应采取固定式与携带式 H_2S 监测仪结合使用的方式。

2)管线泄漏事故风险防范措施

为尽量避免管线及设备破裂事故的发生,减轻泄漏事故对环境的影响,应该采取以下的安全环保措施:

(1)管理措施

①管线敷设线路应设置永久性标志,提醒人们在管线两侧 20m～50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线,减少由此可能造成的事故。

②严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程,在 10m 范围内禁止种植深根植物。

③加强自动控制系统的管理和控制,严格控制压力平衡。

④按规定进行设备维修、保养,及时更换易损及老化部件。

⑤制定巡线制度,并设置专门巡线工,定时对管道进行巡视,确保管道的正

常运营；并密切关注管道沿线环境的变化，包括沿线设施的完好性、沿线违法占压、安全保护范围内的违章施工、周边变化情况等。

⑥运营期严防管道超压运行。

（2）加强防腐措施

①根据设备、容器和埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②管线采用扩口连接环氧粉末内防腐，管线局部加保护套管，套管防腐采用特加强防腐沥青。

③建立防腐监测系统，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。

（3）加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

3）选址总图布置

拟建项目开发区域属城市建成区以外，拟建项目各区域的间距符合防火防爆要求。

现有环境风险防范措施是有效的，建议根据企业实际情况及时更新突发环境事件应急预案，做好应急物资的储备管理，定期做好应急演练。

6.8.8.2 应急预案

拟建项目由西北油田分公司采油四厂（原顺北油气管理部）负责管理运营，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 1 套成熟的风险应急预案，采油四厂突发环境事件应急预案体系包括：突发环境事件综合应急预案、专项应急预案和现场处置方案，采油四厂应急预案体系见图 6-19。

《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环境保护局的备案，备案编号：652924-2019-005。

拟建项目生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。采油四厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

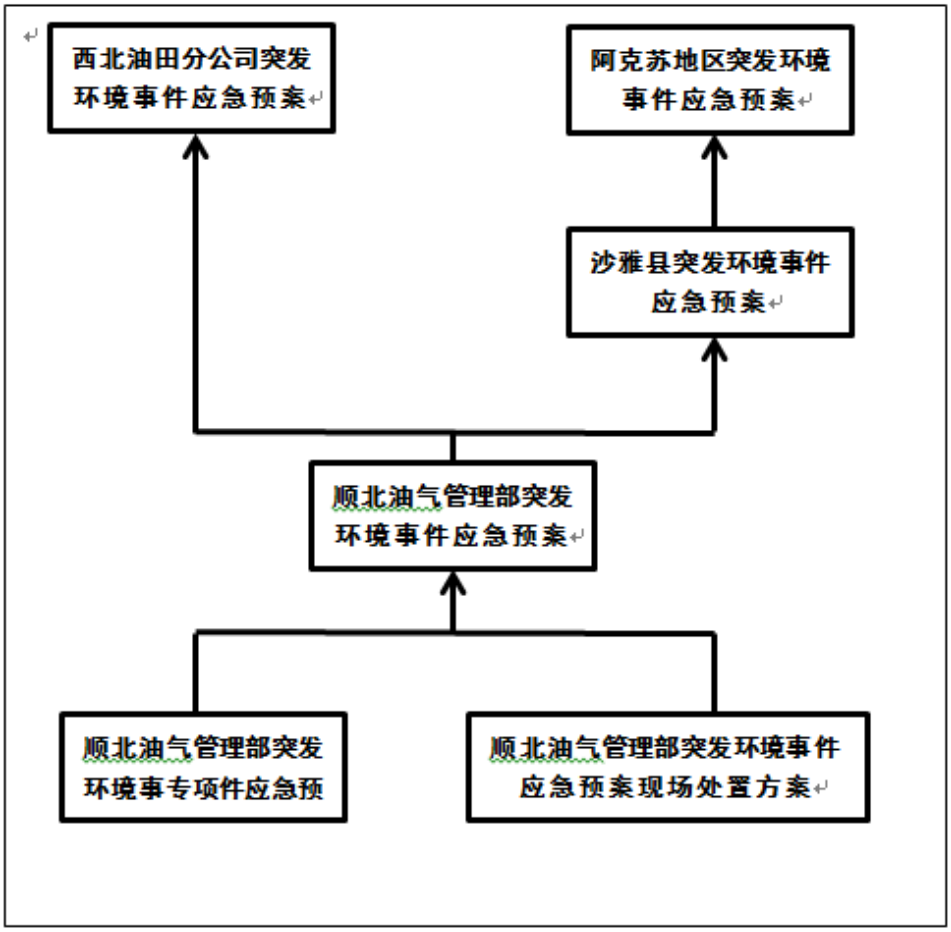


图 6-19　应急预案体系图

6.8.8.3 应急处置措施

拟建项目应急预案应急处置措施如下。

1）站场泄漏处置

（1）站场设备、储罐泄漏

①若站场设备、储罐出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入

雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

（2）伴有甲烷、硫化氢等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（3）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

2）管道泄漏处置

（1）输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

（2）输气管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关

闭放空阀门。

（3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

6.8.8.4 应急物资装备

拟建项目污染事故应急救援物资与装备保障依托西北油田分公司采油四厂现有物资装备，西北油田分公司采油四厂应急物资情况见表 6-51～表 6-53。

表 6-51　管道泄漏应急物资与装备资统计表

序号	名称	存放地点	型号及主要性能参数	所属单位	联系电话
1	污油回收车辆	西北油田分公司采油四厂	SF200 型污油回收车	西北油田分公司采油四厂	13030774430
2	污油回收泵		DW70-12B		

