

概述

1 建设项目概述

顺北油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 $81^{\circ} 30' \sim 82^{\circ} 00'$ 、北纬 $40^{\circ} 20' \sim 40^{\circ} 50'$ ，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。顺北油田奥陶系油藏构造位置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 。

顺北油田为西北油田分公司近几年开发的新油区，现处于前期的勘探开发阶段，主要工作为勘探收集地层资料，了解区域的油气性质及规律，开发形势为边勘探、边开发。西北油田分公司顺北油气田 2020 年产油 $97.7 \times 10^4\text{t}$ 、产气 $3.49 \times 10^8\text{m}^3$ ，同比上年分别增长 28.9%、31.7%，实现百万吨产能建设目标，为西北油田 2022 年实现千万吨级油气田目标夯实了基础。

为进一步提升顺北区块产能，西北油田分公司拟实施“西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目”，拟建项目共部署 33 口油井，按照钻井类型分为 26 口开发井、5 口侧钻井和 2 口预探井。其中新建 28 口井位于 28 座新建井场，侧钻 5 口井位于 5 座老井场，钻井总进尺 217958m。新建注采一体井口装置 31 套，新建单井油气集输管线总长 86.19km，新建单井注水管线总长 86.19km，新建站场间油气集输管线总长 59.5km，另外配套建设给排水、电力、自控、防腐及道路系统等。拟建项目建成投产后，最大产油量 $44.08 \times 10^4\text{t/a}$ ，最大产液量 $50.3 \times 10^4\text{t/a}$ 。顺北油田在建工程中的五号联合站预计 2021 年 6 月投产运营，顺北油田绿色环保站预计 2021 年 12 月投产运营，拟建项目将于五号联合站和顺北绿色环保站投产之后开工建设。

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，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油和天然气进口，从而达到节约外汇花销的目的。

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》，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，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。

项目组首先进行了现场踏勘，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和初步的环境现状调查；根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况和确定的工作等级、评价范围及评价标准，制定了工作方案。根据工作方案，项目组在工程分析、环境现状调查与评价的基础上，开展了各环境要素和各专题的环境影响分析与评价工作，据此提出了环境保护措施和环境管理要求。环评工作过程中，根据《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作，收集公众对拟建项目建设的意见，以使拟采取的环境保护措施更加完善，最大限度减少工程建设对环境的影响，充分发挥工程建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上，完成了本环境影响报告书的编制。

3 分析判定相关情况

3.1 选址符合性分析

1) 工程选址原则

（1）通井道路尽量依托现有井场及周边已有道路，缩减新建道路工程量，最大限度减少植被破坏；

（2）新建通井道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

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

（4）新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同

时最大限度减少工程占地面积；

(5) 新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处。

2) 井场选址可行性分析

根据项目周边关系图，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，开发区域属城市建成区以外；从现状调查结果看，拟建项目临时占地的土地利用类型为未利用地。

综合以上的分析看，拟建项目选址是可行的。

3) 管线路由合理性分析

拟建项目新建管线主要是单井管线和站间集输管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。

综上所述，拟建项目选址充分考虑了工程对沿线区域环境的影响，基本合理可行。

3.2 政策符合性分析

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

拟建项目为产能建设工程，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、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探与开采，项目的建设符合国家产业政策。

2、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）

西北油田分公司新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 95%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。拟建项目工业废水处理达标后回用于油田注水开发，不外排；工业固体无害化处理处置达到 100%。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、《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ 2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函[2019]590 号）

拟建项目位于阿克苏地区沙雅县，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函[2019]590 号），拟建项目可不提供颗粒物区域削减方案。

3.3 规划符合性分析

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,因此,项目的建设符合《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)要求。

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,拟建项目中有一口井所在地的生态区属于Ⅳ塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区,生态亚区属于Ⅳ₁塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区,生态功能区属于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区,主要生态服务功能为沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产,发展方向为加大保护力度,建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。拟建项目不在国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区范围内。拟建项目其他拟建工程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,主要生态服务功能为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。拟建项目为石油天然气开采,符合《新疆生态功能区划》(2005 年 12 月 21 日)的要求。

3、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》,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,属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区,天山南坡主产区涉及 10 个县市,这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域,但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。

拟建项目属于石油天然气开采行业,符合自治区对该区域的功能定位要求。

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,属于天山南麓产业带,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。

3.5 “三线一单” 符合性分析

拟建项目为石油天然气开采项目，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）中“三线一单”符合性分析见表0-1。

表 0-1 与“三线一单”符合性

序号	要求		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	拟建项目位于阿克苏地区沙雅县中部和南部区域。拟建项目不占用沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区、沙雅国家沙漠公园、生态红线区、自然保护区、沙雅国家饮用水源保护区等生态保护目标，总体符合新疆生态保护红线规划要求。	符合
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	拟建项目营运过程中消耗一定的水、电能源，新增少量永久占地，但拟建项目的建设可以增加油气开采量，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较小，符合资源利用上限要求。	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	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。拟建项目的大气污染物为挥发性有机物、H ₂ S等，根据大气环境影响预测结果，拟建项目正常运营时大气污染物对区域环境空气质量影响较小，符合大气环境功能区要求；拟建项目污染物均能达标排放，建成后对环境的影响较小；拟建项目所在地区地下水的矿化度较高，在做好防渗的前提下，对土壤和地下水影响较小。各项污染物均能实现达标排放，可满足总量控制的要求，项目建设后不会突破环境质量底线。	符合

序号	要求	项目情况	符合性
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	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 1 常规石油、天然气勘探与开采，项目的建设符合国家产业政策。且拟建项目不属于《市场准入负面清单（2019 年）》中禁止准入项目，拟建项目的建设符合相关政策、规划要求。	符合

3.6 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

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 0-2。

表 0-2 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、管线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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题、环境风险隐患提出有效防治措施	拟建项目以顺北区块为单位开展评价，评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对顺北区块内的现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题、环境风险隐患提出了有效防治措施	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评	拟建项目为产能项目，拟建项目建成投产后，最大产油量 $44.08 \times 10^4 \text{t/a}$ ，最大产液量 $50.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，报告书进行了产能项目环境影响评价，属于区块环评	符合

概述

序号	要求	项目情况	符合性
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）等排放标准要求	拟建项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，不外排，不涉及水污染物总量控制指标	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	拟建项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）要求，回注到现役油藏；本次评价已给出钻井液详细组成及其理化性质	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价	拟建项目在钻井过程的导管和一开阶段采用水基泥浆，废弃泥浆为一般固废，采用“泥浆不落地”工艺，处理后的钻井固废全部实现资源化利用；拟建项目从钻井过程的二开阶段开始，采用磺化或油基泥浆，施工期的磺化和油基废弃泥浆和岩屑、运营期过程产生的油泥砂均为危险废物，西北油田分公司在沙雅县顺北油田自建磺化泥浆、含油污泥集中式处理和综合利用设施，全部回收无害化处置，无外排；拟建项目固废章节按《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求进行评价	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废	拟建项目伴生气 H ₂ S 含量较高，伴生气在顺北油田油气处理站分离脱硫后，进天然气处理设施进一步处理；顺北区块的油品总体属挥发原油和轻质油，单井全采用密闭管输不加热集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求		
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态环境保护措施	拟建项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。钻井设备燃用国VI要求柴油，本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小	符合
8	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	拟建项目不涉及生态保护红线区	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了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

3.7 其他符合性分析

1、《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）

拟建项目为石油天然气开采，在开发过程中开展了环境影响评价，使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产，不使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，保持场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，散落油和油水混合液等含油污染物回收处理，产生的伴生气进行回收利用，因此，拟建项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）的要求。

2、《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》（新疆环保厅[2016]第 45 号）

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，不属于自治区大气污染防治重点区域。

3、《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，不属于自治区大气污染防治联防联控重点区域，不属于高污染高耗能行业。

4、《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）

拟建项目为石油天然气开采业，不属于该《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）涉及的行业，符合准入要求。

4 关注的主要环境问题及环境影响

拟建项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

1) 废气：拟建项目施工期会产生施工扬尘、施工废气等大气污染物；运营期废气主要为井场无组织废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

2) 废水：拟建项目施工期废水主要为钻井废水、探井的试油废水、施工作业废液、试压废水和生活污水。运营期废水主要为采出水、井下作业废液。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性。

3) 噪声：拟建项目施工期噪声污染源主要是钻机、柴油发动机等，运营期主要为采油井口装置、通井机等。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

4) 固体废物：拟建项目施工期会产生钻井固废、施工废料、生活垃圾等。在钻井过程的导管和一开阶段采用水基泥浆，废弃泥浆为一般固废，采用“泥浆不落地”工艺，处理后的钻井固废全部实现资源化利用；拟建项目从钻井过程的二开阶段开始，采用磺化或油基泥浆，施工期的废弃泥浆和岩屑、运营期过程产生的油泥砂均为危险废物，拟建项目产生的危险废物全部运至顺北油田绿色环保站无害化处置；施工废料部分回收利用，剩余废料由施工单位清运回收；生活垃圾集中收集后拉运至西北油田分公司顺北油田绿色环保站统一处理。运营期产生的固体废物主要为油泥砂全部运至顺北油田绿色环保站处理，无外排。环评中主要关注钻井固废、油泥砂等处理方式的可行性。

5) 环境风险：拟建项目钻井施工过程中环境风险主要是钻井过程中的井喷、井漏事故，运营期的环境风险主要是泄漏、火灾、爆炸事故。环评中主要关注泄漏等突发环境事件的环境影响。

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。项目总体符合清洁生产要求，采取的环保措施可行。项目存在采出液泄漏、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，在采取风险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 版)》(2021 年 1 月 1 日);
- 14) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》(2015 年 12 月 10 日);
- 15) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(2015 年);
- 16) 《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);
- 17) 《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);
- 18) 《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);
- 19) 《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);
- 20) 《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);
- 21) 《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);
- 22) 《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》(环办监测函[2018]123 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（2019 年版）》（2019 年 11 月 22 日）；
- 28) 《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》（环办函[2009]1097 号）；
- 29) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》（环函[2005]125 号）；
- 30) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；
- 31) 《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）；
- 32) 《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) 《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）的通知》（新政发[2007]175 号）；
- 5) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（新政函[2002]194 号）；
- 6) 《新疆生态功能区划》（新政函[2005]96 号）；
- 7) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发[2016]21 号）；
- 8) 《关于印发〈自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）〉的通知》（新政发[2018]66 号）；
- 9) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新政发[2017]25 号）；
- 10) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）；
- 11) 《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）；
- 12) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划〉的通知》（新环发[2017]124 号）；
- 13) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 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》(2012年12月27日);
- 18) 《新疆环境保护规划(2018-2022年)》(2018年2月1日);
- 19) 《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》(新疆环保厅[2016]第45号);
- 20) 《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);
- 21) 《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)。

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) 《大气污染防治工程技术导则》(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) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T 6629-2005);
- 16) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004);
- 17) 《采油废水治理工程技术规范》(HJ 2041-2014);
- 18) 《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);

19) 《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)。

1.1.5 项目依据文件

1) 《西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目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 1 月 25 日);

2) 《西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目可行性研究报告》;

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

本次评价工作在充分利用现有资料的基础上, 针对影响环境的主要因子, 分别采用以下评价方法:

1) 项目所在地环境概况调查、地表水、地下水环境现状调查采用收集资料和测量法, 生态环境现状调查采用现场调查法和搜集资料法, 环境空气与声环境现状调查采用现场调查和测量法;

2) 工程分析以类比分析法为主、物料衡算法为辅, 查阅参考资料分析法作为以上两种方法的补充;

3) 环境空气影响预测采用估算模式, 环境空气质量现状评价采用单因子指数法;

4) 声环境影响预测采用 BREEZE NOISE 软件预测模式, 声环境现状评价采用实测法;

5) 地下水影响预测采用解析法, 预测污染物运移趋势和对地下水环境保护目标的影响;

6) 地表水影响评价以分析环保措施的有效性为主;

7) 土壤影响预测采用解析法, 预测污染物运移趋势和对土壤的环境影响;

8) 生态环境影响预测以类比分析法为主。

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) 工程分析: 判定工程施工期和运营期的环境影响因素和环境影响因子, 确定主要污染源参数;

2) 施工期及运营期大气环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价;

3) 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

1.3.1.1 施工期环境影响因素

1) 拟建项目井场、管线等地面建设施工带来对土地表层的扰动、地貌改变、地表植被的破坏、土地利用格局变化; 施工临时道路占用土地, 会造成水土流失和地表植被破坏;

2) 施工机械排放的施工废气, 施工现场产生的施工扬尘对大气环境的影响;

3) 施工期施工机械产生的施工噪声对周围声环境的影响;

4) 施工期产生的钻井固废、建筑 and 施工垃圾、生活垃圾对周围环境的影响;

5) 施工期产生的钻井废水、探井试油废水、施工作业废液、试压废水、施工人员产生的生活污水对地表水环境的影响。

1.3.1.2 运营期环境影响因素

项目建成运营后, 将促进项目周边地区经济发展, 对产业结构调整起到一定

作用，同时也会带来一些环境问题，主要表现在以下几个方面：

- 1) 地面工程永久占地将改变土地利用性质，改变原有地貌；
- 2) 井场无组织挥发废气对大气环境的影响；
- 3) 采油设备噪声对周围声环境的影响，以及井下作业期间机械设备产生的井下作业噪声对周围声环境的影响；
- 4) 事故状态落地油对土壤的影响。

1.3.1.3 闭井期环境影响因素

1) 闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等，对大气环境产生一定的影响；

2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备、油泥砂等固体废物，会对周围环境造成一定的影响；

3) 井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过对项目开发的环境影响活动分析，归纳列出了环境影响矩阵，见表 1-1。

表 1-1 拟建项目环境影响矩阵

工程活动		自然环境因素			生态环境因素				社会环境因素	
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	景观	水土流失	土地利用	经济
施工期	钻井工程	-1S		-2S	-2S	-2S	-2S	-2S	-1L	
	作业	-1S		-2S	-2S		-2S	-2S		
	道路修建	-1S	-1S	-1S	-1L	-1L				+2L
	施工临时占地				-1S	-1S			-1S	
	地面施工活动		-1S	-1S	-2L	-1L			-1S	+1S
运营期	工程永久占地				-2L				-2L	+2L
	采油工程	-1L		-1L						+2L
	集输工程	-1L			-1S					+1L
	井下作业	-1S	-1S	-1S						+1S
闭井期	井口封堵	-1S								
	设备拆除			-1S						
	井场清理	-1S			-1S					
	车辆运输	-1S		-1S						

注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响。

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 1-2。

表 1-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价	影响评价
环境空气	基本因子：PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、O ₃ 、CO 其他因子：非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃、硫化氢
地表水	pH、溶解氧、BOD ₅ 、COD、高锰酸盐指数、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、阴离子表面活性剂、石油类、氨氮、硫化物、粪大肠菌群	——
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、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、氟化物、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	石油类
声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
土壤环境	基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 特征因子：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
生态环境	植被、动物、土壤、土地利用功能	植被、动物、土壤、土地利用功能

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 1-3。

表 1-3 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	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地下水	/	III类	/
噪声	2 类功能区	2 类噪声限值	
土壤环境	建设用地	第二类用地	建设项目占地范围内

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 1-4。

表 1-4 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 1-5
	《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 1-6
	石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)	III类	
声环境	《声环境质量标准》(GB 3096-2008)	2 类	昼间 60dB (A), 夜间 50dB (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 1-7

表 1-5 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	μ g/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	μ g/m ³	150	
		1 小时平均	μ g/m ³	500	
2	NO ₂	年平均	μ g/m ³	40	
		24 小时平均	μ g/m ³	80	
		1 小时平均	μ g/m ³	200	
3	PM ₁₀	年平均	μ g/m ³	70	
		24 小时平均	μ g/m ³	150	
4	PM _{2.5}	年平均	μ g/m ³	35	
		24 小时平均	μ g/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	μ g/m ³	160	
		1 小时平均	μ g/m ³	200	
其他污染物					
1	硫化氢	1 小时平均	μ g/m ³	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D

1 总则

序号	污染物名称	取值时间	单位	标准 限值	标准来源
2	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)

表 1-6 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
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 1-7 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			
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			

1 总则

序号	监测项目	单位	标准值
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	蒽	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	苯	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 1-8。

表 1-8 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	无组织排放	《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
		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)	表 1	0.06mg/m ³
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		表 1	见表 1-9
噪声	施工期:《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)		——	见 表 1-10
	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、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)		——	拉运至顺北油田绿色环保站无害化处置
	《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 1-9 回注水控制标准限值

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$0.01 < \sim \leq 0.05$	$0.05 < \sim \leq 0.5$	$0.05 < \sim \leq 1.5$	> 1.5
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
	含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
	平均腐蚀率, mm/年	≤ 0.076				

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$0.01 < \sim \leq 0.05$	$0.05 < \sim \leq 0.5$	$0.05 < \sim \leq 1.5$	> 1.5
	SRB, 个/mL	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 5
	铁细菌 (IB), 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	腐生菌 (TGB), 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
注: ①: $1 < n < 1.5$; ②: 清水水质指标中去掉含油量。						

表 1-10 噪声排放标准 (单位: dB (A))

类别	昼间	夜间
施工期	70	55
运营期	60	50

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和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 1-11。

表 1-11 环境影响评价等级确定

项目	判定依据		评价等级
环境空气	最大地面浓度占标率	$P_{\text{硫化氢}} = 8.82\% < 10\%$	二级
声环境	环境声功能区划	2 类区	二级
	评价范围内敏感目标噪声增加值	评价范围内敏感目标噪声级增高量 $< 3\text{dB (A)}$	
	受影响人群变化	受噪声影响人口数变化不大	
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	
	占地规模	占地面积 9.775hm^2 , 中型	
	敏感程度	周边无环境敏感目标, 属于不敏感	
生态环境	拟建项目占地面积 1.85km^2 , 管线总长度 $231.88\text{km} > 100\text{km}$, 影响区域生态敏感性为一般区域		二级
环境风险	拟建项目环境风险潜势为 III 级		二级

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”排放情况及井场周围企事业单位、居民分布特点，确定本次评价范围见表 1-12，评价范围见图 1-1。

表 1-12 评价范围确定

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	以井场为中心，边长 5km 的矩形范围
地表水	三级 B	依托五号联合站和顺北油田绿色环保站内污水处理设施
地下水	二级	井场和站场厂界外 500m、管线两侧 200m 范围内
声环境	二级	井场和站场厂界外 200m 范围内
土壤环境	二级	井场和站场厂界外 200m 范围内；管线两侧 200m 范围内
生态环境	二级	井场和站场厂界外 2000m 范围内；管线两侧 200m 范围内

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。

拟建项目大气风险评价等级为三级，评价范围为井场和站场厂界外 3km 范围内，管线两侧各 100m 范围内；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；地下水风险评价等级为二级，井场和站场厂界外 500m 范围内；管线两侧 200m 范围内。

1.7 环境保护目标

根据现场调查，确定了拟建项目评价范围内环境敏感目标，环境保护目标见表 1-13 和图 1-1。

表 1-13 环境保护目标一览表

环境要素	名称	保护对象	保护内容	保护级别	参考污染源	相对方位	相对距离 (m)
地下水	拟建项目周边地下水	地下水环境	——	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类	井场	——	——
生态	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	生态环境	天然荒漠植被	国家级沙化土地封禁保护区	井场	NW	140

图 1-1 拟建项目评价范围及环境保护目标分布图

2 现有及在建项目工程分析

2.1 顺北油田概况

顺北油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 $81^{\circ} 30' \sim 80^{\circ} 00'$ 、北纬 $40^{\circ} 20' \sim 40^{\circ} 50'$ ，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 4452.55km²。

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。顺北区块内现有油气处理站 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田包括顺托果勒北（1 区块）、顺托果勒（2 区块）、顺托果勒西（3 区块）、阿瓦提东（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 1 区块西侧位于新疆塔里木河上游湿地自然保护区内，西北油田分公司现已禁止在此区域内进行勘探及产能开发。顺北油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 顺北油田区块总平面布置图

2.2 环保手续

西北油田分公司顺北区块环保手续情况详见表 2-1、附件 2。

表 2-1 现有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	新环函 [2016] 846 号	2019 年 1 月	油田环验 [2019] 1 号
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	新环函 [2017] 2055 号	2019 年 1 月	油田环验 [2019] 1 号
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	新环审 [2019] 140 号	建设中	
4	顺北油气田环保站建设工程	2019 年 12 月 9 日	新环审 [2019] 317 号	建设中	
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	阿地环函字 [2018] 9 号	2019 年 1 月	油田环验 [2019] 1 号

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 顺北区块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： $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模： $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	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： $7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模： $12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	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 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	——
	顺北 7 单井拉油流程		原油处理规模 200t/d 伴生气规模 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	——
	中探 1 单井拉油流程		原油处理规模 200t/d 伴生气规模 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	——
	SHB1-1H 单井拉油流程		原油处理规模 200t/d 伴生气规模 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	400kW 加热炉 2 座
集输工程	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， $\Phi 219 \times 6 \text{mm}$ ，30mm 黄夹克保温；（输油管线）燃料气管线 20#，无缝钢管 $\Phi 48 \times 4 \text{mm}$ ，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	

西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目环境影响报告书

		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 500m ³ /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 30×10 ⁴ m ³ /a
	塔河油田污油泥处理站		设计处理规模 6×10 ⁴ m 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区块现有工程照片

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区块现有总井数 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

顺北区块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，该区块原油粘度低，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 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撬装化设备，便于重复利用，优选采用撬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 处理站进行处理。

西北油田分公司顺北区块的油气集输流程示意图见图 2-5。

图 2-5 顺北区块油气集输流程示意图

3) 站场工程

西北油田分公司顺北区块建有 2 座油气处理站，即顺北 1 处理站和顺北 5 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 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油处理能力 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，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 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ），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流程图

d、伴生气处理工艺流程

经过分离后的天然气进入 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，依次进入预过滤器、活性碳过滤器和后过滤器，进行再生之前的溶液净化。闪蒸罐分离出的闪蒸气进入硫磺回收单元进行硫回收。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

e、硫磺回收工艺流程

从 MDEA 再生塔顶回流罐来的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 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 。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。

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 $10.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油处理能力 $7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力 $12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，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。委托合同详见附件 6。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区块建有 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区块现有道路总长度 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区块现有 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 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，主要出水指标：出水含油量： $\leq 15\text{mg/L}$ ；出水悬浮物： $\leq 5\text{mg/L}$ ；粒径中值： $\leq 3.0\mu\text{m}$ 。

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推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 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	顺北油田污水产生量 (m^3/d)	含油污水处理规模 (m^3/d)	跃进区块目前实际处理量 (m^3/d)	剩余处理能力 (m^3/d)
跃进 2 号原油脱水站	252	500	240	8

由上表可知跃进 2 号原油脱水站可以满足顺北油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 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

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	顺北油区产生量 (m ³ /a)	设计处理能力 (m ³ /a)	目前实际处理量 (m ³ /a)
1	生活垃圾	70.56m ³	30×10 ⁴	87.92
2	井下作业废液	1006.20m ³	30×10 ⁴	7833.6

由上表可知塔河油田绿色环保站可以满足顺北油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 6×10⁴m³。塔河油田污油泥处理站扩建工程已于 2015 年 7 月取得自治区环保厅批复，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	顺北油区产生量	设计处理能力 (m ³ /a)	目前实际处理量 (m ³ /a)
1	油泥砂	53.8m ³ /a (33.66t/a)	6×10 ⁴	90.9

由上表可知塔河油田污油泥处理站可以满足顺北油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，距离拟建项目直线距离约 115km。二号联碱渣设计处理规模为 8m³/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 2m³/d，顺北所产碱渣 1.04m³/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区块采出液输送至顺北 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区块采出水产生量约 $9.2 \times 10^4 \text{m}^3$ ，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。由下表可知，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推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $>1.5 \mu\text{m}^2$ 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	——	13
2	2020.5.19	11:00	1.71	——
《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 $>1.5 \mu\text{m}^2$ 对应标准			≤ 50.0	≤ 30.0
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 $1050 \text{m}^3/\text{a}$ 。顺北区块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。由下表可知，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推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $>1.5 \mu\text{m}^2$ 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	1. 38	21
			2019. 12	0. 487	14. 26
例行监测	天蓝蓝环保技术服务有限公司	2019 年	2019. 7	0. 08	8
			2019. 9	13	0. 08
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			≤50. 0	≤30. 0
达标情况				达标	达标