表 6-52　硫化氢泄漏应急物资与装备资统计表

序号	物资名称	存放地点	型号及主要性能参数	数量（个）
1	正压式空气呼吸器	顺北 1 处理站	硫化氢防护	24
	便携式硫化氢检测仪		硫化氢检测	14

表 6-53　环保应急物资与装备资统计表

序号	名称	铁锹	正压式空气呼	编织袋	干粉灭火	二氧化碳灭

		（把）	吸器（套）	（条）	器（具）	火器（具）
1	SHB1-1H 应急库	4	2	20	6	5

6.8.8.5 应急监测

应急监测组第一时间对突发性环境污染事故进行环境应急监测，掌握第一手监测资料，并配合地方环境监测机构进行应急监测工作。采油四厂监测人员利用应急监测设备进行自行监测，不能监测的因子由外部监测单位进行监测，并出具监测报告。

根据监测结果，综合分析突发性环境污染事故污染变化趋势，并通过专家咨询和讨论的方式，预测并报告突发性环境污染事故的发展情况和污染物的变化情况，作为突发性环境污染事故应急决策的依据，同时监测方案应根据事态发展情况进行适时调整。环境风险应急监测方案详见表 6-54。

表 6-54　风险事故情况下环境应急监测方案一览表

时间	监测要素	监测点位	监测项目	监测频次	监测方式
环境风险事故	大气环境	事故地点下风向及距离较近的敏感点	非甲烷总烃、一氧化碳、硫化氢、二氧化硫	事故发生及处理过程中进行实时监测，过后 30min 一次直至应急结束	自行或委托监测
	水环境	地下水	石油类		
	土壤环境	受污染土壤	石油烃类		

6.8.8.6 现有环境风险防范措施的有效性分析

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。

6.8.9 建设项目环境风险自查表

建设项目环境风险自查表见表 6-55。

表 6-55　建设项目环境风险自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	硫化氢	甲醇
		存在总量/t	2209.97	203.10	1.69	9.32

	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数 0 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			小于 100 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 □	F2 □	F3 ☑
			环境敏感目标分级	S1 □	S2 □	S3 ☑
		地下水	地下水功能敏感性	G1 □	G2 □	G3 ☑
			包气带防污性能	D1 ☑	D2 □	D3 □
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1 □	1≤Q＜10 □	10≤Q＜100 ☑	Q＞100 □
		M 值	M1 □	M2 □	M3 ☑	M4 □
		P 值	P1 □	P2 □	P3 ☑	P4 □
环境敏感程度		大气	E1 □		E2 □	E3 ☑
		地表水	E1 □		E2 □	E3 ☑
		地下水	E1 □		E2 ☑	E3 □
环境风险潜势		Ⅳ+ □	Ⅳ □	Ⅲ ☑	Ⅱ □	Ⅰ □
评价等级		一级 □	二级 ☑	三级 □	简单分析 □	
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☑		易燃易爆 ☑		
	环境风险类型	泄漏 ☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑		
	影响途径	大气 ☑	地表水 ☑		地下水 ☑	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☑	经验估算法 □	其他估算法 □	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □	其他 □	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m			
	地表水	最近环境敏感目标 无 ，到达时间 0 h				
	地下水	下游厂区边界到达时间 d				
		最近环境敏感目标 无 ，到达时间 d				
重点风险防范措施		(1)严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。 (2)制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善环保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、制度和标准。 (3)管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m～50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故。 (4)根据设备、容器和埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。 (5)加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。 (6)研究各种事故，总结经验，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。				

	(7)严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程，在 10m 范围内禁止种植深根植物。 (8)加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。 (9)按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。 (10)制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，确保管道的正常运营；并密切关注管道沿线环境的变化，包括沿线设施的完好性、沿线违法占压、安全保护范围内的违章施工、周边变化情况等。 (11)采油四厂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，采油四厂应及时对突发环境事件应急预案进行修订，加强对应急物资的管理，定期开展应急演练。 (12)建立防腐监测系统，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。
评价结论与建议	风险评价的结果表明，拟建项目事故风险水平低于同类项目的总体水平，在保证工程本质安全的前提下进一步采取安全防范措施和事故应急预案、落实各项环保措施和本报告书提出的有关建议并执行完整，拟建管道从环境风险的角度考虑是可行的。建设单位必须高度重视，做到风险防范警钟长鸣，安全生产管理常抓不懈，严格落实各项风险防范措施，不断完善风险管理体系和应急预案。
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。	

6.8.10 小结

6.8.10.1 项目危险因素

拟建项目涉及的突发环境风险物质主要是原油、天然气、硫化氢和甲醇等，主要分布在管线、油气分输站、井场甲醇注入橇内，具有一定的潜在危险性，另外还包括火灾爆炸时产生的 CO 和 SO_2。

6.8.10.2 环境敏感性及事故环境影响

拟建项目位于塔克拉玛干大沙漠，周围无环境敏感目标，大气、地表水环境敏感程度为 E3，地下水环境敏感程度为 E2，拟建项目涉及的事故类型有泄漏、火灾和爆炸。根据对地下水的预测，当泄漏事故连续发生 100d 时，此时污染源下游 18.6m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 365d 时，此时污染源下游 24.1m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 1000d 时，此时污染源下游 41.5m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故发生 3650d 时，此时污染源下游 67.4m 范围内水质不满足地下水标准值。

发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，由于项目所在区域土壤为砂土，渗透率大，污染物迁移速度极快，泄漏约 1d 后，石油类迁移至-300cm 处，且拟建项目所在区域地下水埋深较浅，即事故状态下，石油类先后会污染土壤及地下水，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。

因此，当发生泄漏事故后，建设单位应及时将事故产生的油泥砂拉运至顺北油气田环保站进行无害化处理，减少泄漏的原油对地下水产生的长期影响。

6.8.10.3 环境风险防范措施和应急预案

拟建项目位于塔克拉玛干大沙漠，需重点防止油气管线泄漏后对土壤和地下水的影响。建设单位具备完善的风险防控体系，在工程前期及设计阶段强化管道本质安全设计，在施工期和运营期加强施工质量和运营期管理，这是确保避免风险事故发生的根本措施。建设单位已制定突发环境应急预案，并实现与地方政府或相关管理部门突发环境事故应急预案的有效衔接。

6.8.10.4 结论和建议

1）在采取环境风险防范措施和事故应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，拟建项目环境风险可防控。

2）拟建项目具有潜在的事故风险，采油四厂应从建设、生产、储运等方面积极采取防护措施，及时更新应急预案，定期开展应急演练，以防止潜在风险事故的发生。

3）为了防范事故和减少危害，当出现事故时，建设单位需立即采取应急措施，以控制事故和减少对环境造成的危害。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环保措施论证

7.1.1 环境空气污染防治措施

施工期产生废气包括施工扬尘和施工废气。施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7-1。

表 7-1 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	/	控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖	施工现场均在野外，有利于污染物扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，施工周期短	为经济可行的扬尘处理措施	施工场地无大量起尘	可行
施工废气	/	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护		/	施工废气对周边环境影响较轻	可行

经分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.2 水污染防治措施

施工期产生废水包括试压废水、施工人员生活污水。施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7-2。

表 7-2 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量（m^3）	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
试压废水	5331.5	沉淀后用于周边沙漠植物绿化，不外排	采用清洁水，可重复利用，主要污染物为悬浮物	可节约用于洒水降尘的新鲜水	不外排	可行
生活污水	450	井场设置移动环保厕所	施工人数有限，且短期施工	能够达到环保要求，投资较少	不外排	可行

经分析，针对施工期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.3 噪声控制措施

施工期噪声源主要包括建设期使用的施工机械和运输车辆等。经预测，拟建项目主要施工机械产生噪声昼间噪声衰减至 70dB（A）时的距离在 32m，夜间噪

声衰减至 55dB（A）时的距离在 178m，施工过程中能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)中的标准限值(昼间 70dB(A)、夜间 55dB(A))。

拟建项目位于沙漠，拟建项目周围无声环境敏感目标，且无大型野生动物。同时施工周期较短，噪声影响随着施工期的结束将消失。

施工期噪声控制措施如下：

1）合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。

2）施工现场布局和施工设备

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高。

选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，柴油发动机和各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

3）减少施工交通噪声

由于施工期交通运输对环境影响较大，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少鸣笛，合理安排运输路线。

7.1.4 固体废物处置措施

施工期产生固体废物包括施工废料、施工人员生活垃圾，均属于一般固废。施工期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7-3。

表 7-3　施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量（t）	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工废料	2.34t	施工废料尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理	施工废料主要是废焊条、废防腐材料等，均可回收	外售废料可获取正收益	无堆积垃圾，零排放	可行
生活垃圾	4.5t	施工场地临设垃圾桶内，由施工单位交由顺北油气田环保站统一处理	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	无害化处置，零外排	可行

经分析，针对施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.5 生态保护措施

施工期对生态环境产生影响的因素主要为：施工占地及施工过程中对土壤和

动植物的影响以及污染物排放对土壤及植被的影响。

与之相对应，拟采取的土壤和生态环境污染防治措施主要有：少占地，尽快恢复植被以及减少进入土壤和生态系统的污染物量。

施工期拟建项目采取如下生态保护与补偿措施：

1）项目开发区域内无自然保护区、风景名胜区，但施工区域内有植被分布，因此，管线工程应尽量选择在地表无植被，且地势较高处。地面施工填土要到环保部门指定位置取土，不得随意取土和破坏地表植被；

2）严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 12m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少地表荒漠植被的占用，选择植被生长稀疏地段进行作业；

3）位于沙漠中的站场四周设置草方格。

7.1.6 环境风险防范措施

拟建项目的危险物质有原油、甲醇、天然气、硫化氢，主要事故类型有泄漏、火灾和爆炸，主要体现在运营期，但环境风险的防范是在施工期就开始了。拟建项目的环境风险防范措施如下：

1）常规环境管理措施

（1）严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。

（2）制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善环保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、制度和标准。

（3）对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。

（4）在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。

2）管线泄漏事故风险防范措施

（1）为尽量避免管线及设备破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的安全环保措施：

（2）管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m～50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故。

（3）根据设备、容器和埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

2）加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

拟建项目施工期采取的环境风险防范措施简单易行，均为成熟常用的措施，

可以在施工期就减少运营期的环境风险，投资不大，能取得较好的防范效果。因此，拟建项目施工期采取的环境风险防范措施在技术、经济上是可行的。

7.2 运营期环保措施论证

7.2.1 环境空气污染防治措施

运营期产生废气包括井场和分输站无组织挥发废气（主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢和甲醇），拟采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7-4。

表 7-4　运营期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量（t/a）	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
非甲烷总烃挥发	1.08	加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏；密闭集输	设备均为密闭流程，可有效预防污染物外溢	/	非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）表 2 限值要求（4.0mg/m^3）	可行
硫化氢	0.0108			/	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1（0.06mg/m^3）	可行
甲醇无组织挥发	0.204	加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏；密闭集输		/	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2（12mg/m^3）	可行

经分析，针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.2 水污染防治措施

运营期废水包括分输站值班人员生活污水，水质简单、水量较小，生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化，采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.3 噪声控制措施