3) 生活污水

顺北油田现有在岗人员 38 人, 生活污水排放量约为 $1387\text{m}^3/\text{a}$ 。顺北油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 年顺北油田统计数据, 现有工程非甲烷总烃排放量为 $39.2\text{t}/\text{a}$ 。根据顺北 1 区 7 口井检测报告, 顺北油田硫化氢含量分布均值为 $3.319\text{g}/\text{m}^3$, 气油比平均为 $260\text{m}^3/\text{t}$, 2020 年产油 $97.7 \times 10^4\text{t}$ 。经核算, 现有工程硫化氢排放量为 $2.098\text{t}/\text{a}$ 。

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。

监测要求: 连续监测 2 天, 每天等时间间隔 2h 采样、采样 4 次, 同步记录风速、风向、气温、气压等气象要素, 监测数据见表 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	0.32
		12:04	0.28
		14:05	0.35
		16:07	0.32

监测点位	时间		监测结果
	3 月 1 日	10:02	0.30
		12:08	0.50
		14:09	0.46
		16:12	0.37

根据新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2020 年 5 月 11 日对顺北油田顺北 1 处理站无组织挥发的非甲烷总烃、H₂S 进行了监测。监测数据见表 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 ₂ S (mg/m ³)
顺北 1 处理站	上风向	11:05	0.37	<0.005
		12:08	0.43	<0.005
		13:14	0.40	<0.005
	下风向 1	11:10	0.53	<0.005
		12:13	0.44	<0.005
		13:19	0.53	<0.005
	下风向 2	11:14	0.43	<0.005
		12:18	0.49	<0.005
		13:24	0.43	<0.005
	下风向 3	11:16	0.52	<0.005
		12:25	0.64	<0.005
		13:28	0.56	<0.005
	下风向 4	11:19	0.44	<0.005
		12:30	0.57	<0.005
		13:33	0.54	<0.005

从上表可以看出, 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/m³)。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/m³)。

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/m³)

监测点位	时间		监测结果
SHB5-5CH 井	2 月 28 日	02:00-03:00	<0.005
		08:00-09:00	<0.005
		14:00-15:00	<0.005

监测点位	时间		监测结果
	3月1日	20:00-21:00	<0.005
		02:00-03:00	<0.005
		08:00-09:00	<0.005
		14:00-15:00	<0.005
		20:00-21:00	<0.005

从上表可以看出, 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 ($0.06\text{mg}/\text{m}^3$)。

2) 各类加热设备燃烧废气

燃料燃烧烟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, 排气筒废气有组织排放。顺北油田现有加热炉共 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田现有燃气加热炉燃烧废气的现场监测数据, 监测结果见表 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: $20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 : $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x : $200\text{mg}/\text{m}^3$) 要求。

(2) 排放量

锅炉所燃烧的天然气为净化处理后的天然气, 属于清洁燃料, 燃烧产生的废气通过烟囱排放, 排气筒高度均大于 8m。根据顺北油田现有统计数据, 顺北区块内现有加热炉燃料消耗量约为 $478.23 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。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~5 月 12 日对顺北油田现有燃气加热炉燃烧废气的现场监测数据, 监测结果见表 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, 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 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	烟气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	浓度	产生量
				(mg/m^3)	(t/a)
1	SO_2	478.23	6689.15	1.5	0.10
2	NO_x	478.23	6689.15	154	10.30
3	颗粒物	478.23	6689.15	10	0.67

表 2-12 顺北油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	mg/Nm ³	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3
	折算 浓度	mg/Nm ³	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	排放 量	kg/h	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
NO _x	实测 浓度	mg/Nm ³	53.4	53.4	53.4	27.5	27.9	27.1	123	125	123	123	123	123	55.4	56.9	56.9
	折算 浓度	mg/Nm ³	101	102	102	61.5	62.6	61.0	125	130	129	129	129	128	146	153	154
	排放 量	kg/h	0.19	0.19	0.19	0.07	0.07	0.06	0.11	0.11	0.11	0.20	0.20	0.20	0.08	0.08	0.08
颗粒 物	实测 浓度	mg/Nm ³	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20	<20
	折算 浓度	mg/Nm ³	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	排放 量	kg/h	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
过剩空气系 数		Ndm ³ /h	2.28	2.29	2.29	2.68	2.69	2.70	1.22	1.25	1.26	1.26	1.25	1.25	3.16	3.24	3.24
烟气黑度			<1 级			<1 级			<1 级			<1 级			<1 级		
烟温		℃	138	142	144	138	139	141	133	132	133	143.2	143.9	144.2	131	132	132

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，为间断性排放。火炬及放空系统主要用于排放燃烧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，废气排放量较小。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，并且火炬自带 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 日对顺北油田 SHB5-5CH 井场、7#阀组站场进行了厂界噪声监测，监测结果详见表 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	46	46	45	44
	西厂界外 1m	46	46	44	45
	南厂界外 1m	47	45	45	43
	北厂界外 1m	47	47	44	44
7#阀组站	东厂界外 1m	46	45	43	42
	西厂界外 1m	44	46	42	43
	南厂界外 1m	46	45	44	42
	北厂界外 1m	45	44	44	44

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	56.7	54.5	56.7	54.4
	处理站南	48.9	49.0	48.5	49.0
	处理站西	56.5	52.5	55.0	52.7
	处理站北	51.6	51.0	51.3	50.2

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 2 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 1.04m³/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

顺北油田工作区现有员工 38 人,产生生活垃圾约 70.56m³/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。顺北区块地处沙漠，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田现有工程污染物排放情况汇总见表 2-16。

表 2-16 顺北油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 ($10^4 \text{ m}^3/\text{a}$)	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
废水	采出水 ($10^4 \text{ m}^3/\text{a}$)		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
	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

本次新钻 54 口井，其中直井 31 口，水平井 18 口，斜井 5 口；总进尺 432051m，

新建产能 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。地面工程：主要包括五号联合站的建设，其中联合站主要有原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；新建 5 座计量阀组和 2 座混输泵站以及配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。新建单井管线共计 102km，集输管线 99.0km，伴生气、供气管线 65km，污水管线 91km。新建主干道路（三级公路）37km、支线道路（四级公路）7km、改造支线道路（四级公路）46km；单井简易道路共计 156.91km。

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： $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ； 天然气处理规模： $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；污水处理规模： $1500 \text{m}^3/\text{d}$	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 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：

2 现有及在建项目工程分析

				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 $120 \times 10^4 \text{t/a}$	/
	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 $Q=20\text{m}^3/\text{h}$ $P=32\text{MPa}$ $N=315\text{kW}$
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 54600m^2 ，建筑面积 5970m^2 ；主要为井区的生活办公场所。
	泥浆回收	泥浆回收站	1 座	18000m^2
环保工程	原油处理		本项目原油进站采用“就近进站”原则，其中有 11 口井产生的原油（ $15 \times 10^4 \text{t/a}$ ）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 400m ³ /d，磺化泥浆废弃物日处理能力为 450m ³ /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 6.5m ³ /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 358.4m ³ 废液接收池，1 座 268.8m ³ 污油池，2 座 600m ³ 磺化泥浆接收池，1 座 1350m ³ 含油污泥贮存池，1 座 1350m ³ 受侵土壤贮存池，1 座 750m ³ 建筑垃圾贮存场
		1 座 900m ² 热解干渣堆放场，1 座 4000m ² 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 6.1758hm ²	

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) 废气污染物

(1) 废气产生环节分析

顺北井区生产运营期的大气污染源主要是联合站内的加热炉、计量阀组的加热炉、单井加热炉燃料烟气排放、油气集输过程中的烃类挥发、污水处理站各处理装置的废气排放以及酸气火炬放空废气排放。

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。

(2) 废气达标性分析

在建项目运营期间加热炉及燃气锅炉以清洁的天然气为燃料，燃烧排放的 SO₂、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，对周围环境造成的影响较小。拟建项目集输过程、储罐挥发的无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 中新污染源无组织排放监控点浓度限值，对周围环境产生影响甚微。顺北原油产能项目在生产工艺中井口至计量站油气集输均采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放。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，及对周围环境的影响。间歇熔硫釜工艺在收集固体硫时会产生少量的臭味，其采用臭氧的离子除臭装置进行处理。车辆消耗的油品属国家合格产品，且车辆排放尾气具有不连续性，对周围环境空气产生影响较小。天然气脱水环境会产生微量粉尘，由于天然气较为清洁，且天然气内所含粉尘量较少，在粉尘过滤器处理后对周围环境影响甚微。

生产科研基地采用清洁的天然气做为锅炉原料，对周围环境影响甚微；食堂油烟采用油烟净化器，可大大降低油烟对周围环境的影响。

综上所述，拟建项目排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

2) 废水污染物

（1）废水产生环节分析

运营期废水主要包括井下作业废液、采出水、间歇熔硫釜工艺流产生的再生气废水以及生产应急指挥中心产生的生活废水。

（2）废水达标性分析

在建项目运营期间产生的采出水、井下作业废液、间歇熔硫釜工艺流产生的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。

根据分析，本次生产科研基地产生的废水均可得妥善、有效的处置，对区域地下水环境影响的可能性甚微。

在建项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于事故及非正常工况状态。事故及非正常工况的状态可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

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

（1）噪声产生环节分析

项目生产运营期即生产过程的噪声主要以运行设备产生的噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。

（2）噪声达标性分析

在建项目生产运营期，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 2 类标准的要求，对项目区周边环境的影响较小，故在运行期间拟建项目不会产生扰民现象。同时，拟建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

（1）固废产生环节分析

在建项目顺北原油产能建设运营期产生的油泥、落地原油、生活垃圾；生产科研基地建设主要固体废物为运营期产生的生活垃圾。

（2）固废达标性分析

顺北油田产能产生的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。

综合以上分析，若在建设、处置和运行管理中严格执行西北油田分公司各项要求，则拟建项目在开发建设过程中所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。

西北油田分公司顺北油田在建 2018 产能项目污染物排放情况汇总见表 2-19。

表 2-19 顺北油田在建工程污染物产生、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	无组织排放自由扩散
		加热炉	废气量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	23222.18	0	23222.18	通过排气筒进行有组织排放，排放至空气中进行自由扩散
			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	无组织排放自由扩散
			H ₂ S (t/a)	0.16	0	0.16	
		天然气处理	H ₂ S (t/a)	16.05	15.23	0.82	采用臭氧的离子除臭装置进行处理，最后采用15m以上的排气筒进行排放
	生产科研基地	燃气锅炉	废气量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	923.74	0	923.74	通过排气筒进行有组织排放，排放至空气中进行自由扩散
			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
			NMHC (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

2 现有及在建项目工程分析

		再生 气废 水	废水量 (m ³ /a)	30.0	30.0	0	排入五号联合站
		生活 污水	废水量 (m ³ /a)	3433.92	3433.92	0	经地理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
	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	
固 体 废 物	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) 废气污染物

(1) 废气产生环节分析

在建工程除了热解主机烟气为有组织废气外, 其他均为无组织废气。其中无组织废气污染源主要包括废液处理区废气、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共 9 种。

(2) 废气达标性分析

在建工程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污染物中非甲烷总烃预测占标率最大为 5.78%, 占标率较小, 项目的实施不会对大气环境产生明显影响。

根据《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) 要求, 环境质量现状超标地区, 应加强推进工业源污染治理、加强城市扬尘等面源污染管理、加强燃煤污染治理、加强移动源污染防治, 同时建设项目应采取措施改善环境质量。因此拟建项目实施后应积极落实相关文件要求, 保证污染源达标排放, 不断强化大气污染源防治措施, 实现区域内颗粒物削减以改善区域环境质量。

2) 废水污染物

(1) 废水产生环节分析

在建工程废水污染源主要包括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、磺化泥浆废弃物处理装置水处理单元排水、含油污泥及受侵土壤预处理过程中清洗废水、循环冷却系统排污水、油水分离系统产生的含油废水以及生活污水。

(2) 废水达标性分析

在建工程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串联使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。

3) 噪声

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、基础减震、安装消声器等降噪措施，降噪效果在 15dB (A) ~20dB (A)。

4) 固体废物

在建工程固体废物主要包括废液处理装置产生的回收油、油泥，磺化泥浆废弃物处理后还原土、筛分废物、热相分离系统产生的还原土、油水分离系统产生的回收油、处理后建筑垃圾以及生活垃圾。其中，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。在建工程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。

西北油田分公司顺北油田在建环保站项目污染物排放情况汇总见表 2-20。

表 2-20 顺北油田在建工程污染物产生、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	顺北油田	废液处理区无组织废气	VOCs (t/a)	0.022	0	0.022	无组织排放自由扩散
		热解主机烟气	废气量 (m ³ /h)	2900	0	2900	通过排气筒进行有组织排放，排放至空气中进行自由扩散

2 现有及在建项目工程分析

绿色环保站		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织废气	VOCs（t/a）	0.259	0	0.259	无组织排放	
	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	
废水	顺北油田绿色环保站	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
		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
固废	顺北油田绿色环保站	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
		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（t/a）	75595.31	75595.31	0	外运垫井场、道路等综合利用

环 保 站	还原土					
	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

2.5 现有、在建项目污染物排放汇总及总量达标性分析

顺北油田现有工程、在建工程污染物排放情况汇总见表 2-21。

表 2-21 顺北油田现有、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	$478.23 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	$2.66 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	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	155.819t/a	
	硫化氢	2.098t/a	16.21t/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 $3433.92 \text{m}^3/\text{a}$ 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 $6658 \text{m}^3/\text{a}$ 排入市政排水系统；顺北油 田绿色环保站的生活污水产生量约 $1.6 \text{m}^3/\text{d}$ 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 $9.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，作业 废液 $1050 \text{m}^3/\text{a}$ 处理达标后回注地 层；在建工程采出水产生量约 $1423 \text{m}^3/\text{d}$ ，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 $399.3 \text{m}^3/\text{d}$ 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	在建顺北绿色环保站内产生量约 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	在建顺北绿色环保站内产生量约 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	在建顺北绿色环保站内产生量约 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	在建顺北绿色环保站内产生量约 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
	含油废水	0	0	在建顺北绿色环保站内产生量约 11m ³ /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 1.04m ³ /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 70.56m ³ /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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020), 顺北油田原油储存能够满足标准中 5.2.2 章节要求; 顺北 1 处理站和顺北 5 拉油流程内的储罐均能够满足标准中 5.2.3 章节储罐运行维护要求; 废水集输能够满足标准中 5.4 章节排放控制要求; 生产装置和设施均能够满足标准中 5.6 章节有组织排放废气排放控制要求。油井采出的井产物均能够做到汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。废气处理系统能够满足标准中 5.8 章节的要求。

经现场调查, 顺北油田未发现环境问题。

2) “以新带老”措施

本项目不存在“以新带老”措施。

3 拟建项目工程分析

3.1 项目概况

项目名称：西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目；

建设地点：新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，地理位置见图 3-1；

建设性质：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 27 亿元，其中环保投资 1956 万元；

建设规模：拟建项目共部署 33 口油井，按照钻井类型分为 26 口开发井、5 口侧钻井和 2 口预探井。其中新建 28 口井位于 28 座新建井场，侧钻 5 口井位于 5 座老井场，钻井总进尺 217958m。新建注采一体井口装置 31 套，新建单井油气集输管线总长 86.19km，新建单井注水管线总长 86.19km，新建站场间油气集输管线总长 59.5km，另外配套建设给排水、电力、自控、防腐及道路系统等。拟建项目建成投产后，最大产油量 $44.08 \times 10^4 \text{t/a}$ ，最大产液量 $50.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

图 3-1 拟建项目地理位置示意图

3.2 油气藏特征

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

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

顺北油气田一区二叠系火山岩有火山熔岩和火山碎屑岩两大类。目前在二叠系钻遇的火山熔岩岩性有玄武岩和英安岩，钻遇的火山碎屑岩岩性为凝灰岩。根据二叠系实钻资料分析，二叠系厚度约 500m~600m，包括两个岩性组合段。上部主要为玄武岩、英安岩夹凝灰岩、红棕色泥岩、粉砂质泥岩，下部主要为凝灰岩夹红棕色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、砂岩。二叠系火山岩从下至上分为 3 个期次，第一个期次以凝灰岩为主，第二个期次以玄武岩-凝灰岩-英安岩-凝灰岩或英安岩-凝灰岩结构为主，第三个期次为顶部的玄武岩；地震剖面上，底部凝灰岩表现为杂乱弱反射，中部杂乱强反射，见玄武岩时可见连续强反射，顶部为玄武岩时表现为单轴连续强反射。二叠系火山岩地震反射特征与岩性组合有关，不同的岩性组合有不同的地震反射特征。二叠系火山岩地震反射特征比较复杂，仍需进一步研究。

顺北油气田的侵入岩岩性主要为辉绿岩、辉长岩，目前钻井揭示的厚度在 40m 以内，局部地区分布，发育在二叠系以下层位，地震反射特征为“两谷夹一峰”连续强反射，大多与地层内部反射结构不协调。

拟建项目钻井层位主要为奥陶系鹰山组。

3.3 油气资源概况

3.3.1 原油性质

根据顺北油田井区原油分析资料，原油密度分布在 $0.7895\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.846\text{g}/\text{cm}^3$ ，

对照原油物性分类，该井区原油总体属挥发原油和轻质油。

原油粘度：该井区原油动力粘度在 2.18mPa·s~2.82mPa·s 之间变动，跨度不大，较稳定，平均值为 2.58mPa·s，为低粘原油。顺北原油粘度平均值为 4.85mPa·s，为低粘原油。

原油凝固点：顺北 1 井区原油凝固点在 -6.7℃~-26℃，平均 < -17.2℃。顺北 5 井区原油凝固点 < -34℃。顺北油田原油属于低凝油。

原油含硫量：顺北 1 井区原油含硫量在 0.097%~0.129%，平均值 0.11%。顺北 5 井区含硫量在 0.196%~0.214%，平均值 0.203%。根据原油含硫量分类表判别，总体属于低含硫原油。

原油含蜡量：顺北 1 井区原油含蜡量在 3.19%~9.89%，平均为 5.45%，属于高含蜡原油。顺北 5 井区原油含蜡量在 2.06%~4.38%，平均为 3.24%，属于中含蜡原油。原油初馏点：顺北 1 井区原油初馏点数值介于 56.9℃~80.0℃之间，原油初馏点平均值 69.26℃，属高初馏点原油。顺北 5 井区原油初馏点数值介于 56.3℃~66.5℃之间，原油初馏点平均值 62.43℃，属高初馏点原油。

综上所述，顺北油田井区内地面原油属于低凝固点、高初馏点、低粘度、高含蜡、低含硫的挥发原油和轻质油。拟建项目各油田地面原油性质见表 3-1。

表 3-1 原油性质分析表

井号	密度 (g/cm ³)	粘度 (MPa·s)	含硫 (%)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
顺北 1 井区	0.795	2.58	0.11	5.45	<-17.2	69.26
顺北 5 井区	0.829	5.45	0.203	2.06	<-34	62.43

3.3.2 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/m³~0.750kg/m³ 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/m³。

拟建项目拟开发油区的原油伴生气组分见表 3-2。

表 3-2 伴生气组分一览表

井号	相对密度	CH ₄ (%)	C ₂ H ₆ (%)	C ₃ H ₈ (%)	C ₄ H ₁₀ (%)	C ₅ ⁺ (%)	N ₂	CO ₂	其他 (%)	H ₂ S (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	3319

备注：表中数据为体积分数。

3.4 区块开发规划

3.4.1 开发方式

拟建项目运营前期利用天然能量开发，运营中后期采用注水驱油（当油井压力降低时采用注水驱油，当油井压力条件允许时再进行采油工作）方式开发。

3.4.2 开发规模及指标

顺北油气田 2021 年产能建设项目计划部署开发井 26 口，侧钻井 5 口，预探井 2 口；项目实施后最大产油量 $44.08 \times 10^4 \text{t/a}$ ，最大产液量 $50.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。拟建项目开发指标预测见表 3-3。拟建项目运营初期（2022 年～2027 年）利用天然能量进行开发，采出液中分离出的采出水经处理达标后，通过顺北油田现有油井的注采一体装置回注地层。拟建项目运营中后期（2028 年～2037 年）采用注水驱油方式开发。

表 3-3 2021-2036 年度产能建设项目开发指标表

生产时间 (年)	开井数 (口)	单井日 产液 (t/d)	单井日 产油 (t/d)	气油比 (m ³ /t)	年产液 (10 ⁴ t/a)	年产油 (10 ⁴ t/a)	年注水 (10 ⁴ t/a)	运行 天数
2022	19	60.13	60.08	260	10.28	10.27	0	90
2023	30	55.32	55.06	260	30.20	30.06	0	182
2024	31	49.17	43.09	260	50.30	44.08	0	330
2025	31	46.95	39.53	260	48.03	40.44	0	330
2026	29	45.83	35.72	260	39.87	31.08	0	300
2027	26	44.96	31.45	260	35.07	24.53	0	300
2028	25	43.53	28.37	260	31.56	20.57	10.99	290
2029	24	47.79	25.71	260	30.97	16.66	14.31	270
2030	20	52.63	23.76	260	28.42	12.83	15.59	270
2031	20	66.42	21.92	260	31.88	10.52	21.36	240
2032	18	67.96	20.46	260	28.14	8.47	19.67	230
2033	16	76.24	19.12	260	26.84	6.73	20.11	220
2034	14	77.97	17.91	260	24.01	5.52	18.49	220

生产时间(年)	开井数(口)	单井日产液(t/d)	单井日产油(t/d)	气油比(m ³ /t)	年产液(10 ⁴ t/a)	年产油(10 ⁴ t/a)	年注水(10 ⁴ t/a)	运行天数
2035	13	76.53	16.88	260	21.89	4.83	17.06	220
2036	12	79.16	15.85	260	19.00	3.80	15.20	200
2037	10	82.61	14.93	260	13.22	2.39	10.83	160

3.5 项目组成

3.5.1 工程组成

拟建项目共部署 26 口开发井、5 口侧钻井和 2 口预探井，其中新建 28 口井位于 28 座新建井场，侧钻 5 口井位于 5 座老井场，钻井总进尺 217958m。新建注采一体井口装置 31 套，新建单井油气集输管线总长 86.19km，新建单井注水管线总长 86.19km，新建站场间油气集输管线总长 59.5km，另外配套建设给排水、电力、自控、防腐及道路系统等。

拟建项目主要工程组成情况具体见表 3-4 和图 3-2。

表 3-4 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
			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	新建
		预探井	/	2 口	/	2 口	新建
		侧钻井	3 口	/	2 口	5 口	扩建
	采油工程	注采一体装置	11 套	11 套	9 套	31 套	新建
	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	新建
		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 DN400）	7#至 8#阀组站集输管道 3.5km（管径 DN350）	59.5km	新建
		阀组站	7#阀组扩建 1 套 8 井式撬装计量阀组	/	新建 1#、2#、4#、5#、7#、8# 阀组站	扩建 1 座；新建 6 座	扩建/新建
	注水	单井注	DN150 低压污	DN150 低压污水	DN150 低压	86.19km	新建

西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目环境影响报告书

项目组成	工程分类	工程名称	工程内容				建设性质
			顺北 1 区	顺北 2 区	顺北 3 区	合计	
	工程	水管线	水管线 25.68km	管线 34.01km	污水管线 26.5km		
辅助工程	道路工程	道路	——	宽 4m, 长 3km	宽 4m, 长 4km	宽 4m, 长 7km	新建
	供电工程	井口供电电源	变压器选用节能型 S15-250/35-0.4				新建
		供电线路	10kV 线路 7.5km	35kV 电力线 56km; 10kV 线路 10.5km	10kV 线路 8km	82km	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	废气	井口伴生气	采用单井不加热密闭集输工艺				新建
	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推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 标准后回注地层				依托
		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				新建
		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田绿色环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 标准后回注地层				依托
	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), 拉运至顺北油田绿色环保站无害化处理				依托
		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田绿色环保站统一处理				依托
		生活垃圾	集中收集后拉运至顺北油田绿色环保站统一处理				依托
		油泥砂	产生的油泥砂经集中收集后拉运至顺北油田绿色环保站无害化处置				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				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				新建、依托
依托工程	顺北油田五号联合站		原油处理规模: $100 \times 10^4 \text{t/a}$; 天然气处理规模: $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$; 污水处理规模: $1500 \text{m}^3/\text{d}$; 净化原油外输能力 $120 \times 10^4 \text{t/a}$				
	顺北油田绿色环保站		废液处理能力为 $400 \text{m}^3/\text{d}$, 磺化泥浆废弃物日处理能力为 $450 \text{m}^3/\text{d}$, 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 $6.5 \text{m}^3/\text{d}$				
	雅克拉末站		原油储存、外销				