为降低噪声影响，在井场设计中采取降噪措施有：

1）设备选型尽可能选择低噪声设备；

2）合理平面布局，对泵类等设备的定期维护保养，加装减振措施。

采用以上措施后，可有效地减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

7.2.4 固体废物处置措施

运营期拟采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7-5。

表 7-5　运营期固废环保措施经济技术可行性分析

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
废润滑油	1.5t/a	暂存于污油罐，委托有资质的单位无害化处理	产生量较小，周边危废处置企业较多	处理费用合理，企业可以承担	无外排	可行
生活垃圾	1.1t/a	集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理	/	/	无外排	可行

7.2.5 生态保护与补偿措施

在运营期，可针对开发期造成的生态影响，采取生态补偿措施：

1）提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象；

2)合理安排人员日常巡线，要提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被、捕杀动物的现象；

3）非正常工况下，应及时回收污染物，及时处理被污染的土壤，将污染土壤拉运至顺北油气田环保站无害化处置。

7.2.6 环境风险防范措施

拟建项目的危险物质有原油、天然气、甲醇、硫化氢，主要事故类型有泄漏、火灾和爆炸。拟建项目的环境风险防范措施如下：

1）常规环境管理措施

（1）严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。

（2）制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善环保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、制度和标准。

（3）研究各种事故，总结经验，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

2）管线泄漏事故风险防范措施

为尽量避免管线及设备破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的安全环保措施：

（1）管理措施

①严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程，在 10m 范围内禁止种植深

根植物。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

④制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，确保管道的正常运营；并密切关注管道沿线环境的变化，包括沿线设施的完好性、沿线违法占压、安全保护范围内的违章施工、周边变化情况等。

⑤采油四厂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，采油四厂应及时对突发环境事件应急预案进行修订，加强对应急物资的管理，定期开展应急演练。

（2）加强防腐措施

建立防腐监测系统，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。根据《石油天然气工业 管道输送系统》（GB/T 24259-2009）中对腐蚀管理的要求，拟建项目应对管道系统的内外腐蚀进行管理，主要包括以下内容：

①识别并评估潜在的腐蚀危险源；

②管材选择考虑内外腐蚀性评估结果；

③识别必要的腐蚀减缓措施；

④确定腐蚀监测和检测要求；

⑤复核腐蚀监测和监测结果；

⑥根据经验和设计条件与管道环境变化要求，定期改进腐蚀管理要求。

3）站场、阀室泄漏事故风险防范措施

拟建项目输送介质中硫化氢含量较高，针对拟建项目特点，本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施，以避免事故的发生：

（1）设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的安全距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以及接地装置。在天然气管道上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管道应经常检查，严防跑、冒、滴、漏。管道应有紧急切断装置及连锁装置。井场及钻井设备的摆放应考虑当地季风风向，尽量让季风畅通，设置风向标或飘带。

（2）配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；

（3）设置可燃气体检测仪、硫化氢气体检测仪。一旦发现可燃气体、硫化氢物质含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

（4）设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭

的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

（5）在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

（6）对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

（7）在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

（8）建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟常鸣。安全环保科由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

（9）职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

（10）企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

拟建项目运营期采取的环境风险防范措施简单易行，均为成熟常用的措施，可以降低运营期管线运行的环境风险，投资不大，能取得较好的防范效果。因此，拟建项目运营期采取的环境风险防范措施在技术、经济上是可行的。

7.3 生态修复方案

7.3.1 生态环境保护与恢复治理的要求

根据《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）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的相关要求，拟建项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

1）须设置防沙治沙内容，强化项目的环境可行性和防沙治沙生态保护措施的可行性、有效性。

2）开发应与环境保护、资源保护相协调，最大限度的减少对自然环境的扰动和破坏。

3）应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时恢复临时占地范围内的生态环境。

4）对站场、井场、阀室、管线等生态环境保护与恢复治理。

5）防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。

6）应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合当地政府环境保护部门工作。

7）及时修订突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。

7.3.2 生态环境恢复治理目标

7.3.2.1 总体目标

项目生态环境恢复治理方案的总体目标是：到 2030 年，油田开发区生态环境破坏趋势得到有效控制，油田开发区环境质量有明显改善。主要表现在如下几个方面：油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区域生态功能基本稳定；公众生态环保意识得到提高；油田开发区域生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

7.3.2.2 近期目标

近期为 2022 年～2024 年，主要目标如下：建立油田生态环境恢复治理的监督管理机制，油田开采生产污染得到有效治理，生态环境得到初步改善。管线、道路等临时占地进行植被恢复，油田开发做到边开发边恢复，生态环境监测范围达到 50%，建立油田区生态安全应急系统。

7.3.2.3 中期目标

中期为 2025 年～2027 年，主要目标如下：

深化油田生态环境恢复治理机制，逐步改善油田区生态环境，严格执行油田生态环境治理工程质量验收标准，实现油田生态环境恢复治理与油气资源开发利用的可持续协调发展。

油田资源开发和建设项目严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度，建立全过程监管体系，加大生态破坏行为的惩处力度，到 2027 年，生态破坏的恢复治理率得到有效改善。生态安全管理和履约能力得到强化。临时占地植被恢复率达 100%，钻井废弃物处置率达到 100%，全面恢复油田区自然生态环境功能，油田区生态环境监测范围达到 100%，建立油田生态安全应急系统，实现项目区生态系统的良性循环。

7.3.3 生态环境分区恢复治理

7.3.3.1 站场、管线生态恢复治理

1）站场、管线生态恢复治理范围

拟建项目临时占地 1753520㎡，需进行生态环境恢复治理。

2）生态环境恢复治理措施

（1）永久占地治理措施

施工结束初期，对站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止风蚀加剧。

（2）临时占地治理措施

施工开始前将用地范围的土壤分层开挖、分层回填。工程施工结束后采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3 年～5 年时间内自然恢复。