图 3-2 拟建项目工程布局图

3.5.2 主体工程

3.5.2.1 钻井工程

1) 钻井规模

拟建项目共部署 33 口油井，按照钻井类型分为 26 口开发井、5 口侧钻井和 2 口预探井。其中新建 28 口井位于 28 座新建井场，侧钻 5 口井位于 5 座老井场，钻井总进尺 217958m。详见表 3-5。

表 3-5 拟建项目钻井情况一览表

区块	序号	井号	井别	井深 (m)	坐标	
					经度	纬度
顺北 1 区	1	KF0SHB5-19H1	开发井	8560		
	2	SHB5-9CH	侧钻井	7750~8531		
	3	SHB5-5CH	侧钻井	7748~8529		
	4	SHB52A_sj	开发井	7642		
	5	KF0SHB5-13H1	开发井	7630		
	6	KF0SHB5-18H	开发井	7445		
	7	SHB1-21H	开发井	7632		
	8	SHB1-25H	开发井	7556		
	9	SHB1-26H	开发井	7800		
	10	SHB1-27H	开发井	7815		
	11	SHB1-13 加	侧钻井	7555~8336		
顺北 2 区	12	SHB4-6H	开发井	7330		
	13	SHB4-9H	开发井	7440		
	14	SHB4-5H	开发井	7590		
	15	KF0SHB4-10H	开发井	7625		
	16	SHB4-7H	开发井	7630		
	17	KF0SHB4-11H	开发井	7550		
	18	KF0SHB4-3H	开发井	7740		
	19	SHB4-8H	开发井	7575		
	20	KF0SHB4-2H	开发井	7630		
	21	KF0SHB4-20H	开发井	7585		
	22	KF0SHB4-19H	开发井	7360		
	23	KF0SHB8-1H	预探井	7585		
	24	KF0SHB8-6H	预探井	7530		
顺北 3	25	KF0SHB53-32H	开发井	7640		
	26	SHB53CH	侧钻井	7532~8433		
	27	KF0SHB53-17H	开发井	7705		

区块	序号	井号	井别	井深 (m)	坐标	
					经度	纬度
区	28	KF0SHB53-23H	开发井	7695		
	29	KF0SHB53-26H	开发井	7753		
	30	KF0SHB53-12H	开发井	7805		
	31	KF0SHB53-13H	开发井	7655		
	32	KF0SHB53-20H	开发井	7310		
	33	KF0SHB57CH	侧钻井	7550~8451		

2) 井身结构及井深

四级结构水平井（以 KF0SHB5-19H1 井为例）：

① $\Phi 660.4\text{mm}$ 导管下深 60m，建立一开井口。

② 一开采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻深 1500m，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，封隔第四系与上新近系地层，水泥浆返至地面，建立二开井口。

③ 二开采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻深 4904m，下入 $\Phi 250.88\text{mm}$ 技术套管，设计双级固井方式，双级箍位置设计井深 3800m。

④ 三开采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻深 7614m，下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 尾管。

⑤ 四开采用 $\Phi 149.2\text{mm}$ 钻头钻至设计井深 8560.29m 完钻，先期裸眼完井。

井身结构设计表见表 3-6。

表 3-6 四级结构水平井井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 (mm)	井深 (m)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高 (m)	备注
导管	660.4	60	508	60	地面	
一开	444.5	1500	339.7	1499	地面	一级固井
二开	311.2	4904	250.8	4902	地面	双级固井，分级箍位置 3800m
三开	215.9	7614	177.8	7611	4602	悬挂器位置 4702m
四开	149.2	8560.29				8560.29m 为斜井深

井身结构图见图 3-3。

图 3-3 四开结构水平井井身结构图

四级结构侧钻井（以 SHB5-9CH 井为例）：

侧钻采用 $\Phi 149.2\text{mm}$ 钻头，从井深 7750m 钻至 8531.20m 完钻，先期裸眼完井。

井身结构设计表见表 3-7。

表 3-7 四级结构侧钻井井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 (mm)	井深 (m)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高 (m)	备 注
侧钻	149.2	7750~ 8531.20	—	—		侧钻进尺为 781.2m

井身结构图见图 3-4。

图 3-4 四开结构侧钻井井身结构图

五级结构侧钻井（KF0SHB57CH 井）：

侧钻采用 $\Phi 149.2\text{mm}$ 钻头，从井深 7550m 钻至 8450.96m 完钻，先期裸眼完井。

井身结构设计表见表 3-8。

表 3-8 五级结构侧钻井井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 (mm)	井深 (m)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高 (m)	备 注
侧钻	149.2	7550~ 8450.96	—	—	—	侧钻进尺为 900.96m

井身结构图见图 3-5。

图 3-5 五开结构侧钻井井身结构图

3) 钻机选型

根据施工最大负荷情况，拟建项目选用 90 型钻机。

4) 钻井液

钻井过程中需要使用钻井液，结合井身结构，不同井段采用的钻井液体系有所不同。四级结构水平井井身结构钻井液体系见表 3-9，四级结构侧钻井井身结构钻井液体系见表 3-10，五级结构侧钻井井身结构钻井液体系见

表 3-11。

表 3-9 四级结构水平井井身结构钻井液体系

井段 (m)	钻井液体系	选择依据
60~1500	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌，采用高坂含、高粘切钻井液强化屑岩护

		壁
1500~3500	KCL-聚合物	地层易造浆，聚合物体系抑制性强
3500~4904	钾胺基聚磺	体系抑制性强，具有良好的封堵防塌性和抗高温能力
4904~7614	钾胺基聚磺	体系抑制性强，具有良好的高温封堵防塌和抗盐水侵污能力
7614~8560.29	油基钻井液	水平位移长，地层防塌要求高，采用油基钻井液

表 3-10 四级结构侧钻井井身结构钻井液体系

井段 (m)	钻井液体系	选择依据
60~1199	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌，采用高坂含、高粘切钻井液强化屑岩护壁
1199~4000	KCL-聚合物	地层易造浆，聚合物体系抑制性强
4000~5115	钾胺基聚磺	体系抑制性强，具有良好的封堵防塌性和抗高温能力
5115~7648	钾胺基聚磺	体系抑制性强，具有良好的封堵防塌性和抗高温能力
7648~8531.2	抗高温聚磺混油	体系具有良好的高温稳定性和携岩性能及润滑性能

表 3-11 五级结构侧钻井井身结构钻井液体系

井段 (m)	钻井液体系	选择依据
60~600	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌，采用高坂含、高粘切钻井液强化屑岩护壁
600~3100	KCL-聚合物	地层易造浆，聚合物体系抑制性强
3100~4450.67	钾胺基聚磺	体系抑制性强，具有良好的封堵防塌性和抗高温能力
4450.67~6001.86	钾胺基聚磺	体系抑制性强，具有良好的封堵防塌性和抗高温能力
6001.86~7439	钾胺基聚磺	体系抑制性强，具有良好的封堵防塌性和抗高温能力
7439~8450.96	抗高温聚磺混油	体系具有良好的高温稳定性和携岩性能及润滑性能

5) 固井（钻井完井）工程

顺北油田部署井固井面临二叠系和志留系地层漏失、封隔段长、上下温差大、窄间隙水泥环完整性难以保障、环空带压等问题，提高固井质量的技术措施有：

①表层套管采用双塞固井，以提高顶替效率和固井质量。

②技术套管采用双级固井工艺，以提高水泥浆返高和固井质量。

③优化管柱结构设计，井口以下 1500m 生产套管设计气密封，封固二叠系技术套管双级箍位置安放在二叠系顶以上 500m，二叠系及以下地层设计旋流刚性扶正器，生产尾管采用旋流刚性扶正器与弹性扶正器复合使用。

④漏失井段应采用不同抗温能力的低密度水泥浆体系，应强化体系沉降稳定性和失水；技术套管和生产尾管管鞋以上采用抗高温短候凝水泥浆体系。

⑤窄间隙固井应采用弹韧性水泥浆体系，应强化水泥弹性模量和交变载荷后水泥浆结构密封完整性。

6) 钻井井场平面布置

拟建项目的平面布置本着结构简单、流程合理的原则进行，施工期井场布置围绕井口设值班房、清水罐、油罐、配电房、发电机等。钻井井场平面布置见图 3-6。

图 3-6 钻井井场平面布置示意图

7) 钻井工程设备

拟建项目钻机选用 90 型钻机，该型号钻机配备的钻井设备见表 3-12。

表 3-12 90 型钻机主要钻井设备一览表

序号	设备名称	主要技术参数	单位	数量
1	天车	最大静负荷 6750kN	台	1
2	游车大钩	最大钩载 6750kN	台	1
3	水龙头	最大静钩载：6750kN，最高工作压力不低于 52MPa	台	1
4	转盘	开口直径不小于 950mm，最大静负荷 7250kN	台	1
5	井架	最大静负荷 6750kN，井架工作高度不低于 45.5m	套	1
6	井架底座	钻台面高度不低于 9m，转盘梁最大静载荷 6750kN	套	1
7	柴油机发电机组	单机功率不小于 1300kW	台	5
8	钻井泵	单台功率不小于 1176kW，压力 52MPa	台	3
9	钻井液循环罐	有效容积不小于 480m ³ ，含搅拌机	套	1
10	振动筛（三开负压振动筛）		台	3
11	除气器	单台处理量不小于 300m ³ /h	台	1
12	除砂器	单台处理量不小于 180m ³ /h	台	1
13	除泥器	单台处理量不小于 120m ³ /h	台	1
14	高速离心机	最大处理量不小于 40m ³ /h	台	1
15	中速离心机	最大处理量不小于 60m ³ /h	台	1
16	液气分离器		套	1
17	钻井参数仪		套	1
18	顶部驱动钻井装置	6750kN~7500kN	套	1

3.5.2.2 采油工程

完井方式：顺北油田碳酸盐油藏基本采用了先期裸眼完井，顺北油田前期完井方式同样裸眼完井，目前生产均正常。

生产管柱：拟建项目采用井下油套管材质为碳钢和低合金钢，均需考虑硫化物应力开裂腐蚀，4500m 以上油管选择 110S 抗硫材质，4500m 以下选择普通 P110 材质，入井工具需选择抗硫材质。

采油方式：根据顺北井区奥陶系油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期利用地层天然能量自喷开采，油井停喷或需要提液时采用注水驱油的方式进行开采。

3.5.2.3 集输工程

顺北区块地面集输系统布站采用二级布站方式：油井→阀组站→五号联合站。单井至阀组站均采用不加热集输工艺。

油气密闭集输至无人值守计量阀组，计量后油气混输至五号联合站。计量阀组拟与注水站合建，设注采一体阀组，预留注水模块扩建位置。工艺装置列装化设计，预留加热模块与增压模块位置。注采一体流程见图 3-7 和图 3-8。

图 3-7 注采一体采油流程图

图 3-8 注采一体注水流程图

1) 计量阀组站

根据顺北油田的区块分布，拟建项目在顺北 3 区新建 6 座 8 井式撬装自动选井阀组，每座阀组新增占地 900m²。

随着顺北 1 区的产能量增加，需提升 7#阀组站的计量能力，拟对 7#阀组站内进行扩建，拟在站内新增 1 套 8 井式撬装自动选井阀组。主要工程量表见表 3-13。计量阀组站平面布置示意图见图 3-9。

工艺流程：油井来油→自动选井计量装置→外输。

采出液通过自动选井计量装置，经过滤器进入油气分离器，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油气输出管线外输。

表 3-13 计量阀组站主要工程量表

序号	设备名称	单位	数量	备注
新建阀组站				
1	8 井式自动选井计量装置	套	6	DN80 液相计量: 0~200m ³ /d 气相计量: 100~ 35000m ³ /d
2	收、发球筒 DN150×DN200	个	6	
3	注采一体化阀组 PN64	套	6	
4	加药装置	套	6	
扩建 7#阀组站				
1	8 井式自动选井计量装置	套	1	

图 3-9 7#阀组站扩建前后平面布置示意图

2) 单井管线

顺北区块原油粘度低, 水力条件较好, 单井集输方式采用不加热集输工艺、对于后期析蜡点较高、集输距离较远的油井预留电加热接口。单井管线主要工程量表 3-14。

表 3-14 单井油气混输管线工作量统计表

序号	设备名称	单位	数量	管径
1	单井油气混输管线	km	86.19	DN75

4) 站间集输管线

顺北 1 区地面设施建设较为完善, 本次无新增站间集输管线。

顺北 2 区新建 2 条站间集输管线。南段: 南段起点顺北 4-1H 井, 自南向北敷设至 1#阀组站、2#阀组站、3#阀组站, 终点顺北 4-2H 拉油流程, 总长 31km; 北段起点 6#阀组站, 自北向南敷设至 5#阀组站、4#阀组站, 终点为 SHB4-2H 拉油流程, 总长 25km (管径均为 DN400)。

顺北 3 区新建 1 条站间集输管线, 7#阀组站至 8#阀组站集输管线 3.5km (管径 DN350)。站间集输管线主要工程量表 3-15, 站间集输管线路由图见图 3-10。

表 3-15 站间集输管线工作量统计表

序号	设备名称	单位	数量	管径
1	顺北 2 区南段站间集输管线	km	31	DN400
2	顺北 2 区北段站间集输管线	km	25	DN400

3 拟建项目工程分析

序号	设备名称	单位	数量	管径
3	7#阀组站至 8#阀组站集输管线	km	3.5	DN350

图 3-10 站间集输管线路由图

拟建项目采出液集输流程见图 3-11。

图 3-11 采出液集输系统示意图

3.5.3 注水工程

顺北油气田采出污水按照“就地处理、就地注水、措施增油”的工艺进行利用，考虑用于就近阀组站的单井注水驱油（当油井压力降低时采用注水驱油，当油井压力条件允许时再进行采油工作，不单独新建注水井）。污水处理方案采用就地分水、就地回注。

注水部分主要工程量见表 3-16。

表 3-16 注水工程主要工作量统计表

序号	名称及规格	单位	数量
1	井口注采一体装置	台	31
2	单井低压注水管线 DN150 1.6MPa	km	86.19

拟建项目注水系统水源主要来自五号联合站处理后的污水，通过附近现有阀组站分配至各井，注水系统工艺流程示意图见图 3-12。

图 3-12 注水系统工艺流程示意图

3.5.4 辅助工程

3.5.4.1 供配电工程

拟建项目按照尽量利用现有井场供配电系统的原则，拟建项目电源引自附近线路，新建架空线路共计 82.0km。

3.5.4.2 自控工程

按照中石化“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”管理工作的要求，每个井场各建设 1 套视频监控系统和 RTU 系统，并设计建设工艺参数采集和自控系统。

3.5.4.3 道路工程

通井道路大部分可依托周边现有道路，本次新建 7km 通井道路，用于将新建井场与周边现有道路连接，新建通井土路设计车速 15km/h，路基宽度 4.0m，道路横坡为 2%。土路平均填土高度为 0.5m，边坡 1: 1.5。

3.5.5 公用工程

3.5.5.1 给水工程

施工期的生产用水包括配制钻井液用水、钻井设备冲洗用水、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。

运营期用水主要是值班人员生活饮用水，依托西北油田分公司采油四厂现有设施。

3.5.5.2 排水工程

施工期钻井废水、探井试油废水依托五号联合站处理；施工作业废液依托顺北油田绿色环保站处理；试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排；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。

运营期采出水依托五号联合站处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排；井下作业废液运往顺北油田绿色环保站合理化处置达标后，回注地层。

井场内雨水自然外排。

3.5.6 依托工程

本项目原油处理依托五号联合站进行油气水分离；运营过程中产生的井下作业废液经统一收集后送往顺北油田绿色环保站处置达标后回注地层；一般固废拉运至顺北油田绿色环保站合理化处置；含油污泥统一运往顺北油田绿色环保站无害化处置。施工过程中钻井废水、探井试油过程产生的试油废水拉运至五号联合站处置达标后回注地层，试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排。

1) 五号联合站

五号联合站拟选址在顺北 5、顺北 1 井区之间，其主要包括原油处理系统、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；建设采出液处理规模 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油处理规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模 $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；原油脱水采用两级热化学沉降脱水工艺；原油稳定采用负压稳定+气提脱硫一体化工艺；天然气脱硫采用胺法脱硫+自循环硫磺回收工艺；凝液回收采用深冷凝液回收工艺。联合站平面布局见图 3-13。

图 3-13 五号联合站平面布置示意图

(1) 原油处理

五号联合站采用两级热化学沉降脱水工艺。为消除油气混输段塞流对站内生产造成的冲击、脱除游离水，一级热化学沉降脱水具备段塞流捕集、游离水脱除、伴生气分离等功能。处理工艺见图 3-14。

图 3-14 五号联合站原油处理工艺

(2) 混烃处理

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

混烃分馏工艺流程见图 3-15。

图 3-15 混烃分馏工艺流程图

来自联合站原油稳定单元的混烃，压力为 0.9MPa，温度 46℃。含硫混烃经换热器加热后进入混烃脱硫稳定塔的中部，与塔下部进塔的净化天然气及塔底再沸器返塔气体逆流接触，混烃中的 H_2S 及大部分 $C_3\sim C_5$ 进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶冷凝器冷却后进塔顶回流罐，凝液经塔底回流泵提升回到混烃脱硫稳定塔上部，塔顶回流罐富含硫化氢气相进入天然气脱硫装置。少量 $C_3\sim C_5$ 及绝大部分 C_5^+ 进入塔底再沸器，绝大部分 C_5^+ 作为轻烃产品经混烃换热器降温后进轻烃储罐。

(3) 天然气净化

原料气中含有 H_2S 气体，为了保证产品质量，需要对原料气进行脱硫处理。

天然气脱硫工艺根据所用脱硫剂形态的不同，一般可分为干法脱硫和湿法脱硫两大类：采用溶液或溶剂作脱硫剂的脱硫方法习惯上称为湿法，采用固体作脱硫剂的脱硫方法称为干法。拟建项目天然气脱硫工艺路线为砒胺法+再生气处理。

工艺流程见图 3-16。

图 3-16 砒胺法脱硫部分工艺流程图

原料气换热流程：来自联合站的原料气进入原料气净化气换热器进行换热，换热后进入原料气聚结过滤分离器。

天然气流程：原料气进入聚结过滤分离器进行精细过滤，过滤后的天然气进入吸收塔脱除 H_2S 。脱硫后的天然气升温至 45°C ，再进入净化气分离器气液分离，分离出的胺液排至富液闪蒸罐，分离出的天然气进入凝液回收单元。

胺液循环再生流程：富胺液自吸收塔底排出，调压至 0.5MPa 后进入闪蒸罐进行闪蒸分离，闪蒸后的胺液进入贫富液换热器进行换热，换热升温后的富液进入再生塔顶部，再生后的热贫液从塔底重沸器排出，依次经贫富液换热器冷却、热贫液泵增压、贫液空冷器冷却，冷却至吸收温度的贫胺液由循环泵增压至 2.3MPa 进入吸收塔。

（4）熔硫工艺

当硫磺介质加热到 $65^\circ\text{C}\sim 90^\circ\text{C}$ 时，泡沫破裂，微小颗粒状的单质硫迅速聚集增大，与脱硫液分离；持续加热，硫颗粒不断聚集，加热温度至 $120^\circ\text{C}\sim 140^\circ\text{C}$ 时，硫颗粒转变为易于流动的熔融状态的硫，此时浓硫中含硫量不低于 98%，冷却后，得到的块状硫磺呈淡黄色（视杂质成分而定），不易碎，有特殊臭味，此处的臭味采用臭氧的离子除臭装置进行处理。

熔硫釜是加热熔融硫泡沫的常用设备，拟建项目采用间歇熔硫釜，其主要用于处理含水较少的硫膏，工艺流程图见图 3-17，经过真空转鼓过滤机过滤得到的硫膏（含水 30%~40%）进入熔硫釜顶部的料斗，当硫膏量达到熔硫釜处理量时，关闭加料阀，打开蒸汽热源，同时打开釜上部的排液阀；对釜内硫膏加热约 5h 后，釜内硫膏全部熔融为浓硫液体，此时关闭排液阀，保温 1h，放硫即可。加热过程中过热蒸汽进入熔硫釜顶部排液管线，产生的少量污水排入污水处理系统。

图 3-17 间歇熔硫釜工艺流程图

（5）天然气凝液回收

为进一步提高工程的经济效益，五号联采用深冷凝液回收工艺对天然气中的凝液进行回收。为减少单塔吸附剂装填量，降低设备投资及加热和冷却负荷，减少再生加热能耗，在建工程选取 3 座塔等压再生分子筛脱水流程。工艺流程见图 3-18。

图 3-18 分子筛脱水工艺流程简图

（6）污水处理工程

根据污水的水质特性污水中含 H_2S ，为此拟建项目采用密闭工艺的压力流程对顺北区块产生的采出水进行处理，工艺处理过程中对污水处理设备内填充天然气增加设备的压力，使设备处于一个密闭的处理环境，以减少硫化氢气体的挥发，最终的天然气经管线输送至天然气进化单元进行脱硫处理，其具体工艺流程见图 3-19。

图 3-19 污水处理压力流程示意图

（7）联合站原油外输

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

2) 顺北油田绿色环保站

（1）钻井作业废液处理工艺流程

绿色环保站需处理的废液主要为顺北区块油田钻试修产生的废液（包括施工期水基泥浆分离出的溢流水、运营期井下作业废液及采出液分离废水），拟采取“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对钻井作业废液进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。工艺流程图见图 3-20。

图 3-20 钻井作业废液处理工艺流程

（2）磺化泥浆废弃物处理工艺流程

绿色环保站磺化泥浆废弃物处理工艺主要包括筛分破碎、一次反应、二次反应、固液分离、水处理等工序。工艺流程见图 3-21。

图 3-21 磺化泥浆废弃物处理工艺流程

（3）含油污泥及受侵土壤处理工艺流程

绿色环保站建设 1 套含油污泥及受侵土壤处理装置，采用热解工艺，在微负压减氧条件下将含油污泥间接加热（400℃~500℃），使其中的烃类及有机物热解气化并加以冷凝形成燃料油进行回收，处理后剩余的固相物含油量<2%，符合《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ 607-2011）中的要求，同时也符合《新疆维吾尔自治区危险废物处置利用行业环保准入条件·废矿物油》中的规定。工艺主要包括预处理系统、上料系统、热相分离系统、喷淋冷凝系统和油水分离系统。工艺流程见图 3-22。

图 3-22 含油污泥及受侵土壤处理工艺流程

（4）建筑垃圾及一般固废处理工艺流程

拟建项目所处理建筑垃圾主要为顺北区块井场恢复铲除的井场水泥基础。水泥基础在运到井场时已将钢筋去除掉。处理工艺主要为筛分破碎工艺，通过破碎筛分一体机处理后，出料粒度≤10mm，外运垫井场、道路等综合利用。

拟建项目破碎筛分一体机包括破碎箱、筛分箱、碾磨辊、驱动机构和机架。物料首先进入破碎箱通过研磨辊进行破碎，然后进入筛分箱进行筛分，筛出粒度≤10mm 为合格物料，外运垫井场、道路等综合利用，筛出粒度>10mm 的物料返回破碎箱处理。工艺流程见图 3-23。

图 3-23 建筑垃圾处理工艺流程

根据《中国石化西北油田分公司顺北井区 2017 年一期产能建设项目》（新环函[2017] 2055 号）、《中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目》（新环审[2019]140 号）和《顺北油气田环保站建设工程》（新环审[2019] 317 号），依托工程满足“三同时”要求，满足国家环保要求。结合拟建项目需求，拟建项目依托工程可行性分析见表 3-17。

表 3-17 项目依托工程情况

依托内容	依托工程					拟建项目需求能力	依托可行性	
	名称	处理工艺	设计规模	实际处理量	富余能力			
施工废水处理	五号联合站		压力沉降+加碱除硫+缓冲沉降+过滤	1500m³/d	/	1500m³/d	钻井废水 1416.7m³，试油废水 1848.56m³，合计 3265.26m³	可行
	顺北油田绿色环保站		预处理+破胶沉降混凝+过滤	400m³/d	/	400m³/d	施工作业废液 930m³	可行
井下作业废液	顺北油田绿色环保站		预处理+破胶沉降混凝+过滤	400m³/d	/	400m³/d	930m³/a（2.55m³/d）	可行
原油处理	五号联合站	原油处理系统	采用负压稳定+气提脱硫一体化	100×10⁴t/a	/	100×10⁴t/a	44.8×10⁴t/a	可行
		采出液处理系统	三相分离+采用负压稳定	150×10⁴t/a		150×10⁴t/a	50.3×10⁴t/a	可行
		污水处理系统	压力沉降+加碱除硫+缓冲沉降+过滤	1500m³/d	/	1500m³/d	21.36×10⁴t/a（647.27m³/d）	可行
伴生气处理	五号联合站		胺法脱硫+自循环硫磺回收	2.6×10⁸m³/a	/	2.6×10⁸m³/a	1.15×10⁸m³/a（气油比 260m³/t）	可行
一般固废处理	顺北油田绿色环保站		破碎+筛分	6.5m³/d	/	6.5m³/d	施工期：施工废料 4.64t，生活垃圾 65.25t（施工期 5220d）	可行
磺化泥浆废物	顺北油田绿色环保站		筛分破碎+一次反应+二次反应+固液分离+水处理	450m³/d	/	450m³/d	二开及以下钻井阶段产生的磺化钻井固废 48012.52t（施工期 5220d）	可行
危废处置	顺北油田绿色环保站		预处理系统+上料系统+热相分离系统+喷淋冷凝系统+油水分离系统	120t/d	/	120t/d	25.02t/a（0.07t/d）	可行