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。

针对临时占地的范围内，恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

（3）植被恢复要求

针对站场、管线临时占地的范围内，恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.3.3.2 防风固沙措施

由于拟建项目位于塔克拉玛干沙漠内，为防止油田建设对沙漠区域的生态破坏，拟建项目利用麦秆、稻草、沙蒿、芦苇或其他草类，设置草方格。以层铺形式覆盖沙面，厚度约为 10cm。阻沙防护采用阻沙栅栏，设置在草方格固沙带外侧，阻沙栅栏采用芦苇栅栏，孔隙度 20%～40%，栅栏沿沙丘主梁或副梁，设置在迎风坡距脊线 1～1.5m 处。

拟建项目站场周围铺设草方格。草方格在油田正常运行过程中，如有破坏及时修建，保证草方格固沙的作用，削弱近地表层的沙粒流动，防止沙丘向油田设施移动，保证井区的正常生产。

7.4 环保措施汇总

拟建项目环保措施汇总见表 7-6。

表 7-6　环境保护措施一览表

序号	项目	措施内容	
1	废气	施工期	1）控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖； 2）选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护
		运营期	加强日常运行管理
2	废水	施工期	1）试压废水沉淀后用于洒水降尘，不外排； 2）施工期生活污水排入环保型移动厕所，不会直接外排于区域环境中
		运营期	生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化
3	噪声	施工期	1）合理安排施工时间，尽可能避免高噪声设备同时施工； 2）尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高； 3）合理安排运输路线，减少施工交通噪声
		运营期	1）设备选型尽可能选择低噪声设备； 2）合理平面布局，对泵类等设备的定期维护保养，加装减振措施
4	固体废物	施工期	1）施工废料尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理； 3）施工人员生活垃圾拉运至顺北油气田环保站统一处理
		运营期	1）废润滑油暂存后委托有危险废物资质的单位无害化处置； 2）生活垃圾拉运至顺北油气田环保站统一处理
5	生态环境	施工期	1）项目开发区域无自然保护区、风景名胜区，但施工区域内有植被分布，因此，站场、阀室应尽量选择在地表无植被，且地势较高处；地面及道路施工填土要到环保部门指定位置取土，不得随意取土和破坏地表植被； 2）对施工占地上的植被，应在施工挖掘过程中注意保护，尽可能在阀室区或站场内进行复植，减少该区植被损失量； 3）阀室、站场等地面设施施工中，应按设计要求的范围进行，不能随意扩大取土场、料场范围，尽量减少占地面积； 4）运送设备、物料的车辆严格在设计道路上行驶，不随意增开便道，在保证顺利施工的前提下，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压破坏； 5）限制施工机具、车辆便道、堆料场、施工队伍临时营地等临时性占地面积，并在施工结束后及时清理现场，清运各种污物，使之尽量恢复原状； 6）加强对施工人员的教育，在施工作业带以外，不随意砍伐、破坏树木和植被，不烧灌木，不乱挖、乱采野生植被，不随便破坏动物巢穴； 7）严格执行《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日），凡受到施工车辆、机械破坏的地方及时修整，恢复原貌； 8）施工过程中，对开挖地段的表土就近单独堆放和保存，为植被恢复提供良好的基质条件； 9）保障管道安全的原则，严格执行管道保护有关条例，管道中心线左右 5m 范围内不得种植深根植物；

序号	项目	措施内容	
			10）在植被恢复时考虑恢复原有土地功能，种植方式可根据覆土后的时间间隔，初期可撒播草籽，后期可种植草本、灌木等； 11）按照《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日）要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识。尤其是与人类发展密切相关，有益于农、林健康发展的爬行类、兽类等； 12）管线沿线采用草方格+阻沙栅栏防风固沙措施，减少水土流失； 13）针对临时占地的范围内，恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。
		运营期	1）提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象； 2)合理安排人员日常巡线，要提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被、捕杀动物的现象； 3）非正常工况下，应及时回收污染物，及时处理被污染的土壤，将污染土壤拉运至顺北油气田环保站无害化处置
6	环境风险		制定风险防范措施及突发环境事件应急预案

8 环境影响经济损益分析

8.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自 2007 年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

拟建项目的建设，可以把埋藏在地下的原油天然气通过管道输送至下游处理，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该项目建设，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

8.2 环境效益分析

环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

拟建项目占地总面积 1399224㎡，其中永久占地面积 7224㎡，临时占地面积 1392000㎡。当工程完工，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地，荒漠植被盖度较低。拟建项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3 经济效益分析

根据拟建项目可行性研究报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指

标满足行业基准收益要求，在财务上可行，评价期内可以创造较大的经济增加值。

8.4 环保投资

拟建项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

拟建项目总投资11.80亿元，环保投资920万元，占项目总投资0.78%，具体见表 8-1。

表 8-1　环保投资估算表

类别		投资项目	基本内容	投资（万元）
废气处理	施工期	施工扬尘	围挡、防尘网	6.0
废水处理	施工期	试压废水	经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被	10.0
		施工期生活污水处理	施工期井场设置临时环保型移动厕所	28.0
	运营期	运营期生活污水	经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化	10.0
固体废物处理	施工期	施工废料	尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理	10.0
		生活垃圾	收集拉运至顺北油气田环保站合理化处置，不外排	2.0
	运营期	废润滑油	委托有危险废物资质的单位无害化处置	3.0
		生活垃圾	收集拉运至顺北油气田环保站合理化处置，不外排	1.0
噪声防治		噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养等	200.0
生态恢复		生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持措施	300.0
环境风险		风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、可燃及有毒气体监测、应急设施等	350.0
合计				920.0

8.5 小结

拟建项目总投资11.80亿元，项目的实施将会为西北油田分公司带来良好的经济收益，同时也将会带动阿克苏地区沙雅县的地方经济的发展，并产生良好的

社会效益。

拟建项目的环保投资共计 920 万元，占总投资的 0.78%，经上述论证，项目环保投资能够满足所在区域环境保护的要求。

经分析，项目具有良好的经济效益和社会效益。项目占地和排污等将带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，后期需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。实施相应环保措施后，可使各类污染物得到妥善处理，环境风险降到最低，使拟建项目的开发建设能够满足社会效益、经济效益、环境效益相互促进的原则。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理目的

经济的可持续发展和环境管理是相互支持的两个方面，严格的环境管理是国家和地方环保政策、法规在企业生产中得以实施的保障。在实际生产中，环境管理实质上是生产管理的主要内容之一，其目的是在发展生产的同时，对污染物的排放实行必要的控制，保护环境质量和生态环境，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

石油天然气工业的勘探、开发活动风险较大，环境影响范围广，为了贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，就必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的 QHSE 管理体系。

9.2 环境保护管理计划

9.2.1 机构及人员设置

拟建项目的环境管理工作由采油四厂负责管理，并定期委托专业单位进行环境监测。

9.2.2 项目施工期的环境管理

1）建立有效的管理机构

建设方应设专人负责施工作业 QHSE 的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制施工占地区域，减少对土地的征用及植被的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

2）建立完善的环保工作计划

（1）在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

（2）进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

（3）紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

（4）施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工废料和生活垃圾，施工结束后不留废弃物品，并对环境恢复情况进行回访等。

（5）施工期环保档案

记录施工中环保工作内容，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料。

3）严格执行环境监督和审查制度

（1）施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

（2）环境保护审查

在施工完成后，形成施工期环保执行报告，对工程进行环境保护审查。

9.2.3 项目运营期的环境管理

1）项目转入运营期，应由环保部门、建设单位共同参与验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

2）根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作，建立质量体系、配备充足人员，控制和保障监测质量；

3）领导和组织对项目周边环境进行监测；

4）负责环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

5）环境管理除了应抓好日常生产中各项环保设施的运行和维护工作之外，工作应重点针对管线、火灾爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。应严格按照突发环境事件应急预案的要求进行处理。

9.3 污染物排放清单

针对拟建项目污染物排放，结合《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）中有关环境管理与监测计划的要求，提出污染物排放清单。

拟建项目污染物排放清单见表 9-1。

表 9-1　污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量	排放浓度		标准名称	排放标准
废气	无组织排放烃类废气	非甲烷总烃	1.08t/a	——	采用密闭管输方式，加强日常运行管理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4mg/m^3
		硫化氢	0.0108t/a	——		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）	0.06 mg/m^3
		甲醇	0.204t/a	——		《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）	12mg/m^3
废水	生活污水	SS、COD、氨氮	0	——	经地埋式一体化污水处理设施处理后用于沙漠植被绿化	零排放	——
固体废物	油气分输站设备保养	废润滑油	0	——	委托有危险废物资质的单位处理顺北油气田环保站	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）	——
	生活垃圾	生活垃圾	0	——	拉运至顺北油气田环保站进行合理化处理	零排放	——
噪声	油气分输站、井场甲醇注入橇	机械噪声	厂界达标	——	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 3 类标准要求	昼间 65dB（A），夜间 55dB（A））

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，建议拟建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。由建设单位聘请相关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，确保拟建项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位聘用环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

1）环境监理人员要求

（1）环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

（2）必须接受 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

拟建项目管道工程、站场工程不占用沙化封禁区、沙雅县沙漠公园、自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理的范围即为工程扰动的范围。

4）环境监理内容

（1）施工期环境监理主要内容针对施工期试压废水、生活污水的废水污染防治处理措施，地面开挖、回填和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的尾气的废气污染防治措施，施工机械和运输车辆在阀室建设、管沟开挖等施工过程产生的噪声污染防治措施，施工废料、生活垃圾、清管固废和废弃土石方的固体废物处置措施，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、道路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。

9.4.2 监测机构

拟建项目环境影响评价期、施工期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

9.4.3 特征污染物清单

拟建项目特征污染物清单见表 9-2。

表 9-2 项目特征污染物清单

特征污染物	质量标准		排放标准	
	来源	小时浓度/一次浓度限值（mg/m^3）	来源	限值（mg/m^3）
非甲烷总烃	参考《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）	2.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4.0
H_2S	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D	0.01	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1	0.06
甲醇	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D	3.0	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2	12

9.4.4 环境监测计划

拟建项目运营期的环境监测计划见表 9-3。

表 9-3 运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气环境	非甲烷总烃、硫化氢	油气分输站边界	1 次/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中厂界监控点浓度限值（VOCs：4.0mg/m^3）、《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）（H_2S：0.06mg/m^3）
	甲醇	井场边界		《大气污染物综合排放标准》（GB 14554-1993）（甲醇：12mg/m^3）
地下水环境	地下水位、水质（氨氮、耗氧量、石油类）	KFOSHB5-19H1、SHB5-9CH、拟建 SHB4-2H 油气分输站	每年 1 次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类
声环境	等效连续 A 声级	油气分输站、井场边界	1 次/季度，夜间生产的要监测夜间噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类
固体废物	固废的产生量、堆放量、堆放地点和利用量	顺北油气田环保站	随产随记	建立台账
土壤环境	石油烃（C_{10}-C_{40}）	油气分输站内（柱状样）	1 次/5a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
		油气分输站外（表	1 次/5a	