3.6 能源消耗

拟建项目运营期主要能源为井场内用电设施的电力消耗，详见表 3-18。

表 3-18 能源消耗统计一览表

项目	单位 (10 ⁴ kW·h)
年耗电量	35.78

3.7 施工周期

拟建项目地面工程建设内容较少，单个井场钻井工程施工周期约 180d，侧钻井工程施工周期约 36d，施工总周期约 5220d，拟采用多部钻机，在不同地点同时施工的方式，加快钻井进度。

3.8 工程占地

拟建项目采用 90 型钻机，施工期单座井场占地面积为 21000m²，均为临时占地，钻井井场长 150m、宽 140m。运营期单座井场占地面积为 2475m²，均为永久占地，井场长 55m、宽 45m。侧钻井依托老井场进行施工，不新增占地面积。管线敷设施工作业带控制在 8m 范围内。

拟建项目共部署 26 口开发井、2 口预探井，5 口侧钻井。单井集输和注水管线总长均为 86.19km（拟建项目中单井集输管线和单井注水管线同沟敷设），站间集输管线 59.5km，新建 6 座阀组，每座新增占地 900m²。

拟建项目占地总面积 1851270m²，其中永久占地面积 97750m²，临时占地面积 1753520m²，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 3-19。

表 3-19 拟建项目占地统计表

建设项目	临时占地面积 (m ²)	永久占地面积 (m ²)
井场	588000	64350
管线	1165520	0
站场	0	5400
道路	0	28000
小计	1753520	97750
合计	1851270	

3.9 劳动定员

拟建项目不新增生产定员，无新增生活污水产生。

3.10 工程分析

3.10.1 施工期

施工期包括钻井、预探井试油作业、井下作业、地面工程建设等三部分。

1) 钻井主要包括钻前准备、钻进和钻完井。

(1) 钻前准备

拟建项目钻前准备主要包括钻井井场的建设、钻井设备的搬运及安装、井口准备以及道路修建等。

(2) 钻进

利用钻机设备破碎地层形成井筒的工艺过程。拟建项目油气井有水平井和侧钻井，采用四开或五开井身结构。

(3) 钻完井

钻完井是钻井工程的最后环节。钻井完成后，对钻井设备进行搬运，准备下一口井的钻井工作。

拟建项目钻井过程中的主要产污环节：施工期产生的施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、钻井废水（W1-1）、导管及一开阶段的钻井固废（S1-1）、二开及以下开次阶段的钻井固废（S1-2）等。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-5）和生活垃圾（S1-4）。

2) 预探井试油作业

预探井的试油作业就是将钻井、综合录井、电测所认识和评价的含油气层，通过射孔、替喷、诱喷等多种方式，使地层中的流体（包括油、气和水）进入井筒，流出地面。从而取得地层流体的性质、各种流体的产量、地层压力以及流体流动过程中的压力变化等资料，并通过对这些资料的分析和处理获得地层的各种物性参数，对地层进行评价的工艺过程。

预探井试油作业过程中的主要产污环节：施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、试油废水（W1-2）等。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-5）和生活垃圾（S1-4）。

3) 井下作业

拟建项目井下作业主要包括射孔和完井。

(1) 射孔作业

拟建项目油井均采用油管传输射孔。

（2）完井作业

油井完井作业包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。拟建项目采用套管射孔完井的方式。

井下作业过程中的主要产污环节：施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、施工作业废液（W1-3）等。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-5）和生活垃圾（S1-4）。

4）地面工程

地面工程建设主要包括站场建设、道路建设、井场设备安装、管线敷设等内容。

（1）站场建设

本次拟在顺北 2 区新建 1#、2#、4#、5#、7#和 8#阀组站，并对顺北 1 区的 7#阀组站扩建 1 套 8 井式撬装自动选井阀组。

（2）道路建设

本次合计新建 7km 通井道路，用于将新建井场与周边现有道路连接，新建通井土路设计车速 15km/h，路基宽度 4.0m，道路横坡为 2%。土路平均填土高度为 0.5m，边坡 1: 1.5。

（3）井场设备安装

拟建项目新钻开发井 26 口、侧钻井 5 口，配套安装 31 套采油井口装置。

开发井按照“施工准备→基础验收划线→机座安装→采油井口装置安装→梯子平台及附件安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓→试运”的顺序完成采油井口装置安装。

预探井根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）；搬运、安装钻井设备。

（4）管线敷设

①管线施工

对于新管线敷设，首先要测量定线，清理施工现场、平整施工作业带，修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），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 3-24。

图 3-24 管道挖沟法作业示意图

②清管及试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。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。

a) 管线清管

管线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线系统设计压力。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。

b) 管线试压

管线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）、施工噪声（N1-1）、试压废水（W1-4）、施工废料（S1-3）。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-5）和生活垃圾（S1-4）。

综上，施工期主要产污环节见表 3-20，主要工艺流程及产污环节见图 3-25。

表 3-20 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
钻井	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	钻井废水（W1-1） 生活污水（W1-5）	导管及一开阶段的钻井固废（S1-1） 二开及以下开次阶段的钻井固废（S1-2） 生活垃圾（S1-4）	施工噪声（N1-1）
探井试油	施工废气（G1-2）	试油废水（W1-2） 生活污水（W1-5）	生活垃圾（S1-4）	施工噪声（N1-1）
作业	施工废气（G1-2）	施工作业废液（W1-3） 生活污水（W1-5）	生活垃圾（S1-4）	施工噪声（N1-1）
地面工程建设	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	试压废水（W1-4） 生活污水（W1-5）	施工废料（S1-3）、 生活垃圾（S1-4）	施工噪声（N1-1）

图 3-25 施工期工艺流程及产排污节点

3.10.2 运营期

项目的运营期主要是采油、注水、油气集输、油气水处理等主要流程。另外，还包括井下作业等辅助流程。

(1) 采油

拟建项目 31 口油井前期采用天然能量自喷采油、后期交替注水驱油。2 口预探井若试油后无油气资源可开采，则按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）中封井规范进行退役封井处置，并将临时占地恢复原貌。

(2) 油气集输、注水及油气水处理工程

拟建项目油井产出的采出液均单井不加热密闭集输工艺，经各阀组站输送至五号联合站进行油气水处理。污水处理系统处理达标后的污水管输至各阀组站，依托阀组站对其周边的单井进行注水驱油（当油井压力降低时采用注水驱油，当油井压力条件允许时再进行采油工作，不单独新建注水井），回注地层。

(3) 井下作业

井下作业主要是指对存在问题的井进行作业，基于每口井不同的井下复杂情况，井下作业可分为大修和小修。修井作业主要工艺如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

拟建项目运营期的主要产污环节包括：油井场无组织挥发烃类废气（G2-1）、H₂S 无组织挥发废气（G2-2）、采油设备运转产生的设备噪声（N2-1）、井下作业过程中施工机械产生的井下作业噪声（N2-2）、采出液处理过程中分离出的采出水（W2-1）、井下作业过程中产生的井下作业废液（W2-2）、在采出液及采出水处理过程会产生油泥砂（S2-1）、井下作业产生油泥砂（S2-2）、阀组站加药橇块中的加药泵运转过程中会产生设备噪声（N2-3）。

综上，运营期主要产污环节见表 3-21，主要工艺流程及产污环节见图 3-26。

表 3-21 拟建项目运营期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	采油	无组织挥发烃类废气（G2-1） H ₂ S 无组织挥发废气（G2-2）	——	——	设备噪声（N2-1）

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
	油气水处理	——	采出水 (W2-1)	油泥砂 (S2-1)	——
	井下作业	——	井下作业废液 (W2-2)	油泥砂 (S2-2)	井下作业噪声 (N2-2)
	阀组站	——	——	——	设备噪声 (N2-3)

图 3-26 运营期工艺流程及产排污节点

3.10.3 闭井期

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是把井场设备拆除、井口封存、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。闭井期产污环节见表 3-22，主要工艺流程及产污环节见图 3-27。

表 3-22 拟建项目闭井期主要产污环节一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除、封井施工	施工扬尘 (G3-1) 施工废气 (G3-2)	清管废水 (W3-1)	废弃设备 (S3-1) 油泥砂 (S3-2)	施工噪声 (N3-1)

图 3-27 项目闭井期主要产污环节

3.11 主要污染物排放及治理措施

3.11.1 施工期污染物排放情况

3.11.1.1 废气

拟建项目施工期大气污染物主要包括施工扬尘 (G1-1) 和施工废气 (G1-2)。

1) 施工扬尘 (G1-1)

拟建项目井场道路修建、管线敷设、井场建设、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)

施工废气主要包括施工车辆与机械尾气、钻井柴油发动机废气。

(1) 车辆与机械尾气

拟建项目井场建设、车辆运输过程中,将有少量的施工车辆与机械废气产生,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。

(2) 钻井柴油发动机废气

项目施工期废气污染源主要为钻井柴油发动机排放的废气,钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动,由于燃料燃烧将向大气中排放废气,其中主要的污染物为总烃、 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。

根据采油厂以往钻井经验,柴油消耗量约为 2.6t/d,拟建项目钻井总周期共计 5220d,则柴油总消耗量约为 13572t (考虑柴油密度为 0.85t/m^3 ,则共耗柴油体积为 15967.06m^3)。

根据《社会区域类环境影响评价》(中国环境科学出版社,2007 年)给出的计算参数,柴油机污染物排放系数为:颗粒物为 0.714g/L , NO_x 为 2.56g/L ,总烃为 1.489g/L 。消耗 1kg 柴油按照产生 20Nm^3 废气进行核算。

根据调查新疆维吾尔自治区已全面供应符合国 VI 标准的车用汽柴油。根据《车用柴油》(GB 19147-2016)中表 3 车用柴油 (VI) 技术要求和试验方法可知,车用柴油 (VI) 中硫含量不大于 10mg/kg ,即 SO_2 排放系数为 20g/t 。

钻井过程排入大气中的污染物排放量见表 3-23。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

表 3-23 钻井过程排入大气中的污染物排放量

污染物名称	总烃	NO_x	SO_2	颗粒物
大气污染物排放量 (t)	23.775	40.876	0.27	11.40
排放浓度 (mg/m^3)	87.59	150.59	1.00	42.00

根据《关于柴油发电机排气执行标准的复函》（环函[2005]350 号），柴油发电机参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中表 2 标准。拟建项目钻井机械为柴油机，工作原理与柴油发电机相同，排放标准参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中标准，对其排放的 SO_2 、 NO_x 、颗粒物等污染物进行控制（即 $\text{SO}_2 \leq 550\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 240\text{mg}/\text{m}^3$ 、颗粒物 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$ ）。因此，拟建项目柴油机废气可以达标排放。

3.11.1.2 废水

拟建项目施工期水污染物主要包括钻井废水(W1-1)、探井试油废水(W1-2)、施工作业废液（W1-3）、试压废水（W1-4）、生活污水（W1-5）。

1) 钻井废水

拟建项目钻井采用“泥浆不落地”工艺。钻井废水主要包括冲洗钻井平台及设备产生的废水和泥浆不落地装置分离的钻井废水，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。这部分废水排入泥浆不落地装置，循环利用，完井前，将不可回收利用的钻井废水，外运处理。

钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，根据钻井现场经验，钻井废水产生量约为 $130\text{m}^3/1000\text{m}$ 进尺，拟建项目总进尺为 217958m。则钻井废水产生总量约为 28334.54m^3 。其中 95%（约 26917.8m^3 ）循环利用，剩余 5%（约 1416.7m^3 ）临时储存于各井场废液罐内，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，无外排。

泥浆不落地工艺介绍：

根据《钻井液固相废弃物现场处理技术要求》（Q/SH1020 2438-2015），泥浆不落地工艺即随钻随治工艺，工艺原理见图 3-28，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，利用除泥器、除砂器、振动筛、离心机等设备将固液分开，得到液相尽可能循环利用，剩余部分由罐车拉运至五号联合站处理；得到固体进干化设备处理后转变为块材。

图 3-28 泥浆不落地工艺原理示意图

2) 探井试油废水

本项目采用抽汲诱喷进行试油，试油过程中产生的废水主要为抽汲出的地层水，根据西北油田分公司提供的资料，试油期每百米井深排放生产废水约 12.23m^3 ，

拟建项目 2 口预探井总进尺 15115m，则整个试油周期生产排水约 1848.56m³。试油废水排入井场临时储罐中，定期拉运至五号联合站处理，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注地层，无外排。

3) 施工作业废液

施工期作业废液主要包括洗井废水等。根据西北油田现有运行经验，每口井施工作业产生的废水量约为 30m³，拟建项目共部署 26 口开发井、5 口侧钻井，则拟建项目施工作业废液产生量为 930m³，由罐车拉运至顺北油田绿色环保站达标后回注地层，用于油田注水开发，无外排。

4) 试压废水

管线采用分段试压方式，试压用水一般采用清洁水，拟建项目新建单井集油管线总长 86.19km，单井注水管线总长 86.19km，新建站间管线总长 59.5km。经核算，试压废水排放量约为 389.36m³，且可重复利用。试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排。

5) 生活污水

项目施工期间生活污水主要来自钻井、井下作业、地面工程建设等施工过程的施工人员。施工期按照 25 人计，一般生活用水量约 50L/（人·d），生活污水排放量为用水量的 80%，拟建项目施工总周期为 5220d，则生活污水排放量为 5220m³。

拟建项目在施工现场设置环保型移动厕所，不外排。

3.11.1.3 固体废物

拟建项目施工期主要固体废物主要包括：导管及一开阶段的钻井固废（S1-1）、二开及以下开次阶段的钻井固废（S1-2）、施工废料（S1-3）、生活垃圾（S1-4）。

1) 钻井固废（S1-1、S1-2）

钻井岩屑的排放量随着井深的改变而变化，采用以下经验公式进行计算：

$$V = \frac{1}{4} \pi (AD)^2 h \times \rho_{\text{岩屑}}$$

式中：V——钻井岩屑量，t；

D——井眼的平均直径，m；

h——钻深，m；

A——井眼扩大率，1.2；

$\rho_{\text{岩屑}}$ ——取 2.7t/m³。

废弃泥浆的排放量随着井深的改变而变化，采用以下经验公式进行计算：

$$V = \frac{1}{4} \pi D^2 h \times 2 \times \rho_{\text{泥浆}} \times (1 - \theta)$$

式中：V——废弃泥浆量，t；

D——井眼的平均直径，m；

h——钻深，m；

θ ——泥浆循环利用率，95%；

ρ 泥浆——t/m³（根据井深来取，<2000m，取 1.05，2000m~3000m 取 1.25，>3000m，取 1.6）。

钻井固废产生情况见表 3-24~表 3-26。

表 3-24 四级结构水平井固废产生情况一览表

开次	钻井进尺 (m)	钻井废弃泥 浆 (t)	钻井岩屑 (t)	钻井固废（泥浆+岩 屑）(t)	固废性质
导管	60	2.16	79.87	82.02	一般固废
一开	1500	23.45	868.36	891.82	一般固废
二开	4904	155.71	1006.15	1161.87	危险废物
三开	7614	79.33	385.54	464.87	危险废物
四开	8560.29	13.23	64.29	77.52	危险废物
合计		273.88	2404.22	2678.10	/

表 3-25 四级结构侧钻井固废产生情况一览表

开次	钻井进尺 (m)	钻井废弃泥 浆 (t)	钻井岩屑 (t)	钻井固废（泥浆+岩 屑）(t)	固废性质
四开	7750~ 8531.20	2.18	53.08	55.26	危险废物

表 3-26 五级结构水平井固废产生情况一览表

开次	钻井进尺 (m)	钻井废弃泥 浆 (t)	钻井岩屑 (t)	钻井固废（泥浆+岩 屑）(t)	固废性质
五开	7550~ 8450.96	2.52	61.21	63.73	危险废物

拟建项目钻井 28 口四级结构水平井、3 口四级结构侧钻井、2 口五级结构侧钻井，总进尺 217958m。钻井废弃泥浆产生量为 7680.22t，钻井岩屑产生量为 67599.82t，因此拟建项目钻井固废产生量 75280.04t。其中导管和一开钻井施工过程中产生的废弃泥浆和岩屑属于一般固废，总产生量为 27267.52t。二开及以下开次钻井施工过程中产生的废弃泥浆和岩屑属于危险废物，总产生量为 48012.52t。

拟建项目钻井采用“泥浆不落地”工艺，在导管和一开钻井施工过程中，

使用膨润土-聚合物-水基废弃泥浆，在钻井过程中产生的钻井固废经干化、压滤等设备处理后的泥饼应满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准，可用于修路、铺垫井场。

根据《国家危险废物名录（2021 版）》（2021 年 1 月 1 日），“以矿物油为连续相配置钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物。拟建项目在二开、三开钻井施工过程中，使用膨润土-聚合物-磺化水基废弃泥浆。在四开和五开钻井施工过程中，使用油基泥浆。在二开及以下钻井施工过程中，产生的废弃泥浆和岩屑均采用西北油田分公司采用“泥浆不落地”工艺处理进行分离，干化后的废弃泥浆和岩屑应由罐车拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理。

2) 施工废料（S1-3）

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等。施工废料产生量约为 20kg/km 管道，拟建项目新建管道共计 231.88km，因此，施工废料产生量约为 4.64t。施工废料尽可能回收利用，剩余废料由施工单位清运回收，不可回收的拉运至顺北油田绿色环保站合理化处置。

3) 生活垃圾（S1-4）

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。施工垃圾按照 0.5kg/（人·d）计算、人员按照 25 人计算，拟建项目建设周期约为 5220d，则生活垃圾产生量约 65.25t。施工期所产生的生活垃圾集中收集后拉运至顺北油田绿色环保站统一处理。

3.11.1.4 噪声

施工噪声主要是施工机械运转噪声。钻井、井下作业及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 3-27。

表 3-27 拟建项目施工期噪声统计表

序号	噪声源编号	施工过程	设备名称	声压级噪声值（dB（A））
1	N1-1	钻井	钻机	100
2			柴油发电机	95
3			泥浆泵	95
4			机泵	80
5		井下作业	通井机	95

序号	噪声源编号	施工过程	设备名称	声压级噪声值 (dB (A))
6		地面工程建设	机泵	80
7			挖掘机	92
8			推土机	95

3.11.1.5 生态

1) 井场、管线及地面建设

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。

拟建井场、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 8m 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 1851270m²，其中永久占地面积 97750m²，临时占地面积 1753520m²，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。

3.11.2 运营期污染物排放情况

3.11.2.1 废气

拟建项目井场无组织挥发主要为井场无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃 (G2-1)、硫化氢 (G2-2)。

拟建项目装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管线、接头及阀门的密封性，且项目采用单井不加热密闭集输工艺。因此，拟建项目烃类无组织挥发主要包括采油井口的烃类无组织挥发，该部分主要源于采出液中所含伴生气的无组织挥发。

根据类比调查，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，井口无组织挥发轻

烃量计算公式如下：

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

$$G_{\text{硫化氢}} = M \times \lambda \times \eta \times \beta \times \gamma$$

式中：G 损耗——单口油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——单口油井产油能力，t/a；

λ ——气油比，m³/t；

ρ ——井口挥发轻烃的密度，kg/m³；

η ——油气集输系统损耗率，‰，拟建项目取 0.4‰（参考《环境影响评价实用技术指南》P24 无组织排放量按产品年产量的 0.1‰~0.4‰，取最大值 0.4‰）；

β ——管输井场井口挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比，拟建项目取 20%。

α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，%；

γ ——伴生气中硫化氢的浓度，mg/m³。

井口无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下：

根据项目开发指标预测，拟建项目井场烃类挥发总量为 6.51t/a，其中非甲烷总烃为 1.01t/a，硫化氢为 0.03t/a，详见表 3-28。

表 3-28 拟建项目轻烃、非甲烷总烃产生量计算参数及计算结果

项目	计算结果
	管输井场
油井产油能力（10 ⁴ t）	44.08
气油比（m ³ /t）	260
井口挥发轻烃的密度（kg/m ³ ）	0.71
井口总烃挥发量（t/a）	6.51
非甲烷轻烃占比（%）	15.57
井场非甲烷总烃挥发量（t/a）	1.01
硫化氢浓度 mg/m ³	3319
硫化氢排放量（t/a）	0.03

3.11.2.2 废水

拟建项目运营期产生的废水主要包括采出水（W2-1）、井下作业废液（W2-2）。

1) 采出水（W2-1）

依据拟建项目开发指标预测表，采出水最大产生量为 21.36×10⁴m³/a，主要

污染物为石油类及悬浮物。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。

2) 井下作业废液 (W2-2)

根据以往生产运行经验，每次修井产生的废液量约 30m^3 ，按每年单井修井 1 次计算，拟建项目 31 口油井运营期的井下作业废液产生量为 $930\text{m}^3/\text{a}$ ，其中主要污染物含有悬浮物、COD、石油类等。井下作业过程中，严格按照要求，带罐作业，拉运至顺北油田绿色环保站，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。

3.11.2.3 固体废物

1) 油泥砂

拟建项目在采出液及采出水处理过程以及井下作业过程中均会产生油泥砂 (S2-1、S2-2)。根据前期开发经验，拟建项目油泥砂产生量按每 $1 \times 10^4\text{t}$ 采出液产生油泥砂量为 0.5t ，拟建项目最大产液量为 $50.3 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，则拟建项目油泥砂的产生量为 $25.02\text{t}/\text{a}$ 。

拟建项目油泥砂属于危险废物 (HW08/071-001-08)，全部运至顺北油田绿色环保站无害化处理。

拟建项目运营期危险废物汇总情况见表 3-29。

表 3-29 拟建项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
行业来源	石油开采
危险废物代码	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚
产生量	$25.02\text{t}/\text{a}$
产生工序及装置	修井作业过程及联合站内的油罐、沉降罐等
形态	固体
主要成分	砂石、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	每次作业、清罐产生，无明显周期性
危险特性	T, I
污染防治措施	全部运至顺北油田绿色环保站无害化处理，无外排

3.11.2.4 噪声

项目运营期主要噪声源统计情况见表 3-30。

表 3-30 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	设备噪声 N2-1	井口注采一体装置	80	/	80
2	井下作业噪声 N2-2	通井机	80	/	80
3		机泵	100	/	100
4	阀组站设备噪声 N2-3	加药泵	65	/	65

3.11.2.5 生态

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。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。

3.11.3 闭井期污染物排放情况

3.11.3.1 废气

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理恢复等过程中，将有少量施工扬尘和施工废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等。由于施工周期较短且废气污染源具有间歇性和流动性，产生的废气量较小，且施工现场均在野外，有利于污染物扩散，对局部地区的环境影响较轻。

3.11.3.2 废水

闭井期对废弃管线应进行清洗，产生的少量清管废水收集后拉运至五号联合

站，依托站内污水处理系统达到《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。

3.11.3.3 固废

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备，主要包括废弃管线、废弃采油井口装置等。应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近的垃圾处理场处理；

2) 地面设施拆除、井场清理等工作过程中会产生少量油泥砂，均应收集后运至顺北油田绿色环保站无害化处理。

3.11.3.4 噪声

油井进入闭井期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输过程。

3.11.4 非正常工况

1) 油井停运

拟建项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油井正常生产，需要对个别油井开展井下作业而使油井停运。井下作业过程会产生井下作业废液、油泥砂、作业噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。另外，遇到断电，外输泵等集输设备故障状况也会导致油井停运。

2) 管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤或者环境空气。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出，并以油泥砂的形式运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理。

管线因腐蚀、老化或其他原因破损泄漏属油田产能工程的多发事故，西北油田分公司采油四厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，将事故扼杀于萌芽状态，可以大大降低事故的发生概率。

3.11.5 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 3-31，项目投产后污染物产生及排放情况见表 3-32。

表 3-31 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)	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 (G1-2)	施工机械、车辆	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _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
			柴油发动机	总烃、NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	总烃：23.775t、 NO _x ：40.876t、 SO ₂ ：0.27t、 颗粒物：11.4t	——	总烃：23.775t、 NO _x ：40.876t、 SO ₂ ：0.27t、 颗粒物：11.4t	
	运营期	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	
	闭井期	施工扬尘 (G3-1)	地面设施拆除、井场清理	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 (G3-2)	施工机械、车辆	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _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
废水	施工期	钻井废水 (W1-1)	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 (W1-2)	探井试油作业	悬浮物、COD、石油类	1848.56m ³	1848.56m ³	0	收集后拉运至五号联合站
		施工作业废液 (W1-3)	钻井期作业	悬浮物、COD、石油类	930m ³	930m ³	0	收集后拉运至顺北油田绿色环保站
		试压废水 (W1-4)	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

西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目环境影响报告书

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
		4)						
		生活污水 (W1-3)	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
	运营期	采出水 (W2-1)	采出液处理	石油类、悬浮物	21.36×10 ⁴ m ³ /a	21.36×10 ⁴ m 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	拉运至顺北油田绿色环保站，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
	闭井期	清管废水 (W3-1)	废弃管线清管	石油类、悬浮物	少量	少量	0	收集后运至顺北五号联合站合理化处理
固体废物	施工期	导管及一开阶段的钻井固废 (S1-1)	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 (S1-2)	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 (S1-3)	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 (S1-4)	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
	运营期	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	收集后运至顺北油田绿色环保站无害化处理
	闭井	废弃设备 (S3-1)	设备拆除、井场恢复	废弃设备、管线	——	——	0	集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近的垃圾处理场处理

3 拟建项目工程分析

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
	期	油泥砂 (S3-2)	地面设施拆除、井场清理	石油类	——	——	0	收集后运至顺北油田绿色环保站无害化处理

表 3-32 项目投产后污染物产生及排放情况汇总表

污染物		现有工程排放量	本项目			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 (10^4m^3)	27078.23	0	0	0	0	27078.23	+0
	SO ₂ (t/a)	7.358	0	0	0	0	7.358	+0
	NO _x (t/a)	44.820	0	0	0	0	44.820	+0
	颗粒物 (t/a)	5.95	0	0	0	0	5.95	+0
	无组织排放H ₂ S (t/a)	18.308	0.03	0	0.03	0	18.338	+0.03
	无组织排放非甲烷总烃 (t/a)	195.019	1.01	0	1.01	0	196.029	+1.01
废水	采出水 (10^4t/a)	0	21.36	21.36	0	0	0	+0
	作业废液 (m^3/a)	0	930	930	0	0	0	+0
固废	油泥砂 (t/a)	0	25.02	25.02	0	0	0	+0

3.12 清洁生产与循环经济分析

对于石油天然气开发行业来说，地下开采出的原油和伴生气组成、性质均取决于地质因素，非企业本身所能控制，且石油和天然气开发工艺已非常成熟，所以从改变原料与工艺方面防治污染，其难度较大。目前国内外石油和天然气开发行业在清洁生产方面更强调压缩排污和循环回用，即尽可能使产生的污染物得到再生和循环，从技术上减少污染物外排量。

拟建项目的清洁生产分析主要从清洁生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产总体评价和循环经济等方面进行分析。

3.12.1 清洁生产的工艺和设备

1) 拟建项目采用单井不加热全密闭管输流程，减少废气污染物的无组织排放；

2) 集输管线外侧均采用 30mm 泡沫黄夹克防腐保温，能够有效降低管线腐蚀速率，减少穿孔等事故的发生。

3.12.2 清洁生产措施

拟建项目采取的清洁生产措施如下：

1) 在钻井时，井口安装合格井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生；在修井时，安装合格封井器，避免原油、污水喷出。

2) 拟建项目采出水依托五号联合站污水处理系统处理后用于区块注水开发，无污水外排，并节约了区块注水开发新鲜水消耗。

3) 油泥砂拉运至顺北油田绿色环保站无害化处理。

3.12.3 清洁生产总体评价

拟建项目对污染物的处理方式合理，回收设施完善，在污染物排放量控制及废水循环利用等方面也达到了较高水平，在清洁生产设施的选用上也减少了资源、能源的消耗，削减了污染物的产生量，将清洁生产的思想贯穿于生产的全过程，符合清洁生产要求，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础。

3.12.4 清洁生产建议

1) 在满足生产需要的前提下，要尽量控制耗电量；

2) 定期检查和维修各类管线、容器等可能发生泄漏的部位，减少或杜绝泄漏事故的发生。定期检查生产设施，保证其处于正常运行和使用状态。严格岗位

责任制，定期对员工进行环境保护意识教育；

3) 严格管理，确保各项环保措施的落实。如对井下作业队伍废水回收装置的使用情况，井场油泥砂回收、处置情况进行检查；

4) 井下作业施工要严格占地标准，尽量减少占地，减少对土壤和植被的破坏；

5) 油田进入开发后期后，应采取如下环保措施：

(1) 加强管理，增加设施巡视次数，及时发现并处理管线破裂、穿孔等事故，将油气泄漏量降至最低并及时回收污染物；

(2) 对废弃油井要做好安全封井工作，井眼要内外封堵，同时要保证固井、封井措施的有效可行，防止油水串层。

3.12.5 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、顺北油田绿色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。

3.13 污染物排放总量控制分析

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，拟建项目无需申请总量控制。

4 区域环境概况

4.1 地理位置

顺北油田主要位于新疆沙雅县境内，构造位置位于塔里木盆地北部坳陷的中西部，地理位置：北纬 $41^{\circ} 00' \sim 41^{\circ} 20'$ ，东经 $84^{\circ} 24' \sim 84^{\circ} 54'$ 。顺北地区顺北 1 井区与塔河油田跃进区块南边界线最近距离约 24.1km，距离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 5.01km。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皱隆起带（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 6000km²，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场区以粉砂、粉土为主，结构松软。

4.3 地形地貌

顺北区块地处天山南麓，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，植被以怪柳灌丛为主。

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。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县主要常规气象要素统计资料见表 4-1。

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
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
最大冻土深度	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，拟建项目中 27 口井位于塔里木河冲积泛滥平原区，拟建项目中 6 口井位于近现代冲（湖）积细土平原。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。区域内地下水水化学背景是 CL-SO₄-Na 型高矿化咸水。受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 CL-SO₄-Na 型咸水，不适于人类和牲畜饮用。

根据《工程地球物理学报》（2004 年 6 月第 1 卷第 3 期）刊登的《塔克拉玛干沙漠水文地质特征的音频大地电磁测深法勘查效果》（中国地质调查局水文地质工程地质技术方法研究所）论文中，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，累计含水层厚度 206.3m，水温 22℃，百米增温率为 2.11℃。

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未利用地。根据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和灰色草甸土。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，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土的形成有潜育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。草甸土可分为暗色草甸土、草甸土、灰色草甸土和林灌草甸土 4 个亚类。

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》（中华人民共和国主席令第五十五号）《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，国家林业局正式将沙雅县盖孜库木南部 $2.1 \times 10^4 \text{hm}^2$ 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 $\text{N}40^\circ 39' 04''$ ， $\text{E}82^\circ 34' 22''$ ； $\text{N}40^\circ 48' 19''$ ， $\text{E}83^\circ 02' 20''$ ； $\text{N}40^\circ 48' 45''$ ， $\text{E}82^\circ 34' 36''$ ； $\text{N}40^\circ 38' 38''$ ， $\text{E}83^\circ 02' 02''$ 。

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 69.03hm²，建设护管站 1 座，建筑面积 289.21m²，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。

拟建项目中 SHB1-27H 井位于沙雅县沙化土地封禁保护区东南侧约 140m。

4.8 新疆沙雅国家沙漠公园

沙漠公园是以沙漠景观为主体，以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的，在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上，开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。

2014 年 9 月，沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县，面积为 27800hm²。建于沙雅县盖孜库木乡，于塔里木古河道范围内，距离沙雅县城 60km。规划面积 27800hm²，建设期限为 2014 年~2020 年，规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

拟建项目中 SHB1-27H 井位于沙雅县国家沙漠公园西南侧约 3.03km。

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 2019 年年度空气质量监测数据，阿克苏地区 2019 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $31 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $101 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $39 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $1.9\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	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	31	77.5	达标
PM_{10}		70	101	144.3	不达标
$\text{PM}_{2.5}$		35	39	111.4	不达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	$4\text{mg}/\text{m}^3$	$1.9\text{mg}/\text{m}^3$	47.5	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	130	81.3	达标

因此，拟建项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 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。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 $\text{PM}_{2.5}$ 的年评价指标不达标， PM_{10} 和 $\text{PM}_{2.5}$ 日均浓度的超标率分别为 44.3% 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。超标原因为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和 VOCs，评价范围内无合适的历史数据，因此本次评价对其进行补充监测。

1) 监测布点

拟建项目周边无敏感目标，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，在周围布设了 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
G1	SHB5-5CH 井台		硫化氢、非甲烷总烃

2) 监测时间与频率

新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA: 183112050011）于 2021 年 2 月 28 日~2021 年 3 月 6 日对环境空气质量现状进行了监测，连续监测 7 天。

H₂S、非甲烷总烃监测 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	H ₂ S	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。

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表 5-6。

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
2021/2/28				

2021/3/1				
2021/3/2				
2021/3/3				
2021/3/4				
2021/3/5				
2021/3/6				

表 5-5 各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/m ³)				H ₂ S (mg/m ³)			
		2: 00	8: 00	14: 00	20: 00	2: 00	8: 00	14: 00	20: 00
SHB5- 5 井	2021/2/28								
	2021/3/1								
	2021/3/2								
	2021/3/3								
	2021/3/4								
	2021/3/5								
	2021/3/6								

表 5-6 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/m ³)	监测浓度 范围 (μg/m ³)	最大浓度 占标率 (%)	超标 率 (%)	达标 情况
	X	Y							
G1			非甲烷总烃	1h 平均	2000				达标
			H ₂ S	1h 平均	10				达标

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，H₂S 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 5 个地下水水质/水位现状监测点。委托新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA: 183112050011）对拟建项目地下水进行监测，监测时间为 2021 年 3 月 3 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 3 座现有井场等。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。拟建项目委托新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA: 183112050011）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 5-7，监测点位图见图 5-2。

表 5-7 监测点基本情况一览表

编号	监测点相对项目区场界位置	经度	纬度	功能意义	相对项目区场界位置
D1	KFOSHB5-18H			上游地下水水位水质	西侧 1.94km 处
D2	KFOSHB5-19H1			厂址两侧地下水水位水质	西侧 8.3km 处
D3	SHB5-9CH			厂址两侧地下水水位水质	西南侧 6.7km 处
D4	KFOSHB4-2H			下游地下水水位水质	拟建井口周边
D5	KFOSHB8-1H			下游地下水水位水质	拟建井口周边
B1	SHB5-9CH			监测点	井场内

编号	监测点相对项目区场界位置	经度	纬度	功能意义	相对项目区场界位置
B2	SHB5-9CH			背景点	井场外相对未受污染处

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、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、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；

(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、汞、镉、砷、六价铬、铅。

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3月3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 5-8。

表 5-8 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	酸碱指示剂滴定法（B）	《水和废水监测分析方法（第四版）》（2002年）	/
6	重碳酸盐	酸碱指示剂滴定法（B）	《水和废水监测分析方法（第四版）》（2002年）	/
7	pH 值	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	/
8	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
9	硝酸盐氮	紫外分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.2mg/L
10	亚硝酸盐氮	重氮偶合分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.001mg/L
11	挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
12	氰化物	异烟酸-吡唑酮分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.002mg/L
13	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L
14	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04μg/L
15	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004mg/L
16	总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006	1.0mg/L
17	铅	石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法（第四版）》（2002 年）	1.0μg/L
18	氟化物	离子选择电极法	GB/T 7484-1987	0.05mg/L
19	镉	石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法（第四版）》（2002 年）	0.1μg/L
20	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03mg/L
21	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01mg/L
22	铜	原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	0.05mg/L
23	锌	原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	0.05mg/L
24	镍	无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006	5μg/L
25	溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006	/
26	耗氧量	碱性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006	0.05mg/L
27	硫酸盐	铬酸钡分光光度法	GB/T 5750.5-2006	5.0mg/L
28	氯化物	硝酸银滴定法	GB/T 11896-1989	10mg/L
29	总大肠菌群	多管发酵法	GB/T 5750.12-2006	/
30	细菌总数	平皿计数法	GB/T 5750.12-2006	/
31	阴离子表面活性剂	亚甲蓝分光光度法	GB/T 7494-1987	0.05mg/L
32	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 16489-1996	0.005mg/L
33	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L

5.2.5 评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准限值，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

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：

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

顺北区块位于塔克拉玛干沙漠，地下水埋深大于 100m，新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA：183112050011）在 0cm~20cm、20cm~80cm 埋深范围内无法完成样品取样。采用控制性布点和功能性布点相结合的原则，在评价范围内预先共布设了 5 个地下水水质、水位现状监测点，用于分析区域内浅层地下水埋藏情况。根据地下水监测井在 D4 和 D5 点位钻孔情况，未见浅层地下水。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中的 8.3.3.3 章节，“在包气带厚度超过 100m 的评价区，地下水水质监测点数无法满足布点要求时，可视情况调整数量，并说明调整理由。一般情况下，该类地区一、二级评价项目至少设置 3 个监测点”。拟建项目根据“二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”的布点原则。在拟建项目下游影响区布设的 D4 和 D5 监测点位位于塔克拉玛干沙漠腹地，周边没有可供参考、类比的地下水监测数据，通过文献查阅收集到《工程地球物理学报》（2004 年 6 月第 1 卷第 3 期）刊登的《塔克拉玛干沙漠水文地质特征的音频大地电磁测深法勘查效果》（中国地质调查局水文地质工程地质技术方法研究所）论文中，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，累计含水层厚度 206.3m，水温 22℃。评价区包气带厚度超过 100m，拟建项目地下水为二级评价，至少设置 3 个监测点。

塔克拉玛干沙漠区域地下水水文参数通过文献查阅、收集等方式，得到的调查结果见表 5-9。地下水水质现状监测结果及评价结果见表 5-10 和表 5-11。

表 5-9 地下水水文参数

塔克拉玛干中部地区 点位	井深 (m)	埋深 (m)	水位 (m)	水温 (°C)
KT-1				
KT-2				

表 5-10 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	
pH	无量纲				6.5~8.5
总硬度	mg/L				≤450mg/L
耗氧量	mg/L				≤3.0mg/L
氯离子	mg/L				≤250mg/L
溶解性总固体	mg/L				≤1000mg/L
氟化物	mg/L				≤1.0mg/L
石油类	mg/L				≤0.05mg/L
氨氮	mg/L				≤0.50mg/L
硝酸盐	mg/L				≤20.0mg/L
亚硝酸盐	mg/L				≤1.00mg/L
硫酸根离子	mg/L				≤250mg/L
六价铬	mg/L				≤0.05mg/L
挥发酚	mg/L				≤0.002mg/L
氰化物	mg/L				≤0.05mg/L
锰	mg/L				≤0.10mg/L
铁	mg/L				≤0.3mg/L
镉	μg/L				≤0.005mg/L
砷	μg/L				≤0.01mg/L
汞	μg/L				≤0.001mg/L
铅	μg/L				≤0.01mg/L
总大肠菌群	MPN/100mL				≤3.0MPN/100mL
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				——

检测项目	单位	监测结果			标准限值
		D1	D2	D3	
锌	mg/L				≤1.00mg/L
镍	mg/L				≤0.02mg/L
铜	mg/L				≤1.00mg/L
总铬	mg/L				——
阴离子表面活性剂	mg/L				≤0.3mg/L
硫化物	mg/L				≤0.02mg/L

备注：“<+数字”表示低于检出限，数字为检出限。

表 5-11 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
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			
硫酸根离子			
六价铬			
挥发酚			
氰化物			
锰			
铁			
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：各项指标均满足《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。拟建项目特征污染物石油类在各监测点均不超标，说明项目顺北油气田开发未对地下水造成较大影响。

5.2.8 结论

各项指标均满足《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。拟建项目特征污染物石油类在各监测点均不超标，说明项目顺北油气田区块开发未对地下水造成较大影响。

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，本次评价委托新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA：183112050011）对 SHB5-5CH 典型井场和 7#阀组站的东、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 5-12，监测点位示意图见图 5-3。

表 5-12 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	SHB5-5 井场		项目声环境现状
N2	7#阀组站		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 2 类声环境功能区标准(昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A))。

5.3.6 监测结果

监测结果见表 5-13。

表 5-13 声环境现状监测结果(单位: dB (A))

监测地点	监测地点	2021 年 3 月 3 日		2021 年 3 月 4 日	
		昼间 Leq	夜间 Leq	昼间 Leq	夜间 Leq
SHB5-5 井场	东南厂界				
	西南厂界				
	西北厂界				
	东北厂界				
7#阀组站	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 2 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 5-14、图 5-4。

表 5-14 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	土地性质	备注
S1	SHB5-5CH 井口中心		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别取样	GB36600 基本因子+特征因子	拟依托老井场侧钻井，存在污染风险	建设用地	占地范围内
S2	KFOSHB5-18H 井口中心		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别取样	特征因子	/	建设用地	占地范围内
S3	KFOSHB8-1H 井口中心		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别取样	GB36600 基本因子+特征因子	拟建新井井场内、流动风沙土未受污染区、土类调查	建设用地	占地范围内
S4	KFOSHB5-18H 井口中心		0~0.2m	GB36600 基本因子+特征因子	拟建新井井场内、灰色草甸土未受污染区、土类调查	建设用地	占地范围内
S5	KFOSHB4-2H 井口中心厂界外 50m		0~0.2m	特征因子	/	未利用地	占地范围外
S6	SHB5-9CH 井厂界外 50m		0~0.2m	特征因子	/	未利用地	占地范围外

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、蒽、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 S1 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。新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA: 183112050011）于 2021 年 2 月 28 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 5-15。

表 5-15 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 22105.2-2008	0.01mg/kg

序号	监测因子	方法	方法来源	检出限
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 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法	HJ 741-2015	0.006mg/kg

序号	监测因子	方法	方法来源	检出限
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	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
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（基拟建项目）中第二类用地的筛选值进行评价，石油烃（C₁₀-C₄₀）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；

C₀—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 5-16。

表 5-16 土壤理化性质

采样点号		S1	采样时间	2021 年 3 月 3 日
经度		E	纬度	N
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)			
	土壤渗透率 (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 5-17 和表 5-18。

表 5-17 土壤环境质量监测结果表 (石油烃 ($\text{C}_{10}\text{--}\text{C}_{40}$))

检测点位	采样深度 (m)	检测结果 (mg/kg)	标准值 (mg/kg)
		石油烃 ($\text{C}_{10}\text{--}\text{C}_{40}$)	
S1 柱状样点			4500
			4500
			4500
S2 柱状样点			4500
			4500
			4500
S3 柱状样点			4500
			4500
			4500
S4 表层样点			4500
S5 表层样点			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)	
S6 表层样点			4500

表 5-18 S1、S3、S4 点位土壤监测结果

监测项目 (单位)	监测结果						
	S1			S3			S4
采样深度 (m)	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2
重金属和无机物							
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)							

监测项目 (单位)	监测结果						
	S1			S3			S4
四氯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
1, 1, 1-三 氯乙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
1, 1, 2-三 氯乙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
三氯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
1, 2, 3-三 氯丙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
氯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
1, 2-二氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
1, 4-二氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
乙苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
苯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
间二甲苯+对 二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
邻二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)							
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)							

监测项目 (单位)	监测结果						
	S1			S3			S4
蒽 (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 5-19~表 5-20。

表 5-19 土壤环境质量评价结果表（石油烃（C₁₀-C₄₀））

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				达标
				达标
				达标
S2 柱状样点				达标
				达标
				达标
S3 柱状样点				达标
				达标
				达标
S4 表层样点				达标
S5 表层样点				达标
S6 表层样点				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 5-20 S1、S3、S4 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			S3			S4	
采样深度（m）		0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	
重金属和无机物									
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

5 环境现状调查与评价

监测项目（单位）	标准值	评价结果							达标性
		S1			S3			S4	
采样深度（m）		0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	
1, 1, 2, 2-四氯乙烷（mg/kg）	6.8								达标
四氯乙烯（mg/kg）	53								达标
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

西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目环境影响报告书

监测项目（单位）	标准值	评价结果							达标性
		S1			S3			S4	
采样深度（m）		0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	
苯并[b]荧蒽（mg/kg）	15								达标
苯并[k]荧蒽（mg/kg）	151								达标
蒽（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
苯（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》(新政函[2005]96号),拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县,拟建项目中只有KF0SHB5-18H一口井所在地的生态区属于IV塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区,生态亚区属于IV₁塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区,生态功能区属于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区,主要生态服务功能为沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产,发展方向为加大保护力度,建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。拟建井位不在国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区范围内。拟建项目剩余拟建工程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,主要生态服务功能为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。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5-21和图5-5。

表 5-21 KF0SHB5-18H 井评价区生态环境功能区划一览表

1口井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	IV ₁ 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	59.塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产		
主要生态环境问题	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒		
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感,土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感,土壤盐渍化轻度敏感		
主要保护目标	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻		
主要保护措施	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻		
主要发展方向	加大保护力度,建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区		

表 5-22 其他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	生态区	生态亚区	生态功能区
----------	-----	------	-------

区域的生态功能分区单元	IV塔里木盆地暖温带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	风沙危害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	退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。严酷的自然条件限制了许多植物的生存，只有为数不多的超旱生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。所以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。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

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 生态系统类型与特点

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危害性影响。

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KF0SHB5-18H井西北侧约5.01km;沙雅县国家沙漠公园位于SHB1-27H井东北侧3.03km;沙雅县沙化土地封禁保护区位于SHB1-27H井西北侧约140m。由于现阶段生态红线还未最终确定,在新疆生态红线未确定前涉及位于生态红线内的单井、配套的管线及道路工程不得进行开工建设,在生态红线确定后,若拟建项目涉及新疆生态红线,届时必须全部禁止勘探开发及管网布设,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5-8。

图 5-6 特殊重要敏感区和重要敏感区空间分布总图

图 5-7 特殊重要敏感区和重要敏感区空间分布图（范围一）

图 5-8 特殊重要敏感区和重要敏感区空间分布图（范围二）

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未利用地等，其中荒漠面积最大，评价范围内土地利用现状图见图 5-9。



图 5-9 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 1851270m²，其中永久占地面积 97750m²，临时占地面积 1753520m²，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），评价区有保护植物 6 种，胡杨、灰杨和肉苁蓉为国家 II 级保护植物，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 Ephedraceae	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
杨柳科 Salicaceae	胡杨	<i>Populus diversifolia</i>

	灰杨	<i>P. pruinosa</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科 Polygonaceae	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 Chenopodiaceae	圆叶盐爪爪	<i>K. Schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	假木贼	<i>Anabassis spp.</i>
毛茛科 Ranunculaceae	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>
豆科 Leguminosae	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	光甘草	<i>Glycyrrhiza korshinskyi</i>
	胀果甘草	<i>G. inflata Batal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 Zygophyllaceae	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
柽柳科 Tamaricaceae	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛柽柳	<i>T. hispida</i>
	短穗柽柳	<i>T. axa</i>
	多花柽柳	<i>T. hahcmakeri</i>
	长穗柽柳	<i>T. elongata</i>
胡颓子科 Elaeagnaceae	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E. Moorcroftii</i>
夹竹桃科 Apocynaceae	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
萝藦科 Asclepiadaceae	牛皮消	<i>Cynanchum sibiricum</i>
旋花科 Convolvulaceae	打碗花	<i>Calystegia spium</i>
茄科 Solanaceae	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
列当科 Orobanchaceae	肉苁蓉	<i>Cistanche tubulosa</i>
菊科 Compositae	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>S. Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirsium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 Gramineae	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>

	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>

根据现场调查可知，拟建项目评价区域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

顺北井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 5-10。

图 5-10 项目区域植被类型图

表 5-24 评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群丛组
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+胡杨群丛组

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 2m~3m，盖度 20%左右，群落中偶有零星胡杨出现。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 1%左右。

2) 胡杨群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在顺北地区北部区域。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6m~12m 不等，每公顷株数 100~150 株左右，盖度多在 15%以上，部分地段盖度可达 20%。林下灌木层主要是多枝柽柳，其盖度随林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 15%，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。

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，但属于干旱沙漠地区，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，主要是超旱生地多枝怪柳灌丛和一些伴生种。