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
		层样）		

9.4.5 应急监测计划

事故发生后，应根据事故造成污染的实际情况决定是否开展应急监测，同时制定应急监测方案。

9.5 信息公开

根据有关规定，并结合拟建项目实际情况，建设单位的信息公开应包含环评信息公开、环境应急预案信息公开、验收信息公开及自行监测信息公开等内容。

9.5.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015 年 12 月 10 日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1）建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2）建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3）建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4）项目建设过程中，建设单位应当在施工中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5）建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

9.5.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

9.5.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

9.5.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017 年 11 月 20 日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后 5 个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于 20 个工作日。

9.5.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（2015 年 1 月 1 日）执行。

10 结论

10.1 建设项目概况

依据顺北二区开发指标和勘探进度，为及时释放二区产能，需完善 4 条带内部集输管网建设，西北油田分公司拟在新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县实施“顺北油气田二区 4 条带 2021 年单井产能地面工程”。拟在顺北二区 4 条带新建甲醇注入橇 12 台，新建单井油气集输管线总长 44.2km，新建 4 座阀组站，新建阀组间油气集输干线总长 23km；新建原油分输管道 50km、沿线设 1 座截断阀室，新建顺北 SHB4-2H 油气分输站 1 座，另外配套建设电力、自控、防腐系统等；另外配套建设电力、自控、防腐系统等。

拟建项目总投资 11.80 亿元，环保投资约为 920 万元，占项目总投资 0.78%。

10.2 环境现状评价结论

10.2.1 大气环境现状

环境空气现状监测数据表明：项目所在区域的 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 的年评价指标存在超标现象，不能满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准要求，项目所在区域为不达标区；非甲烷总烃能满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求，甲醇、硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 要求。

10.2.2 地表水环境现状

拟建项目所在区域无地表径流及人工渠系。

10.2.3 地下水环境现状

根据监测结果，各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐均存在不同程度的超标，其余各项指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类标准。各监测点总硬度、氯化物、溶解性总固体、硫酸盐不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。

10.2.4 声环境现状

根据监测结果，各监测点的噪声值均符合《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 3 类声环境功能区环境噪声限值，拟建项目建设地点声环境质量现状良好。

10.2.5 土壤环境现状

项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。厂外敏感目标处石油烃（C_{10}-C_{40}）类满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求。监测结果表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

10.2.6 生态环境现状

拟建项目评价范围内生态系统类型主要为荒漠生态系统。根据自治区初步划分的新疆生态红线范围，拟建项目均不在生态保护红线区、沙雅县国家沙漠公园和沙雅县沙化土地封禁保护区内。

拟建项目生态评价范围内土壤类型为流动风沙土。项目所在位置属于《关于印发新疆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）中划定的自治区级水土流失重点预防区和治理区。评价范围内土壤侵蚀现状主要以风力侵蚀为主。

10.3 环境影响评价

10.3.1 施工期环境影响评价

10.3.1.1 废气

拟建项目废气主要包括施工扬尘、施工废气。

拟建项目采取以下措施尽量减少施工扬尘排放：原材料运输、堆放要求遮盖；设置围挡、散料集中堆放，道路采取临时硬化措施；及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施，洒水灭尘。

拟建项目尽量采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油减少施工废气排放，同时加强施工管理，尽可能缩短施工周期。施工期废气产生量较小且属于短期排放，并将随施工期的结束而消除，故对环境空气影响较小。

10.3.1.2 废水

拟建项目施工期产生的废水包括管道试压废水和生活污水。管道试压废水最大产生量约为 5331.5m^3，经收集经收集沉淀后用于浇灌周边荒漠植被。施工人员的生活污水产生量为 450m^3，施工现场通过设置移动环保厕所进行收集处理。

拟建项目施工期废水均得到合理有效处置，施工废水对周边地表水环境影响较小。

10.3.1.3 固废

施工期产生的施工废料、生活垃圾和废弃土石方，施工废料包括建筑垃圾、废包装材料和废焊条。施工废料回收利用，剩余废料拉运至顺北油气田环保站处理；生活垃圾经垃圾桶暂存，拉运至顺北油气田环保站无害化处理；废弃土石方用于附近场地的平整。在采取相应固体废物处置措施后，拟建项目对环境的影响不大。

10.3.1.4 噪声

拟建项目施工期的噪声来源于施工机械和运输车辆在井场、阀组站、油气分输站及阀室建设、管沟开挖等施工过程，在采取相应噪声污染防治措施后，拟建项目对声环境的影响不大。

10.3.1.5 生态

拟建项目施工过程中土地平整、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏、管线开挖等工程活动将破坏植被，迫使野生动物远离原有生境。经调查，项目所在地周围野生动物种类、数量均不丰富，但在施工时应尽量避开现有植被。施工期间采取相应控制措施，且施工结束后对临时占地进行平整并恢复原貌，拟建项目不会影响植物群落的演替，并随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。项目所在位置不占用生态保护红线，不占用生态敏感区。

综上可知，拟建项目施工活动对评价范围植被、野生动物、土壤等的影响在可接受范围内，对生态环境影响较小。

10.3.2 运营期环境影响评价

10.3.2.1 废气

拟建项目运营期间大气污染物主要为油气分输站无组织挥发废气（非甲烷总烃、硫化氢）、井场无组织挥发废气（甲醇）。运营期加强日常运行管理，污染物厂界预测浓度均能满足相应排放标准。拟建项目对周边大气环境影响较轻。

10.3.2.2 废水

运营期废水主要为油气分输站值班人员生活污水，生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化，对周边环境影响较轻。