2) 植被群落样方分析

本次环评在顺北 1 区共布置调查样方 2 个。

(1) 样方 1

调查地点：KF0SHB5-19H1 井附近；

土壤类型：流动风沙土；

调查时间：2021 年 2 月 24 日；

调查地点：经度°，纬度°；

样方大小：10m×10m；

总盖度：5%，统计结果见表 5-25。

表 5-25 样方 1 统计表

植物种	盖度%（郁闭度）	平均高（m）	其他
胡杨	2	3.5	胡杨群系，总盖度 5%
怪柳	2	0.5~1.5	
盐爪爪	1	0.2	

(2) 样方 2

调查地点：KF0SHB5-18H 井附近；

土壤类型：漠土化灰色草甸土；

调查时间：2021 年 2 月 24 日；

调查地点：经度°，纬度°；

样方大小：10m×10m；

总盖度：20%，统计结果见表 5-26。

表 5-26 样方 2 统计表

植物种	盖度%（郁闭度）	平均高（m）	其他
梭梭	3	0.5~1.5	灌丛群系，总盖度 10%
疏叶骆驼刺	5	0.5~1.5	
盐爪爪	2	0.2	

经过对评价区进行详细的植被调查，由植物样方调查以及现场踏勘，其中广泛分布的种类是胡杨和灌丛群落，其他植物物种在样方中基本呈均匀分布。

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。胡杨和多枝怪柳是该区域的主要建群种，随着距河道距离的增加，地下水趋于下降，土层越加干燥，地表积盐草本植物锐减，林相趋简单，逐步转化为漠境。据调查，该区域植被覆盖度较低，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、沙拐枣等。

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八级草场，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

评价区位于塔河以南，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，顺北油田周边区域还有鹅喉羚 (*Gazellsubgutturosa*)、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 5-27 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，占有所有动物的 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，推算出顺北油田周围的鹅喉羚相对密度约为 0.11 只/km²，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 5-27 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							
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>					++
爬行类							
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>			±		
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>			±	±	
4	密点麻蜥	<i>Eremisa multiocellata</i>			+	++	
5	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>			±	±	
鸟类							
6	鸬鹚	<i>Phalacrocorax carbo</i>	B				++
7	凤头鹳鹬	<i>Podiceps cristatus</i>	B				+
8	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>	B				+
9	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i>	B				±
10	鸢	<i>Milvus korschum</i>	R	+	+	+	
11	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	B	±	±	±	
12	红隼	<i>Faloco tinnunculus</i>	R	+	+	+	
13	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R		±		
14	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	B				++
15	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i>	B				++
16	原鸽	<i>Columba livia</i>	R			+	
17	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	+	+		
18	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+	+		
19	戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		±		
20	白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B	±			
21	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	R		+	++	

22	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R		+	++	
23	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B		+		
24	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	+	+	±	
25	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	S	++	++	+	
26	喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	+	+		
27	白尾地鸦	<i>Podoces hiddulphi</i>	R			+	
28	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	++	++		
29	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++	++		
30	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	B		±	++	
31	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i>	B		±	++	
32	沙白喉莺	<i>Sylvia minula</i>	B	+	++		
33	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+	++		
34	巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	B	+		+	
35	漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+		+	
哺乳类							
36	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	—	+	++	+	
37	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	—			+	
38	长耳跳兔	<i>Euchoreutes naso</i>	—			+	
39	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—			+	
40	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus</i>	—			±	
41	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	—			±	
42	狗獾	<i>Meles meles</i>	—	±		+	
43	野猪	<i>Sus scrofa</i>	—	±	±		
44	马鹿	<i>Cervus claphus</i>	—	±			
45	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	—	+		+	

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

5.5.7.1 土壤类型及结构特征

根据野外实地调查及新疆生物土壤沙漠研究所调查资料，评价区的土壤主要为流动风沙土和漠土化灰色草甸土等。项目区域土壤类型图见图 5-11。

图 5-11 项目区域土壤类型图

1) 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。

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。

2) 草甸土

草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土的形成有潜育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。草甸土可分为暗色草甸土、草甸土、灰色草甸土和林灌草甸土 4 个亚类。

(1) 林灌草甸土

林灌草甸土是荒漠地区沿河岸分布的胡杨林、灰杨林、灌木林、草甸等乔、灌、草多层植被发育着的偏远森林土壤。塔里木河平原分布着大面积的胡杨林和灰杨林，林下发育和分布着林灌草甸土。其典型剖面特征是：表层有厚 4cm~5cm 的枯枝落叶层，在林木茂密处，可厚达 20cm 或更多；以下为厚 10cm~15cm 的粗腐殖质层，颜色多呈暗灰棕色，该层下部与下层过渡处有时可以看到白色盐结晶；再下为腐殖质层，厚度不大，一般为 10cm 左右，颜色呈暗灰棕带褐，多有白色盐分；腐殖质层下的过渡层不明显，厚度更小，有时也含有少量盐分，已具有弱潜育特征。

在化学性质方面，林灌草甸土有如下特点：有机质含量一般为 1%~2%，在个

别情况下也可达 3%以上，从地表以下 20cm~30cm 开始即逐渐减少；表层含氮量一般在 0.02%~0.07%之间，C:N 在 14~20 之间；易溶性盐在表层下部含量最高，可达 1%~2%，但在缺乏枯枝落叶层覆盖的情况下，盐分即多积聚于表层最上部，就 0cm~30cm 的平均含盐量来看，盐分含量并不很高，一般在 0.5%~1.0%之间，属氯化物-硫酸盐盐渍化类型。

项目区林灌草甸土主要分布在塔里木河北岸的河滩地上，除主要生长胡杨和灰杨外，林下植被多为怪柳、野麻、甘草等，也有稀疏的禾本科植被，如芦苇、拂子茅等。

（2）灰色草甸土

灰色草甸土常与栗钙土和棕钙土共存。土壤有机质含量较低，呈灰色；一般都发生盐化，局部有碱化现象。

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:

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, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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 31 座井场大小均相同,均为管输方式,根据指标预测结果投产后单井产量基本相同,本次评价选取 1 座井场进行面源估算,预测指标为非甲烷总烃、硫化氢。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(本次采用 <http://cal.ihamodel.com/> 环安科技模型在线计算平台进行预测计算),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 $P_{\max}$ 最大值出现为管输井场排放的 H_2S $P_{\max}=8.82\%$, $C_{\max}$ 为 $0.88 \mu\text{g}/\text{m}^3$,拟建项目属于石油开采行业,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（ $P_{\max}=8.82\%<10\%$ ），拟建项目大气环境影响评价等级不需提级，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（面源）

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/m ³ ）	最大落地浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	最大落地浓度出现距离（m）	最大地面浓度占标率（%）	判定结果
管输井场	NMHC	0.004129099	55	45	1.5	2.00	29.39	45	1.47	二级
	H ₂ S	0.00012394				0.01	0.88	45	8.82	

6.1.1.2 评价范围

评价范围为以各井场为中心 5km 矩形范围。

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）	
									非甲烷总烃	硫化氢
1	管输井场	942	55	45	0	1.5	7920	正常排放	0.004129099	0.00012394

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，其它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 6-1。

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 (℃)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5
风速 (m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.6

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

图 6-1 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井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程等产生的施工扬尘及施工机械、钻井柴油发动机、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：井场的地面开挖、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。

井场的地面开挖、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 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，25m 处为 $1.53\text{mg}/\text{m}^3$ ，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情况下，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、钻井柴油发动机等大型机械施工中，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。

2) 预测范围

预测范围为以项目井场为中心，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	典型井场			
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)	H_2S 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	H_2S 占标率 (%)
10	17.33	0.87	0.52	5.20
25	23.84	1.19	0.72	7.16
50	28.98	1.45	0.87	8.70
75	24.09	1.20	0.72	7.23
100	20.52	1.03	0.62	6.16
200	13.72	0.69	0.41	4.12
300	9.96	0.50	0.30	2.99
400	7.51	0.38	0.23	2.26

500	5.91	0.30	0.18	1.77
600	4.80	0.24	0.14	1.44
800	3.40	0.17	0.10	1.02
1000	2.58	0.13	0.08	0.77
1500	1.57	0.08	0.05	0.47
2000	1.07	0.05	0.03	0.32
2500	0.80	0.04	0.02	0.24
下风向最大浓度	29.39	1.47	0.88	8.82
下风向最大浓度出现距离/m	45.0	/	45.0	/
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，井场无组织排放的非甲烷总烃的最大落地浓度为 $0.02939\text{mg}/\text{m}^3$ ，因此，井场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（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；井场无组织排放的硫化氢最大落地浓度为 $0.00088\text{mg}/\text{m}^3$ ，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（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

6.1.5.5 大气环境保护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，拟建项目不需设置大气环境保护距离。

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	井场无组织挥发	非甲烷总烃	密闭集输	《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	4.0	1.01	/
2		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1	0.06	0.03	/

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)		
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总烃 (t/a)			1.01	
			硫化氢 (t/a)			0.03	

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	1.01
2	硫化氢	0.03

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 +NO _x 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、H ₂ S）			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□		二类区√	一类区和二类区□
	评价基准年	(2019) 年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准□		主管部门发布的数据标准√	现状补充标准√

工作内容		自查项目							
	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、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐		CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐			边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐			边长 $=5\text{km}$ ☒	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）					包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C 拟建项目最大占标率 $\leq 100\%$ ☒					C 拟建项目最大占标率 $> 100\%$ ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 拟建项目最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			C 拟建项目最大占标率 $> 10\%$ ☐		
		二类区		C 拟建项目最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			C 拟建项目最大占标率 $> 30\%$ ☐		
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（/）h		C 非正常占标率 $\leq 100\%$ ☐			C 非正常占标率 $> 100\%$ ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐					C 叠加不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐					$k > -20\%$ ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子：/			监测点位数/		无监测 ☒		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距（ / ）厂界最远（ / ）m							
	污染源年排放量	SO_2 : （/） t/a	NO_x : （/） t/a		颗粒物: （/） t/a		NMHC: （1.01） t/a 硫化氢: （0.03） t/a		
备注：“ ☐ ”，填“ ☒ ”；“（ / ）”为内容填写项									

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采出水、井下作业废液，采出水拉运至五号联合站，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。井下作业废液拉运至顺北油田绿色

环保站进行处理，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。

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 废水产生及处理情况

1) 施工期废水产生及处理情况

拟建项目施工期产生的废水包括钻井废水、探井试油废水、施工作业废液、试压废水、生活污水。

(1) 钻井废水

95%的钻井废水循环利用，剩余 5% (1416.7m^3) 的钻井废水临时储存于各井场废液罐内，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，无外排。

(2) 探井试油废水

拟建项目中 2 口探井在施工期试油作业过程中共产生试油废水 1848.56m^3 ，临时储存于 2 座井场储罐内，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，无外排。

(3) 施工作业废液

拟建项目施工作业废液产生量为 930m^3 ，由罐车拉运至顺北油田绿色环保站，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(4) 试压废水

拟建项目试压废水产生量约为 389.36m^3 ，经收集沉淀后用于洒水降尘，不外

排。

(5) 生活污水

施工人员的生活污水排入井场临时环保型移动厕所，不会直接外排于区域环境中。

2) 运营期废水产生及处理情况

运营期产生的废水包括采出水、井下作业废液。

(1) 拟建项目采出水最大产生量 $21.36 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，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，对周边环境影响较轻。

(2) 井下作业废液产生量为 $930 \text{m}^3/\text{a}$ ，依托顺北油田绿色环保站进行处理，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，对周边环境影响较轻。

3) 闭井期废水产生及处理情况

拟建项目闭井期产生少量含油清管废水，依托顺北油田绿色环保站处理，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，对环境影响较轻。

6.2.3.2 依托污水处理设施可行性分析

1) 五号联合站

五号联合站污水处理系统工艺流程详见 3.5.6 章节。

五号联合站污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，联合站拟 2021 年 6 月投产运营，暂无实际处理量，拟建项目最大采出水量为 $21.36 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。拟建项目最大处理量为 $647.27 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。

2) 顺北油田绿色环保站

顺北油田绿色环保站作业废液处理系统工艺流程详见 3.5.6 章节。

顺北油田绿色环保站作业废液处理规模 $400 \text{m}^3/\text{d}$ ，绿色环保站拟 2021 年 12 月投产运营，暂无实际处理量，拟建项目运营期作业废液量为 $930 \text{m}^3/\text{a}$ 。拟建项目最大处理量为 $2.55 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。

6.2.3.3 对地表水环境的影响分析

1) 施工期对地表水环境的影响分析

拟建项目施工期产生的废水包括钻井废水和探井试油废水由罐车就近拉运至五号联合站达标后回注地层，用于油田注水开发，不外排；试压废水经收集沉

淀后用于洒水降尘，不外排；施工期作业废液拉运至顺北油田绿色环保站处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不外排；施工人员的生活污水排入井场临时环保型移动厕所，不会直接外排于区域环境中；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轻。

2) 运营期对地表水环境的影响分析

拟建项目通过采取加强监管，杜绝各类废水、固体废物排入地表水。为了控制井喷事故的发生，西北油田分公司采油四厂制定了完备的井控管理规定。井下作业施工安排专人观察井口，发生溢流后立即按程序处置并上报。事故状态下废水进行收集拉运处理，通过及时采取压井或关井等措施能够有效控制井控事故的发生。因此，拟建项目运营期废水均得到合理有效处置，无废水外排，项目依托废水处理设施可满足项目运营期废水的处理需求，对地表水环境影响较小。

综上，拟建项目运营期废水均得到合理有效处置，项目依托废水处理设施可满足项目运营期废水的处理需求，对地表水环境影响较轻。

3) 闭井期对地表水环境的影响分析

闭井期清管废水产生量较少，拉运至五号联合站后回注，对周边地表水环境基本不会造成影响。

6.2.3.4 地表水污染防治与保护措施

拟建项目周边无地表水体。

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。严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程。

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 ☐
现状评价	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
	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 ☐ 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 ☐		达标区 ☐ 不达标区 ☐

		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）域水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 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m					
防治措施	环保措施	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 ☐				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒	
	监测点位	(/)		(/)		

		监测因子	(/)	(/)
	污染物排放清单	□		
	评价结论	可以接受☑；不可以接受□		
注：“□”为勾选项，可打√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。				

6.2.5 小结

拟建项目废水依托五号联合站、顺北油田绿色环保站分别处理，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。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，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 6-12，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。

拟建项目周边无重要地下水环境保护目标，项目区具有相对稳定的地下水流向和流场，根据导则要求，结合项目周边的地形地貌、水文地质条件、井位分布情况等，同时为满足地下水环境影响二级评价的要求，考虑到建设项目及周围地下水开采点敏感目标和污染预测因子，本次地下水评价采用自定义法确定评价范围，以井场周围 500m、管线两侧外扩 200m 区域作为评价范围，评价范围详见图 1-1。

6.3.2 评价区域水文地质环境

6.3.2.1 地质构造

塔克拉玛干沙漠沉积着巨厚的粉细砂、细砂、亚粘土，其中细颗粒的松散砂层占绝对优势，粘土夹层薄而少，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。拟建项目中

27 口井位于塔里木河冲积泛滥平原区，拟建项目中 6 口井位于近现代冲（湖）积细土平原。

6.3.2.2 水文地质条件

1) 水文地质资料

由于拟建项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，通过文献查阅、收集的方式调查到在《工程地球物理学报》（2004 年 6 月第 1 卷第 3 期）刊登的《塔克拉玛干沙漠水文地质特征的音频大地电磁测深法勘查效果》（中国地质调查局水文地质工程地质技术方法研究所）论文中，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，累计含水层厚度 206.3m，水温 22℃，百米增温率为 2.11℃。

2) 地下水的补、径、排条件

工程区地形平缓，地形坡降 1/500~1/1000 左右，潜水含水层岩性为细粉砂，渗透系数取 10.0m/d，属中-弱透水层，渗透条件较差，因此地下水径流缓慢，水循环强度弱。

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。工程区域内也仅仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

工程区域的地下水的径流方向是从西南向东北。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。根据近年来统计资料，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 月底开始地下水位出现小幅回升，然后地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底。工程区域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。本项目所在区域离塔河南岸较远，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 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水。矿化度为 17.02~28.05g/L 不等，水质均较差，为半咸水~咸水。

6.3.2.3 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%。

6.3.2.4 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，主要为顺北区块已钻油井及其集输管线分布。根据对区域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，区域地下水各项指标均满足《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，区域地下水环境质量现状较好。

6.3.3 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.3.1 施工期污染物对地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。拟建项目平均井深超过 7000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常情况下，不会对地下水产生影响。

1) 钻井废水、钻井固废、试油废水对地下水环境影响分析

拟建项目施工期钻井固废采用“泥浆不落地”工艺。不可回收利用的钻井废水和探井的试油废水，均由罐车拉运至五号联合站进行处理，处理达标后经注水系统用于注水开发，无外排。

因此，钻井废水、钻井固废对地下水影响较小。

2) 施工作业废液对地下水环境影响分析

拟建项目施工作业废液产生量为 $930\text{m}^3/\text{a}$ ，由罐车拉运至顺北油田绿色环保站进行处理，处理达标后经注水系统回注用于注水开发，无外排。因此，施工作业废液对地下水影响较小。

3) 试压废水对地下水环境影响分析

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，试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排。因此，试压废水基本不会对地下水造成影响。

4) 生活污水对地下水环境影响分析

拟建项目施工期设置环保型移动厕所，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。因此，施工期对地下水影响很小。

6.3.3.2 运营期污染物对地下水影响分析

1) 废水对地下水环境影响

本项目运营期采出水依托顺北五号联合站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排；井下作业废液依托顺北油田绿色环保站进行处理，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。

井下作业过程中采取带罐作业，确保井下作业废液不会泄漏至环境中。油井采出液提升至地面后通过单井集油管线密闭输送至计转站，通过集油干线输运至顺北五号联合站进行油水分离，在站内分理出的采出水用于油田注水开发，不外排。

本项目运营期废水均妥善处置，不会对地下水造成影响。

2) 固体废弃物对地下水环境影响分析

井下作业：井下作业工程中可能会有原油散落到地面，为防止污染土壤，减少固废产生，西北油田分公司严格要求修井作业采取带罐作业。作业施工结束后，若有污染土壤、油泥砂均拉运至顺北油田绿色环保站进行处理。作业过程中可实现落地油的全部回收，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

正常运行情况下对地下水环境影响较小。

6.3.4 事故状态下地下水环境影响评价

6.3.4.1 地下水污染途径

石油和天然气开发项目建设和运行过程中可能导致地下水污染的非正常工况主要包括：

- 1) 在钻井过程及井下作业过程中，因特殊地质结构等原因发生井漏，造成地下水环境污染；
- 2) 井喷事故及集油管道采出液泄漏对地下水的影响，造成地下水环境污染；
- 3) 井筒、管道腐蚀破裂对地下水的影响；
- 4) 其他原油泄漏事故造成地下水环境污染。

6.3.4.2 钻井过程井漏事故泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，可能造成地下含水层水质污染。

拟建项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土和碳酸钠，不含有毒有害物质，一开深度为 1500m，基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此拟建项目一开钻井过程不会对地下水造成影响。二开施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开范围内，二开范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

同时，井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液不含重金属等有毒物质，且项目开发区域地下水不具备饮用水功能，不会对地下水造成较大影响。

6.3.4.3 集油管线泄漏对地下水环境的影响

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 10d、100d、365d、1000d。

2) 溶质运移预测模型的建立

由于原油泄漏和井喷事故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。

(1) 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。

(2) 污染源概化

拟建油井集油管道发生泄漏，根据西北油田分公司采油四厂多年统计数据，同时考虑油田现有污染防治水平、事故应急措施及管理水平等因素，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 0.5h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 0.5h，泄漏源强以集输管道 0.5h 的集输液量计。因此本次评价将泄漏点概化为平面瞬时点源。

(3) 污染源强的确定

本项目单口油井最大产液量为 82.6t/d（第 15 年），事故状态下 0.5h 内集油管线采出液泄漏量为 1.72t，原油密度 0.846g/cm^3 ，采出液含水率 82%（第 15 年），推导出采出液密度 0.968g/cm^3 ，采出液泄漏体积为 1.78m^3 。参考《采油废水治理技术规范》（HJ 2041-2014），石油类浓度范围在 $20\text{mg/L} \sim 200\text{mg/L}$ ，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地下水的最大影响，石油类浓度取 1000mg/L ，则石油类泄漏源强为 1.78kg 。

(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：根据《塔克拉玛干沙漠水文地质特征的音频大地电磁测深

法勘查效果》(中国地质调查局水文地质工程地质技术方法研究所)论文中,塔克拉玛干沙漠中部地区含水层厚度 206.3m。

浅层含水层的平均有效孔隙度 n : 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),本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。

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》(HJ610-2016),潜水含水层岩性为细粉砂,渗透系数取 10.0m/d。水力坡度 I 为 0.15‰。因此地下水的渗透流速 $u=10 \times I/n=25\text{m/d} \times 0.15\text{‰}/0.28=0.005\text{m/d}$ 。

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。由此计算本项目区域含水层中的纵向弥散系数:

$$D_L = \alpha_L \times u = 10 \times 0.005/\text{d} = 0.05 \text{ (m}^2/\text{d)}$$

根据经验一般 $D_T/D_L=0.1$, D_T 取 0.005 (m²/d)

最终确定的各项参数见表 6-14。

表 6-14 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	206.3	0.005	0.28	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 6-15 和图 6-2。

表 6-15 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)			
	10d	100d	365d	1000d
石油类	3.3	10.4	18	28

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 10d 时,此时污染源下游 3.3m 范围内水质不满足地下水标准值;当泄漏事故连续发生 100d 时,此时污染源下游 10.4m 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 18m 范围内水质不满足地下水标准值;

当泄漏事故发生 1000d 时，此时污染源下游 28m 范围内水质不满足地下水标准值。

10d	100d
365d	1000d

图 6-2 集油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。

本次集油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。

6.3.4.4 井筒、管道腐蚀破裂对地下水的影响

项目所在地潜水层埋深较浅，潜水层上部为包气带，拟建项目管道敷设埋于地下 1m，位于包气带部位。包气带临近潜水面处是三相混合体系，极易产生腐蚀性物质，地下设施也易被腐蚀穿孔。一般金属管材在地下水中都存在着腐蚀破裂问题，其方式以联合腐蚀为主。主要腐蚀类型有：应力腐蚀、溶解氧浓差腐蚀、缝隙（垢下）腐蚀、选择性腐蚀、均匀腐蚀等，一般腐蚀以局部穿孔形式出现。当金属井管或技术套管腐蚀破裂后，地表浅层与地下深层直接连通，油水等可能通过腐蚀破裂处越流进入浅层地下水，在采油后期（运营 6 年~8 年后）有油层边水和底水产生时，会加速井筒的腐蚀速度，越流进入浅层地下水，造成地下水的污染。

拟建项目集输管道外防腐采取涂层保护方案，内防腐采取加注缓蚀剂的方法，增加管材的腐蚀余量。上述措施可以降低管道、设备的腐蚀程度。

另外，与浅层地下水接触的表层套管外有厚度达 73mm 的水泥环，即使套管发生腐蚀破裂，套管外水泥环也会暂时将油气封死在井筒内，给油水井的管理和维修工作人员足够的时间，去更换井筒或采取一系列的防护措施，尽可能的避免了油气窜层、污水泄漏污染地下水的情况发生。

6.3.5 废弃井影响分析

闭井期，对废弃井应拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。通过采取以上措施，废弃井基本不会对项目区地下水造成影响。

6.3.6 地下水环境保护措施与对策

6.3.6.1 建设项目污染防控对策

1) 源头控制措施

(1) 施工期地下水污染防治与保护措施

①从钻开表面黄土层起，直到钻开基岩 30m 以上，采用无毒无害的清水泥浆，避免钻井泥浆对浅层地下水的污染；

②以拟建项目中四级结构水平井为例，钻井导管、一开、二开分别钻至地表以下 60m、1499m、4902m，下入技术套管，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，二开及以上钻井阶段套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染，可有效减少对地下水环境的污染，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

③严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染；

④加强施工管理，发现问题及时解决。

(2) 运营期地下水污染防治与保护措施

①完井时油井的固井水泥返高至含水层以上，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

②井下作业过程中，井场铺设防渗膜，防止原油落地，作业废水全部拉运处理达标后回注地层。

③井场各类设施严格按照相关设计规范采取相应的防渗措施。

④油泥砂属危险废物，油泥砂全部拉运至顺北油田绿色环保站无害化处置，无外排。顺北油田绿色环保站的设计及建设要求满足《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）要求。

⑤加强对集油管线和油水井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

a) 一旦发生油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

b) 对破损管线、服役期满的管线要及时更换, 防止原油对管线浅层地下水的污染;

c) 对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查, 减少或杜绝油井跑冒滴漏, 以及原油泄漏事件的发生。

⑥回注水经过处理并达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 指标后方可注入目的层, 以减少水质对管线的腐蚀, 严禁采出水外排。

⑦严防各种事故的发生。

⑧在人员素质和管理水平提高上下功夫, 严格定期检查各种设备的制度, 积极培养工作人员的责任意识, 提高工作人员的技术水平。

⑨一旦发生事故, 立即启动应急预案和应急系统, 把对地下水会的影响降低到最小程度。

⑩严格执行环保文件的要求, 实施建设项目“三同时”制度, 杜绝将污水直接排放地表水中, 以防止入渗补给地下水的地下水受到污染。

(3) 闭井期地下水污染防治与保护措施

①闭井期拆除采油设备, 清除回收集油管线内残余的采出液, 彻底清理回收井场内的含油泥砂, 避免对浅层地下水造成污染。

②对废弃油井进行彻底的封井措施, 避免深部石油串层造成对地下水的污染。

③清管废水经集输流程进入五号联合站进行处理后用于注水开发, 不外排, 避免对地下水造成污染。

2) 分区防控措施

对拟建项目各单元进行分区防渗处理, 可有效防止污染物渗入地下, 并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。

根据项目区各生产功能单元可能泄漏至地面区域的污染物性质和生产单元的构筑方式, 将项目区划分为污染防治区和非污染防治区, 污染防治区包括重点污染防治区和一般污染防治区, 分区情况详见表 6-16、图 6-3。

(1) 重点污染防治区

是指位于地下或者半地下的生产功能单元, 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后, 不易及时发现和处理的区域或部位, 如施工期的泥浆罐、泥浆循环系统区域、油罐区; 运营期作业期间井口四周区域等。

(2) 一般污染防治区

是指对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后, 可及时发现和处理的区域或部位, 主要为重点污染防治区和非污染防治区以外的其他区域。

(3) 非污染防治区

指除污染防治区以外的基本不会对地下水环境造成污染的区域或部位,如施工期值班房、工具房、配电房等。

表 6-16 项目分区防渗方案一览表

污染防治区类别	防渗性能要求	污染防治区域	污染防治部位	措施
重点污染防治区	防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能	施工期: 井口区域、泥浆循环系统区域、柴油罐区; 运营期: 作业期间井口四周区域	地面	铺设 HDPE 防渗膜
一般污染防治区	防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能	施工期: 柴油机、发电机、钻井机设备处等	地面	撬装设备设置整体槽钢底座

图 6-3 钻井井场分区防渗示意图

6.3.6.2 地下水环境监测与管理

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《地下水环境监测技术规范》(HJ/T 164-2004)要求,结合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,充分利用已有的 3 口地下水监测井(3 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	监测点位	经度	纬度	监测项目	监测频率	监测层位
1	KFOSHB5-18H			地下水位、水质(氨氮、耗氧量、石油类、硫化物)	运营期每年监测 1 次	潜水
2	KFOSHB5-19H1					
3	SHB5-9CH					

6.3.6.3 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) 建立向生态环境行政主管部门报告制度。

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。

6.3.7 小结

1) 拟建项目为石油和天然气开采项目, 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井场周围 500m、管线两侧外扩 200m 范围内的区域。

2) 根据对输油管道泄漏对地下水的影响预测结果: 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 10d 时, 此时污染源下游 3.3m 范围内水质不满足地下水标准值; 当泄漏事故连续发生 100d 时, 此时污染源下游 10.4m 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 18m 范围内水质不满足地下水标准值; 当泄漏事故发生 1000d 时, 此时污染源下游 28m 范围内水质不满足地下水标准值。

3) 拟建项目对地下水有潜在影响, 生产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; 运营期加强巡井、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，拟建工程的施工建设、运营期及闭井期对地下水环境的影响较小。

6.4 声环境影响评价

6.4.1 声环境影响分析

6.4.1.1 施工期声环境影响分析

1) 源强及特点

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。施工期的主要噪声源及源强见工程分析。

2) 噪声评价标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011），详见表 6-18。

表 6-18 建筑施工场界环境噪声排放限值（单位：dB（A））

昼间	夜间
70	55

3) 施工噪声影响分析

（1）钻井期噪声影响分析

当声源的大小与预测距离相比小的多时，可以将此声源看作点源，声源噪声值随距离衰减的计算公式如下：

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）。

施工噪声源产生声压级噪声随距离衰减后的预测值见表 6-19。

表 6-19 钻井期主要施工机械在不同距离处的噪声值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值（dB（A））							噪声衰减至 70dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 55dB（A）时的距离（m）
名称	声压级（dB（A））	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
柴油发动机	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	48.0	32	178
钻机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	43.0	18	100

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值 (dB (A))							噪声衰减至 70dB (A) 时的距离 (m)	噪声衰减至 55dB (A) 时的距离 (m)
名称	声压级 (dB (A))	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
泥浆泵	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	43.0	18	100
机泵	80	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	30.5	28.0	3	18
仪表车	80	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	30.5	28.0	3	18
挖掘机	92	72.0	58.0	52.0	48.5	46.0	42.5	40.0	13	71
推土机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	43.0	18	100

由表 6-19 的噪声预测结果可以看出：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，钻井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))。经实地考察可知，拟建项目位于塔克拉玛干大沙漠，拟建工程周边均无居民区，应尽量选取低噪声设备，同时合理规划施工时段，尽可能降低施工噪声对周边环境的影响。

3) 施工期噪声影响减缓措施

综合上述分析，施工噪声会对周围声环境敏感目标造成一定程度影响，但这种影响持续不长，随着施工作业的结束，当地声环境质量将恢复至原有状况。

6.4.1.2 运营期声环境影响预测与评价

1) 主要噪声源分析

拟建项目为油田开发项目，各设备比较分散且大部分均独立运行，拟建项目正常运营过程中主要噪声源是采油井口装置，当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声，噪声源强约 65dB (A) ~100dB (A) 之间，具体见表 6-20。

表 6-20 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	井下作业 N2-2	通井机	100	/	100
2		机泵	80	/	80
3	井场设备 N2-1	井口注采一体装置	80	/	80
4	阀组站设备 N2-3	加药泵	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

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：

式中： L_{eqn} — n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB (A)；

L_{eqi} — i 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

当 $r < L_0/3$ 且 $r_0 < L_0/3$ 时

当 $L_0/3 < r < L_0$ 且 $L_0/3 < r_0 < L_0$ 时

② 空气吸收衰减量 A_{atm}

空气吸收引起的 A 声级衰减量按下式计算：

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 A_{gr} 声级衰减量按下式计算：

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 A_{gr} 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：

当屏障很长（作无限长处理时），则

双绕射计算按照下式：

在任何频带上，屏障衰减 A_{bar} 在单绕射（即薄屏障）情况，衰减最大取 20dB (A)；屏障衰减 A_{bar} 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 A_{misc}

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 GB/T 17247.2 行计算。

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

3) 预测点设定

拟建项目采油井场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：

(1) 选取 SHB5-5 井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

(2) 选取 7#阀组站厂界间隔 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 2 类区排放限值（昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)）。

5) 预测结果

(1) 井场正常运行时其噪声预测

拟建项目井场厂界及声环境敏感点噪声预测结果见表 6-21，典型井场及声环境敏感点噪声预测声级图见图 6-4。

表 6-21 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	47	45.1	49.16	45	45.1	48.06	达标

图 6-4 拟建油井运营期声级图

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) 2 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。

(2) 7#阀组站场运行时噪声预测

阀组站正常运营过程中主要噪声源是加药撬块中的 1 台加药泵，源强约 65dB (A)。拟扩建项目 7#阀组站场厂界及声环境敏感点噪声预测结果见表 6-22，阀组站声环境敏感点噪声预测声级图见图 6-5。

表 6-22 阀组站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	
7#阀组站厂界	46	39.9	47	44	39.9	45.4	达标

图 6-5 拟扩建 7#阀组运营期声级图

根据预测结果可知，昼间、夜间阀组站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 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。

(3) 井下作业时设备噪声预测

井下作业噪声类比采油四厂委托的例行监测数据。不同作业类型在不同距离下的噪声情况见表 6-23。

表 6-23 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50

由表 6-23 可知,小修作业主要噪声源为通井机,一般距离井口 72m~82m,噪声降低至 60dB (A);距离井口 140m~150m,噪声降低至 50dB (A)。大修作业主要噪声源为修井机,距离井口 87m~97m,噪声降低至 60dB(A);距离井口 160m~170m,噪声降低至 50dB (A)。

根据以上类比分析,拟建项目井下作业时井场厂界夜间噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的 2 类区标准,拟建项目井场周围 200m 范围内无声环境敏感目标,因此拟建项目在井下作业时对井场周边声环境敏感目标较小,且井下作业施工时间是短暂的,在井下作业结束后这种不利影响将消失。

6.4.1.3 闭井期噪声环境影响分析

油井进入闭井期时,噪声源主要源自井场拆卸设备,影响范围在声源周围 200m 范围内,且闭井期噪声的影响随着闭井完毕会消失,影响只是短暂的,对周边声环境影响较轻。

6.4.2 噪声防治措施

6.4.2.1 施工期、闭井期噪声防治措施

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 and 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。

6.4.2.2 运营期噪声防治措施

运营期井场噪声主要来自于采油井口装置、井下作业设备、阀组站加药泵等。运营期合理布局采油设备,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。尽量减少作业次数、合理安排施工时间,井下作业时柴油发电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。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。

6.4.3 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 2 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,不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。

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)2 类区排放限值要求,不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。运营期井下作业过程井场厂界达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2 类区排放限值要求。拟建项目井场周围 200m 范围内无声环境敏感目标,因此拟建项目在施工期、闭井期及运营期井下作业时对声环境影响较小。施工期和闭井期的施工,以及井下作业时间是短暂的,在施工作业结束后这种不利影响将消失。

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钻井固废、施工废料、生活垃圾。各类固废的性质及产生量见表 6-24。

表 6-24 项目施工期固废一览表

序号	名称	产生量 (t)	固废类别	处置方式	排放量 (t)
1	导管及一开钻井阶段产生的	27267.52t	一般固废	采用“泥浆不落地技术”合理化处置	0

序号	名称	产生量 (t)	固废类别	处置方式	排放量 (t)
	钻井固废				
2	二开及以后钻井阶段产生的钻井固废	48012.52t	危险废物 (HW08/071-001-08)	拉运至顺北油田绿色环保站无害化处置	0
3	施工废料	4.64t	一般固废	尽可能回收利用, 剩余废料由施工单位清运回收	0
4	生活垃圾	65.25t	一般固废	拉运至顺北油田绿色环保站合理化处置	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采出液及采出水处理过程以及井下作业过程中均会产生生油泥砂。运营期固废的性质及产生量见表 6-25。

表 6-25 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
油泥砂	25.02t/a	砂石、矿物油	拉运至顺北油田绿色环保站无害化处置, 无外排	0	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚	T, I

6.5.1.3 闭井期固体废物产生情况

闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备、油泥砂。废弃设备应集中清理收集, 大部分可外售或回收再利用, 不能回收再利用的外运至附近的垃圾处理场处理。油泥砂拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理。

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

拟建项目钻井采用“泥浆不落地”工艺, 在导管和一开钻井施工过程中, 使用膨润土-聚合物-水基废弃泥浆, 产生钻井固废属于一般固废。在钻井过程中产生的钻井固废集中置于储罐中, 待罐装满, 通过干化、压滤等设备处理, 处理后的泥饼应满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 标准, 可用于修路、铺垫井场。

拟建项目一般固废均采用可行的处理处置措施, 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。

6.5.2.2 危险废物

拟建项目在二开、三开钻井施工过程中，使用膨润土-聚合物-磺化水基废弃泥浆。在四开和五开钻井施工过程中，使用油基泥浆。拟建项目施工期二开及以下开次钻井阶段产生的钻井固废，根据《国家危险废物名录（2021 版）》（2021 年 1 月 1 日），“以矿物油为连续相配置钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物。在二开及以下开次钻井施工过程中，产生的废弃泥浆和岩屑均采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理进行分离，干化后的废弃泥浆和岩屑应由罐车拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理。

拟建项目运营期油泥砂依托顺北油田绿色环保站统一处理。顺北油田绿色环保站已按照《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。

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，油泥砂属于危险废物，全部拉运至顺北油田绿色环保站，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

拟建项目依托的顺北油田绿色环保站已严格按照《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) 的要求进行设计、建设，设置警示标志，并对地面进行了防渗处理，满足防雨、防晒、防风要求，建立台账及管理制度。贮存场所处位置地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度，贮存场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。因此拟建项目贮存场选址将是可行的。

(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情况见表 6-25，危废暂存场所基本情况见表 6-26。

表 6-26 拟建项目危废暂存场所基本情况

贮存场所名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	贮存方式	贮存能力	贮存周期	危险特性
顺北油田绿色环保站	油泥砂	HW08	071-001-08	绿色环保工作站内	随产生随治理	2 座 600m ³ 磺化泥浆接收池，1 座 1350m ³ 含油污泥贮	定期拉运，无明显周期	T, I

						存池，1 座 1350m ³ 受侵土壤 贮存池，		
--	--	--	--	--	--	--	--	--

拟建项目产生的危险废物拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理。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，含轻质油品极少，挥发性低，对环境空气影响较小；拟建项目贮存场对可能产生泄漏、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

拟建项目危险废物从产生环节运输到顺北油田绿色环保站距离较短；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；危险废物在运输过程中采用密闭运输；严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）相关要求。

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

目前西北油田分公司顺北油田绿色环保站正在建设，预计 2021 年 12 月投产，暂无实际处理量，拟建项目须在顺北油田绿色环保站建成投运后再投入运营。顺北油田绿色环保站危险废物处理规模 120t/d，拟建项目运营期危险废物产生量为 25.02t/a，依托可行。

因此，拟建项目危险废物处置具有可行性。

6.5.4 闭井期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中会产生少量油泥砂，应及时回收，防止对局部区域造成污染，以利于井场土地资源后续利用。回收后的油泥砂及时委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理，防止闭井期对周围环境造成新的影响。

综上所述，在采取各项措施后，拟建项目施工期、运营期、闭井期的各种固体废物均可得到妥善处置，对环境影响较小。

6.5.5 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

经过工程分析和项目所在地环境特征初步分析，拟建项目占地总面积 1851270m²，其中永久占地面积 97750m²，临时占地面积 1753520m²，拟建项目影响区域生态敏感性为一般区域。依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）中的等级划分原则和评价工作级别划分判据，确定本次生态环境评价等级为二级。详见表 6-27。

表 6-27 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≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 或长度 50km~100km	面积≤2km ² 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井场和阀组站外扩 2km，油气集输管线两侧各 0.2km 带状区域。

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、运营期和闭井期。

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井场占地和通井道路占地，占地面积 97750m²，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井场和集输管线施工占地，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，施工完成后对土地复垦，以改善景观、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) 井场工程对植被影响分析

井场工程对植被的影响主要为钻前工程的土地平整、钻机安置、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对荒漠植被的破坏。土地平整将清除井场内及井场扩建区域全部植被，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。

项目井场占地的植被以怪柳、梭梭、胡杨为主，植被盖度约 5%，工程占地将造成植物群落物种个体数量略有减少，植被生产力略有下降，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，井场建设对植被的影响在可接受范围内。施工结束采取在阀组站内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，井场工程对评价范围植被的影响在可接受范围内。

2) 通井道路工程对植被影响分析

管道沿线尽量避开植被盖度较高的区域，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，局段施工期短暂，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~4m 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井场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。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界 500m 以内，即施工过程可能对井场周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，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省重点保护陆生动物，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 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水力侵蚀，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。但施工过程中需对占地范围内的耕作层土壤进行表土剥离，单独堆放。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。同时对临时表土堆放场进行复垦。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、植被恢复和土地复垦。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。

6.6.3.6 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

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。

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 KF0SHB5-18H 井西北侧约 5.01km;沙雅县国家沙漠公园位于 SHB1-27H 井东北侧 3.03km;沙雅县沙化土地封禁保护区位于 SHB1-27H 井西北侧约 140m。由于现阶段生态红线还未最终确定,在新疆生态红线未确定前涉及位于生态红线内的单井、配套的管线及道路工程不得进行开工建设,在生态红线确定后,若拟建项目涉及新疆生态红线,届时必须全部禁止勘探开发及管网布设,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。

2) 生态环境影响分析

拟建项目不占用生态保护红线区范围,施工活动均在井场范围内,在红线区内无临时和永久设施占地,开挖弃土均随挖随填,物料集中堆放在指定地点。钻井废水 95%循环利用,5%的钻井废水拉运至五号联合站进行处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)后,用于油田注水开发,不外排。环评建议对泥浆不落地处置全过程的监管,应设置应急罐车及时将钻井废水拉运五号联合站合理化处置。

综上分析,施工期产生的钻井固废、施工废料等均收集后妥善处置,不外排环境,不会对红线区的土壤、植被环境产生影响,施工期各项污染物均妥善处置,拟建项目采取措施后对生态保护红线区的影响很小。

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

1) 修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响,但在修井作业过程中,若落地油回收不及时,可能洒落地面,影响植被生长。因此,修井过程中采用带罐作业,防止落地油产生。通过采取以上措施后,运营期修井作业不会对周围土壤和植被造成显著影响。

2) 管线运行对植被影响

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，主要是井场注采一体装置运行噪声和修井作业噪声可能对沙漠中爬行类野生动物产生影响。

1) 注采一体装置运行噪声影响

注采一体装置运行噪声，属低频稳态噪声，与钻井噪声相比明显下降，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) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为 80dB (A) ~ 100dB (A)，排放规律是间歇的。根据类比，小修作业一般距离井口 72m ~ 82m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 140m ~ 150m，噪声降低至 50dB (A)；大修作业一般距离井口 87m ~ 97m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 160m ~ 170m，噪声降低至 50dB (A)。修井机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB (A) 时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。拟建项目距离生态保护区较远，区域内野生动物多为常见的广布物种，且修井机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，拟建项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

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，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，油气开采很少在大面积范围内造成污染，影响主要是非正常工况下导致，如井下作业、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。

1) 修井过程对土壤影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，

若井下作业废液或油泥砂回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须要求带罐作业，废水全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏事故对土壤影响

运营期采用单井集油管线管输，正常情况下，不会导致沿线土壤污染。非正常（事故）状况下，如管线泄漏导致采出液泄漏、起火爆炸等，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，控制行车速度，及时发现问题，及时维修，避免事故的发生。

6.6.4.4 对特殊生态敏感区和重要生态敏感区的影响分析

运营期影响主要集中在井场内，很少大规模形成污染，运营期应加强井下作业过程的管理，文明作业，提高作业效率，减少作业次数。拟建项目运营期采出水、井下作业废液等均不外排，因此对特殊生态敏感区和重要生态敏感区基本无影响。

6.6.5 闭井期生态环境影响评价

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此。闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，管线经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

6.6.6 生态环境保护与恢复措施

6.6.6.1 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，特别是对坑塘水面及土壤的影响。

(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

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失,仅靠生物群落的自然演替是远远不够的。因此,施工结束后,要尽快开展植树种草工作,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) 合理安排施工进度及施工时间,尽量避开雨季施工,不能避免时,保证施工期排水通畅,减少项目造成的水土流失。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。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良,最终得到合理利用。

(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

井场区施工前剥离表土,集中堆放于井场区的施工场地内,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;井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,拟建工程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、尽量避开雨季施工,保证施工期间排水通畅,按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作,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。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。

8) 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、尽量避开雨季施工，保证施工期排水通畅，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，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 6-6。

图 6-6 施工期生态保护措施示意图

6.6.6.2 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) 在对井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。

3) 特殊生态敏感区和重要生态敏感区保护措施

(1) 加强油井维护，尽可能延长井下作业免修周期，并提高作业质量，降低作业频次。

(2) 制定相关规定和监管制度，禁止修井作业人员进入特殊生态敏感区和重要生态敏感区。

6.6.6.3 闭井期生态环境保护与恢复措施

1) 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012年3月7日)和《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)，油井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。环境条件适合的，应当对地表进行复垦或绿化。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》(Q/SH 0653-2015)要求进行处置，并采取以下生态保护措施：

(1) 井场处置措施

①拆除相关设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理，根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

②废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

④保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变；

(2) 废弃管线处置措施

①对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理；

②清管废水用罐车拉运至五号联合站进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

（3）生态保护措施

①废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

②及时回收拆除采油设备过程中产生的落地油。

③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

2) 生态恢复措施

根据项目占用土地类型和土地面积，对井场占地进行生态恢复。生态恢复的具体要求如下：

根据立地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

（1）土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中总石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量高于所在区域土壤背景值，应对所在区域土壤进行专门恢复措施。

（2）恢复措施

生态恢复可选择当地耐盐植物等，恢复可由建设单位出资，交由专业机构进行植被恢复。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.6.7 小结

综上所述，项目施工期、运营期、闭井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

拟建项目属于石油开采行业。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A 可知，项目行业类别为采矿业，土壤环境影响评价

项目类别为 I 类项目，详见表 6-28。

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

拟建项目永久占地面积为 9.775hm^2 ，占地规模为中型（ $5\text{hm}^2 \sim 50\text{hm}^2$ ）。

6.7.1.3 敏感程度

井场 1km 范围内均为荒漠，因此，判定项目周围土壤环境敏感程度为不敏感，敏感程度分级详见表 6-29。

表 6-29 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，占地规模为中型，周围土壤环境敏感程度为不敏感。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 6-30。

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
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，拟

建项目评价范围为井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内，管线评价范围为两侧外扩 0.2km，详见表 6-31。

表 6-31 现状调查范围

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

6.7.3 土壤环境敏感目标

拟建项目评价范围内无土壤环境敏感目标。

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、闭井期三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井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程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 6-32。

表 6-32 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	/	/	√	/
闭井期	/	/	√	/

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 6-33。

表 6-33 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	泥浆循环罐	泥浆循环罐破裂造成废弃泥浆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
	柴油罐	柴油罐破裂造成油类连续渗漏污染土壤环境					
运营期	集油管线	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
	井场	事故状态下，井下作业围堰破裂导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	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
闭井期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	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

1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、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大。

2) 土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料，开挖与回填对土壤养分的影响相当明显，即使实行分层堆放、分层回填措施，土壤表土的有机质也将下降 43%，黏

粒含量减少 60%~80%，磷下降 40%，钾下降 43%。但这种影响一般持续 2 年~3 年，随时间推移逐渐消失，土壤的肥力将逐渐恢复。

3) 土壤环境质量影响

(1) 钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生废弃泥浆，一开废弃泥浆主要含有重晶石、防塌剂、膨润土等，二开至四开废弃泥浆含有少量油类物质，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质，降低土壤肥力等，甚至可能会影响当地的地下水环境。因此施工时必须对固体废弃物进行统一回收和处置。

拟建项目产生的钻井废弃泥浆和岩屑一起被收集至钻机配套的循环系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分出固相则进固液分离设备、干化设备进一步固液分离，分离出的钻井废水由罐车拉运至五号联合站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排，分离出的钻井固废委托专业公司进行处理。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，避免新的有害材料的添加和增量，实现了对钻井废弃物的现场减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井固废不会对当地的土壤环境产生影响。

(2) 施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期的固体废物堆存及施工设备漏油等，造成污染物进入土壤环境。

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，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。正常情况下，施工中不应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。

采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

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

(1) 正常工况

正常工况下,井下作业过程等可视场所若发生渗漏,可立即采取措施,根据建设单位多年运行经验,井下作业落地油回收率可达100%。因此,只有地下埋设的集油管线等非可视部分发生小面积渗漏时,才可能有少量物料通过泄漏点逐渐入渗污染土壤。因此,正常工状况下一般不会有污染物渗漏。

(2) 非正常工况

在实际生产过程中,由于采取了压力检测与控制等措施,加之作业现场有人员巡视,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非正常工况,情景设定为集油管线开裂或腐蚀磨损等发生小孔泄漏,难以发现,导致采出液长期渗漏污染土壤。

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一非饱和土壤水中水分运动方程(Richards 方程),即

$$-S$$

式中: θ ——土壤体积含水率 ($\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$);

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。

式中: θ_r ——土壤残余含水率;