10.3.2.3 固废

拟建项目运营期的固体废物主要为泵类设备保养产生的废润滑油和油气分输站值班人员生活垃圾。废润滑油暂存于污油罐，委托有资质的单位无害化处理，生活垃圾集中收集后拉运至顺北油气田环保站统一处理，对周围环境影响较小。

10.3.2.4 噪声

拟建项目运营期正常工况下，集输管线部分除埋地管道内油气流动的噪声外，无明显噪声源；拟建项目正常运营过程中主要噪声源是油气分输站设备运行噪声、井场甲醇注入橇块中的注入泵运行噪声。运营期井场、站场厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 3 类区排放限值要求（昼间 65dB（A），夜间 55dB（A））。选择低噪声设备，加强设备维护，使其处在最佳运行状态，通过采取以上措施后，拟建项目对周围声环境造成的影响较小。

10.3.2.5 生态

拟建项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

10.4 环境风险

根据对拟建项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、天然气、甲醇和硫化氢等，另外还有运行过程中异常情况导致的废水事故排放风险，风险潜势综合判断为III，评价等级为二级。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施，同时制定了拟建项目的应急预案纲要。

在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，拟建项目的建设与运行带来的环境风险是可以接受的，项目建设是可行的。

10.5 公众意见采纳情况

建设单位按国家有关规定进行建设项目环境影响信息公示，公示的方式有新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会、当地公开发布的报纸上发布、现场张贴等。拟建项目两次信息公示期间均未收到公众对项目的反馈意见。

10.6 环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，拟建项目采取了相应的环保措施，从

社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，拟建项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

10.7 环境管理与监测计划

建设单位必须制定严格的 QHSE 程序文件和作业文件，加强 QHSE 宣传，严格执行各项管理措施，实施施工期管理。加强环境管理，并按监测计划实施对大气、噪声等监测，对废水转运及处理进行管理。

建设单位应按照 QHSE 管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出 QHSE 方面的严格要求。项目须设立专门的 QHSE 管理机构，并配备专职的管理人员，项目运行后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作由环境监测站承担，负责对拟建项目废水、废气和企业噪声等进行必要的监测，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、水体环境进行及时监测。环境监测站根据国家及公司环境监测的有关要求配置完善监测仪器及设备。

10.8 清洁生产

拟建项目总体符合清洁生产要求。

10.9 污染物总量控制

拟建项目无废水外排，不涉及化学需氧量和氨氮。拟建项目投产后非甲烷总烃总量控制建议指标为 1.08t/a。本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对拟建项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

10.10 产业政策及选址可行性

拟建项目符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）等要求，符合相关规划的要求，选址选线可行，在进一步落实各项环保措施的情况下，其建设是可行的。

10.11 结论

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范；正常工况下，施工期和运营期对项目区环境影响较轻；项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。评价结果表明拟建项目环境风险事故发生概率较低，环境风险可控。

综上所述，从环境保护角度分析，拟建项目的建设可行。

10.12 要求与建议

加强环境管理信息系统建设，及时修订突发环境事件应急预案，加强风险应急措施演练。

10.13 “三同时”竣工验收一览表

拟建项目“三同时”竣工验收一览表见表 10-1。

表 10-1 “三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
施工期	固体废物	施工废料：尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油气田环保站统一处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向	——	施工结束
		生活垃圾：全部收集后由顺北油气田环保站统一处理，拉运至顺北油气田环保站进行合理化处置	无乱堆、乱放、乱弃现象	存放点干净、整洁	——	
	废水	生活污水：排入环保型移动厕所，不直接外排于区域环境	不直接外排	环保型移动厕所	——	与主体工程同步
		试压废水：沉淀后用于周边沙漠植被浇灌，不外排	不直接外排	——	——	
	废气	原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘； 加强施工管理，尽可能缩短施工周期	对周边大气环境影响较轻	——	——	与主体工程同步
	噪声	合理安排施工时间，尽可能避免高噪声设备同时施工； 尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高；合理安排运输路线，减少施工交通噪声	无噪声扰民现象发生	——	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求	与主体工程同步
	生态环境	合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实		临时占地完成生态恢复	——	施工结束
运营期	固体废物	废润滑油暂存后委托有危险废物资质的单位无害化处置	无害化处置，不外排	无害化处置，不外排	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）	运营期
		生活垃圾拉运至顺北油气田环保站统一处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	无乱堆、乱放、乱弃现象	——	
	废水	生活污水经地埋式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化	不直接外排	——	执行《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中二级标准	运营期
	废气	油气分输站无组织挥发非甲烷总烃、硫化氢：站内采用密闭流程，加强日常管理，减少跑、冒、滴、漏	井场、站场厂界达标	——	非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中挥发性有机物厂界监控点浓度限值（4.0mg/m^3）；硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）中挥发性有机物厂界浓度限值（0.06mg/m^3）	运营期

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
		井场无组织挥发甲醇：采用密闭流程，加强日常管理，减少跑、冒、滴、漏	井场、站场厂界达标	——	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）（12.0mg/m^3）	运营期
	噪声	选择低噪声设备；加强设备维护，使其处在最佳运行状态	井场、站场厂界达标	井场、站场厂界噪声值	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的3类标准	运营期
环境风险		风险防范措施及应急预案		应急预案已制定并完成备案	应急预案及备案文件	--
环境管理与环境监测		委托有关部门或设备生产厂家，对有关人员进行操作技能培训，培训合格后上岗；制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录	——	环境管理制度；监测计划	——	环境管理与环境监测

11 附件

附件1 委托书

委 托 书

森诺科技有限公司：

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）等有关规定，现委托你公司编制“顺北油气田二区 4 条带 2021 年单井产能地面工程环境影响报告书”。

特此委托。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

2021 年 6 月 10 日