θ_s ——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

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, \quad L \leq z < 0$$

③边界条件

a) 第一类 Dirichelet 边界条件

连续点源: $c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z = 0$

$$\text{非连续点源} \quad c(z, t) = \begin{cases} c_0, & 0 < t \leq t_0 \\ 0, & t > t_0 \end{cases}$$

b) 第二类 Neumann 零梯度边界条件

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

(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, 土壤质地均以砂壤土为主。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 6-7 所示:

图 6-7 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壤土, 土壤水力参数见表 6-34, 土壤溶质运移参数见表 6-35。

表 6-34 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	饱和含水 率 θ_s	残余含水 率 θ_r	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 K_s (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 6-35 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 5-16；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

集油管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 E，设定拟建项目集油管线破裂泄漏孔径为 10mm，最大产液量第 15 年，单井日产液 82.6t/d，则 DN75 单井管线采出液速度为 0.21m/s，泄漏点隐蔽、泄漏量较少，短期内不易发现。采出液泄漏速率 Q 为：

$$Q=3.14 \times 0.005^2 \times 0.21\text{m/s} \times 3600\text{s/h} \times 24\text{h/d}=1.42\text{m}^3/\text{d};$$

石油类泄漏源强见表 6-36。

表 6-36 泄漏源强表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	管线泄漏采出液量 (m ³ /d)	单位时间渗漏通量 (cm/d)
集油管线破裂	石油类	1000	1.42	117.2

(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 117.2cm/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 6-8，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 6-9。

图 6-8 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

图 6-9 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 6-8 及图 6-9 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,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。

6.7.5.3 闭井期土壤环境影响分析

闭井期,采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油,若不及时回收,可能随雨水入渗污染土壤。拟建项目产生的被原油污染的土壤按照油泥砂处理,委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处置,同时对井场永久占地进行生态恢复工作。因此,闭井期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

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

(1) 废水

井场四周设置井界沟,防止井场内污水随地面径流进入外环境。

(2) 其他

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油污,因此,在机械维修时,应把产生的油污收集,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 6-37。

表 6-37 运营期土壤环境保护措施表

序号	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
1	源	采出液直接管输至五号联	井场	运营	加强管理及设备	对周围环

序号	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
	头控制措施	合站进行处理，不外排		期	检查及维修，保证五号联合站正常运行	境基本不造成污染
		井下作业废液依托顺北油田绿色环保站进行处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排	井场	运营期	加强管理级设备检查及维修，保证污水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		减少井下作业频次，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工进度	对周围环境基本不造成污染

3) 闭井期源头控制措施

(1) 加强管理，减少采油设备拆除过程污染物的跑冒滴漏。

(2) 管线清管废水由五号联合站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(3) 建设单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物，可能造成二次污染的，应当采取相应的防渗漏、污染物收集等防治措施，制定、实施土壤污染防治工作方案。土壤污染防治工作方案应当包括被拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的基本情况，残留污染物清理、安全处置以及应急措施，土壤污染防治技术要求和周边环境污染防治要求等内容。

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、非污染防治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) 井场工程区

①建议井场四周设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

②修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收污水、落地油等。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。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,落地油回收率可达100%。

针对以上措施的实施,实际运营中设专人管理,定期对设备检查及维修,跟踪废水、固废的去向,从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

(2) 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。

(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。

3) 闭井期过程控制措施

(1) 环评建议在采油设备拆除过程中,及时回收各类污染物。危险废物应拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理。

(2) 废弃井每年至少巡检1次,并记录巡检资料,防止发生油水串层及跑冒油,污染周围环境。

6.7.6.3 跟踪监测

对井场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6-38。

表 6-38 土壤环境跟踪监测计划

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
1	SHB5-5CH 井场内	在 0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 处分别取样,每个柱状监测点取 3 个样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	项目投产运行后 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

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
2	KF0SHB4-2H 井口中心厂界外 50m	表层样 0m~0.2m	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	项目投产运行后 1 次 /5a	36600-2018)

图 6-10 土壤保护措施布置图

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 6-39。

表 6-39 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	(9.775) hm ²				
	敏感目标信息	见表 6-34				
	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; 固废: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀); 废水: 石油类、SS、悬浮物等				
	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、蒽、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

1) 根据拟建项目内容和工程特点，拟建项目特征污染物为石油烃（C₁₀-C₄₀）。

2) 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），确定本次土壤环境影响评价等级为一级，评价范围为井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内，管线评价范围为两侧外扩 0.2km 范围内。

3) 土壤环境质量现状调查结果表明，拟建项目井场内及井场外的建设用地中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）中建设用地土壤污染风险筛选值和管控值中第二类用地的筛选值要求。说明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

4) 通过分析，拟建项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，污染物随时间推移不断下渗，因此，本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

5) 建设单位在严格落实环评提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下,项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度,项目建设是可行的。

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 拟建项目评价依据

6.8.2.1 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的生产设施。经调查,拟建项目风险源包括施工期柴油罐、运营期各类集输管线。

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采出和管输过程中的产品(原油、甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、硫化氢)、燃料(柴油)、火灾爆炸次生污染物(SO_2 、CO)。

拟建项目风险源包括施工期柴油罐、运营期各类集输管线,其中施工期柴油罐的危险物质为柴油,运营期各类集输管线的危险物质主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、硫化氢,施工期柴油罐、运营期各类集输管线发生火灾爆炸时会产生次生污染物 SO_2 、CO。

拟建项目风险单元包括 SHB4-1H 拉油流程~SHB4-2H 管线、6#集气阀组站~

SHB4-2H 管线、7#~8#阀组站管线、单井管线（1 区全部）、单井管线（2 区全部）、单井管线（3 区全部）和施工期的柴油储罐。

拟建项目危险物质的分布情况见表 6-40。

表 6-40 危险物质分布情况一览表

序号	单元名称	物质	CAS 号	长度 (km)	管径 (mm)	在线量 (t)
1	SHB4-1H ~ SHB4-2H 管线	原油	——	31.00	400	1023.46
2		甲烷	74-82-8	31.00	400	159.36
3		乙烷	74-84-0	31.00	400	6.36
4		丙烷	74-98-6	31.00	400	3.01
5		丁烷	106-97-8	31.00	400	3.78
6		硫化氢	7783-06-4	31.00	400	0.88
7	6#集气阀组站 ~ SHB4-2H 管线	原油	——	25.00	400	825.37
8		甲烷	74-82-8	25.00	400	128.52
9		乙烷	74-84-0	25.00	400	5.13
10		丙烷	74-98-6	25.00	400	2.42
11		丁烷	106-97-8	25.00	400	3.05
12		硫化氢	7783-06-4	25.00	400	0.71
13	7#~8# 阀组站管线	原油	——	3.50	350	88.47
14		甲烷	74-82-8	3.50	350	13.78
15		乙烷	74-84-0	3.50	350	0.55
16		丙烷	74-98-6	3.50	350	0.26
17		丁烷	106-97-8	3.50	350	0.33
18		硫化氢	7783-06-4	3.50	350	0.08
19	单井管线 (1 区全部)	原油	——	25.68	75	21.53
20		甲烷	74-82-8	25.68	75	3.35
21		乙烷	74-84-0	25.68	75	0.13
22		丙烷	74-98-6	25.68	75	0.06
23		丁烷	106-97-8	25.68	75	0.08
24		硫化氢	7783-06-4	25.68	75	0.02
25	单井管线 (2 区全部)	原油	——	34.01	75	28.52
26		甲烷	74-82-8	34.01	75	4.44
27		乙烷	74-84-0	34.01	75	0.18
28		丙烷	74-98-6	34.01	75	0.08
29		丁烷	106-97-8	34.01	75	0.11
30		硫化氢	7783-06-4	34.01	75	0.02
31	单井管线 (3 区全部)	原油	——	26.50	75	22.22
32		甲烷	74-82-8	26.50	75	3.46
33		乙烷	74-84-0	26.50	75	0.14
34		丙烷	74-98-6	26.50	75	0.07

序号	单元名称	物质	CAS 号	长度 (km)	管径 (mm)	在线量 (t)
35		丁烷	106-97-8	26.50	75	0.08
36		硫化氢	7783-06-4	26.50	75	0.02
37	柴油储罐	柴油	68334-30-5	——	——	32.8

2) 生产工艺特点

拟建项目属于石油和天然气开采，涉及危险物质的使用和临时贮存，主要包括钻井过程中使用燃料（柴油）为钻井设备提供动力，石油天然气开采过程将原油及其伴生气（甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、硫化氢）开采出来单井不加热密闭集输后，通过管道密闭输送下游站场，正常工况下无危险物质泄漏。

6.8.2.2 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、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。

6.8.2.3 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：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——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 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

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 6-41。

表 6-41 拟建项目 Q 值确定表

序号	单元名称	物质	CAS 号	最大存在总量 (t)	临界量 (t)	Q	ΣQ
1	SHB4-1H 拉油流程 ~ SHB4-2H 管线	原油	——	1023.46	2500.00	0.41	18.01
2		甲烷	74-82-8	159.36	10.00	15.94	
3		乙烷	74-84-0	6.36	10.00	0.64	
4		丙烷	74-98-6	3.01	10.00	0.30	
5		丁烷	106-97-8	3.78	10.00	0.38	
6		硫化氢	7783-06-4	0.88	2.50	0.35	
7	6#集气阀组站 ~ SHB4-2H 管线	原油	——	825.37	2500.00	0.33	14.53
8		甲烷	74-82-8	128.52	10.00	12.85	
9		乙烷	74-84-0	5.13	10.00	0.51	
10		丙烷	74-98-6	2.42	10.00	0.24	
11		丁烷	106-97-8	3.05	10.00	0.31	
12		硫化氢	7783-06-4	0.71	2.50	0.28	
13	7#~8# 阀组站管线	原油	——	88.47	2500.00	0.04	1.56
14		甲烷	74-82-8	13.78	10.00	1.38	
15		乙烷	74-84-0	0.55	10.00	0.06	
16		丙烷	74-98-6	0.26	10.00	0.03	
17		丁烷	106-97-8	0.33	10.00	0.03	
18		硫化氢	7783-06-4	0.08	2.50	0.03	
19	单井管线 (1 区全部)	原油	——	21.53	2500.00	0.01	0.38
20		甲烷	74-82-8	3.35	10.00	0.34	
21		乙烷	74-84-0	0.13	10.00	0.01	
22		丙烷	74-98-6	0.06	10.00	0.01	
23		丁烷	106-97-8	0.08	10.00	0.01	
24		硫化氢	7783-06-4	0.02	2.50	0.01	
25	单井管线 (2 区全部)	原油	——	28.52	2500.00	0.01	0.50
26		甲烷	74-82-8	4.44	10.00	0.44	
27		乙烷	74-84-0	0.18	10.00	0.02	
28		丙烷	74-98-6	0.08	10.00	0.01	
29		丁烷	106-97-8	0.11	10.00	0.01	
30		硫化氢	7783-06-4	0.02	2.50	0.01	
31	单井管线	原油	——	22.22	2500.00	0.01	0.39

32	(3 区全部)	甲烷	74-82-8	3.46	10.00	0.35	
33		乙烷	74-84-0	0.14	10.00	0.01	
34		丙烷	74-98-6	0.07	10.00	0.01	
35		丁烷	106-97-8	0.08	10.00	0.01	
36		硫化氢	7783-06-4	0.02	2.50	0.01	
37	柴油储罐	柴油	68334-30-5	32.8	25.00	1.31	1.31

从表 6-41 可以看出, 拟建项目危险物质数量与临界量比值 ΣQ 的最大值为 SHB4-1H 拉油流程~SHB4-2H 管线的 18.01, 在 $10 \leq Q < 100$ 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) $10 < M \leq 20$; 3) $5 < M \leq 10$; 4) $M = 5$, 分别以 M1、M2、M3、M4 表示。拟建项目为石油天然气开采和油气管线, 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 6-42 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 6-42 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
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

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其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 6-43。

表 6-43 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 6.8.2.2 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 6.8.2.2 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 6.8.2.2 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 6-44 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 6-44 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。				

6.8.2.4 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 6-45 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 6-45 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

6.8.2.5 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，评价范围为建设项目边界外 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见 6.3.1.2 节。

6.8.3 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 6-46。

表 6-46 建设项目环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
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

6.8.4 环境风险识别

6.8.4.1 正常工况物质危险性识别

拟建项目正常工况下的危险物质有柴油、原油、甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、硫化氢，主要分布在施工期柴油储罐、运营期油井、单井管线、集输管线内。拟建项目的危险物质危害特性和分布情况详见表 6-47。危险物质的理化性质及安全技术情况详见表 6-48～表 6-55。

表 6-47 正常工况项目危险物质危害特性和分布情况一览表

时段	危险物质	危害特性	分布情况
施工期	柴油	可燃液体	柴油储罐
运营期	原油	易燃液体	油井 单井管线 集输管线
	甲烷	易燃气体	
	乙烷	易燃气体	
	丙烷	易燃气体	
	丁烷	易燃气体	
	硫化氢	易燃气体、毒性气体	

表 6-48 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。	

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	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	
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易挥发性：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 6-49 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，那么让气瓶完全燃尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。	

表 6-50 乙烷理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名：乙烷				危险货物编号：21009	
	英文名 ethane				UN 编号：1035	
	分子式：C ₂ H ₆		分子量：30.07		CAS 号：74-84-0	
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。				
	熔点（℃）	-183.3	相对密度（水=1）	0.45	相对密度（空气=1）	1.04
	沸点（℃）	-88.6	饱和蒸气压（kPa）		53.22/ -99.7℃	
	溶解性	不溶于水，微溶于乙醇、丙酮，溶于苯。				
毒性及健康危害	侵入途径	吸入。				
	毒性	LD ₅₀ ： LC ₅₀ ：				
	健康危害	高浓度时有单纯性窒息作用。空气中浓度大于 6%时，出现眩晕、轻度恶心、麻醉等症状；达 40%以上时，可引起惊厥，甚至窒息死亡。				
	急救方法	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。				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	燃烧分解物		一氧化碳、二氧化碳。	
	闪点（℃）	-50	爆炸上限（v%）		13.0	
	引燃温度（℃）	515	爆炸下限（v%）		2.9	
	危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。				
	储运条件与泄漏处理	储运条件： 储存于阴凉、通风良好的专用库房内，放置钢瓶时防止撞击；远离火种、热源；与氧化剂和抵触性气体隔离储运。 泄漏处理： 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，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，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。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。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。				
	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、干粉。				

表 6-51 丙烷理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名	丙烷		CAS	74-98-6
	分子式	C ₃ H ₈		危险货物编号	21011
	分子量	44.10		UN 编号	1978
理化性质	外观与性状	无色气体，纯品无臭。			
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚。			
	熔点（℃）	-187.6	燃烧热 (kJ/mol)	2217.8	
	沸点（℃）	-42.1	饱和蒸汽压 (kPa)	53.32（-55.6℃）	
	相对密度（水=1）	0.58（-44.5℃）	临界温度（℃）	96.8	

	相对密度（空气=1）	1. 56	临界压力（MPa）	4. 25			
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	危险特性	易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。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。			
	建规火险分级	甲					
	闪点（℃）	-104					
	自燃温度（℃）	450					
	爆炸下限%（V/V）	2. 1	燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳。			
	爆炸上限%（V/V）	9. 5	灭火方法	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。			
	稳定性		禁忌物	强氧化剂、卤素。			
	聚合危害		避免接触的条件				
包装与储运	危险性类别	第 2. 1 类易燃气体		危险货物包装标志		包装类别	052
	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、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。						
毒性与健康危害性	接触极限	中国 MAC：未制定标准					
	毒性	LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料					
	健康危害	本品有单纯性窒息及麻醉作用。人短暂接触 1%丙烷，不引起症状；10%以下的浓度，只引起轻度头晕；接触高浓度时可出现麻醉状态、意识丧失；极高浓度时可致窒息。					
	侵入途径						

表 6-52 正丁烷理化性质及安全技术情况一览表

1. 化学品及企业标识			ChemicalProductandCompanyIdentification		
化学品中文名	正丁烷		化学品英文名	n-butane	
危险货物编号	21012				
2. 成分/组成信息			Composition/InformationonIngredients		
主要有害物成份		分子式	分子量	含量（%）	CASNo.
正丁烷		C4H10	58.12		106-97-8
3. 危险性概述			HazardsSummarizing		
危险性类别		第 2.1 类易燃气体			
侵入途径		吸入、经皮吸收			
健康危害		高浓度有窒息和麻醉作用。急性中毒：主要症状有头晕、头痛、嗜睡和酒醉状态、严重者可昏迷。慢性影响：接触以丁烷为主的工人有头晕、头痛、睡眠不佳、疲倦等。			
燃爆危险		本品易燃，具窒息性。			

4. 急救措施		First-aidMeasures	
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。		
5. 消防措施		Fire-fightingMeasures	
危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。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。		
有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。		
灭火方法	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		
灭火注意事项及措施	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
6. 泄漏应急处理		AccidentalReleaseMeasures	
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，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，穿防静电工作服。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，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
7. 操作处置与储存		Handlingandstorage	
操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。		
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不超过 30℃，相对湿度不超过 80%。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。		
8. 接触控制/个体防护		ExposureControls/PersonalProtection	
职业性接触毒物危害程度分级		中国 MAC（mg/m ³ ）	未制定标准
TLVTN		ACGIH 800ppm, 1900mg/m ³	TLVWN 未制定标准
工程控制	生产过程密闭，全面通风		
呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。		
眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。		
身体防护	穿防静电工作服。		
手防护	戴一般作业防护手套。		
其它防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。		
9. 理化特性		PhysicalandChemicalProperties	
产品外观与性状	无色气体，有轻微的不愉快气味		

熔点（℃）	-138.4	沸点（℃）	-0.5	相对密度（水=1）	0.58
闪点（℃）	-60	饱和蒸汽压	106.39（0℃）	相对蒸汽密度（空气=1）	2.05
燃烧热（kJ/mol）	2653	临界压力（MPa）	3.79	辛醇/水分配系数	无资料
爆炸上限%（V/V）:	8.5	爆炸下限%（V/V）:	1.5	引燃温度（℃）	287
溶解性	溶于水、醇、丙酮、氯仿。				
主要用途	用于有机合成和乙烯制造，仪器校正，也用作燃料等。				
10. 稳定性和反应性		StabilityandReactivity			
稳定性	稳定		聚合危害	不聚合	
禁配物	强氧化剂、卤素		避免接触条件		
11. 生态学资料		EcologicalInformation			
其它有害作用	该物质对环境可能有危害，对鱼类和水体要给予特别注意。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染，陆地上不易迁移，生物降解和化学降解资料缺乏。				
12. 毒理学资料		ToxicologicalInformation			
急性毒性	LD50	无资料	LC50	658000ppm，4 小时（大鼠吸入）	
13. 废弃处置		Fire-fightingMeasures			
废弃处置方法	处置前应参阅国家和地方有关法规。建议用焚烧法处置。				

表 6-53 异丁烷理化性质及安全技术情况一览表

1. 化学品及企业标识			ChemicalProductandCompanyIdentification		
化学品中文名	异丁烷；2-甲基丙烷		化学品英文名	2-methylpropane	
危险货物编号	21012				
2. 成分/组成信息			Composition/InformationonIngredients		
主要有害物成份		分子式	分子量	含量（%）	CASNo.
异丁烷		C4H10	58.12		75-28-5
3. 危险性概述			HazardsSummarizing		
危险性类别	第 2.1 类易燃气体				
侵入途径	吸入、经皮吸收				
健康危害	高浓度有窒息和麻醉作用。急性中毒：主要症状有头晕、头痛、嗜睡和酒醉状态、严重者可昏迷。慢性影响：接触以丁烷为主的工人有头晕、头痛、睡眠不佳、疲倦等。				
环境危害					
燃爆危险	本品易燃。				
4. 急救措施			First-aidMeasures		
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。				
5. 消防措施			Fire-fightingMeasures		

危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。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。				
有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。				
灭火方法	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。				
灭火注意事项及措施	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。				
6. 泄漏应急处理		Accidental Release Measures			
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，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，穿防静电工作服。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，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。				
7. 操作处置与储存		Handling and storage			
操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。				
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不超过 30℃，相对湿度不超过 80%。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。				
8. 接触控制/个体防护		Exposure Controls/Personal Protection			
职业性接触毒物危害程度分级			中国 MAC（mg/m ³ ）		未制定标准
TLVTN		未制定标准		TLVWN	未制定标准
工程控制	生产过程密闭，全面通风				
呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。				
眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。				
身体防护	穿防静电工作服。				
手防护	戴一般作业防护手套。				
其它防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。				
9. 理化特性		Physical and Chemical Properties			
产品外观与性状	无色、稍有气味的气体。				
熔点（℃）	-159.6	沸点（℃）	-11.8	相对密度（水=1）	0.56

表 6-54 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、高热可引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，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，对粘膜有强烈刺激作用。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、限制性空间或其它高浓度区作业，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 6-55 柴油理化性质及安全技术情况一览表

标识	中文名	柴油		CAS	无资料
	危险货物编号	无资料		UN 编号	无资料
理化性质	外观与性状	稍有粘性的棕色液体。			
	主要成分	含 10 到 22 个碳原子的链烷、环烷或芳烃。			
	熔点（℃）	-18	燃烧热 （kJ/mol）	无资料	
	沸点（℃）	282～338	饱和蒸汽压 （kPa）	无资料	
	相对密度（水=1）	0.87～0.90	临界温度（℃）	无资料	
	相对密度（空气=1）	无资料	临界压力（MPa）	无资料	
燃烧爆炸危险性	闪点（℃）	38	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	引燃温度（℃）	257			
	爆炸下限%（V/V）	无资料			
	爆炸上限%（V/V）	无资料	燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳。	
	禁忌物	强氧化剂、卤素。	灭火方法	泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。	
包装与储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。				
毒性与健康危害性	接触极限	未制定标准			
	健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。			
急救	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂和大量清水清洗污染皮肤。			
	眼睛接触	立即翻开上下眼睑，用流动清水冲洗，至少 15 分钟。就医。			
	吸入	脱离现场。脱去污染的衣着，至空气新鲜处，就医。防治吸入性肺炎。			

6.8.4.2 事故状况物质危险性识别

拟建项目在发生泄漏、火灾、爆炸的事故时，除正常工况下的危险物质泄漏外，燃烧产生的次生污染物中的危险物质二氧化硫和 CO，主要分布在事故发生地点。拟建项目的危险物质危害特性和分布情况详见表 6-56。危险物质的理化性质及安全技术情况详见表 6-57、表 6-58。

表 6-56 事故状态项目危险物质危害特性和分布情况一览表

危险物质	危害特性	分布情况
二氧化硫	有毒气体	事故发生地点
一氧化碳	易燃气体、有毒气体	

表 6-57 二氧化硫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:	第 2.3 项: 毒性气体第 8 类: 腐蚀性物质	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。
------	---

表 6-58 一氧化碳理化性质及安全技术情况一览表

中文名称		一氧化碳		英文名称		carbonmonoxide; fluegas		
外观与气味		无色无味气体。						
熔点 (℃)		-205	沸点 (℃)	-191.5	闪点 (℃)	<-50	引燃温度 (℃)	610
相对密度		水=1	0.79	毒性危害	级别	II		
		空气=1	0.97		危害程度	高度危害		
爆炸极限 (V%)		12.5—74.2		溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯、等多数有机溶剂。			
工作场所空气中容 许浓度（mg/m ³ ）		MAC	20[高原海拔 2000 米 -3000 米]，15[高原 海拔 >3000 米]		PC- TWA	20[非 高原]	PC- STEL	30[非高 原]
毒物侵入途径		吸入						
物质危险性类 别		第 2.3 项：毒性气体 第 8 类：腐蚀性物质		火灾危险类别		乙		
爆炸物质级别及 组别		级别				组别		
危险货物编号		21005	UN 编号	1016		CASNo.	630-08-0	
包装 类 别	II 类包 装	包装标 志	易燃气体； 有 毒气体	包装方 法	钢质气瓶。			
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。							
消防 措施	灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。 灭火注意事项及措施：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空 旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。							
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剧烈头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，轻度至中度意识障碍但无昏迷，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，意识障碍表现为浅至中度昏迷，但经抢救后恢复且无明显并发症，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者出现深度昏迷或去大脑强直状态、休克、脑水肿、肺水肿、严重心肌损害、锥体系或锥体外系损害、呼吸衰竭等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患意识障碍恢复后，约经 2~60 天的“假愈期”，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。							

泄漏 紧急 处理	消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。尽可能切断泄漏源。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。
运输 注意 事项	采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品、等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
储存 注意 事项	储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、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。

6.8.4.3 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 6-41，根据表 6-41，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) 钻井过程中钻遇油气层，若发生井喷泄漏事故，原油落到地面会污染土壤和地下水环境，油气泄漏遇明火可能会发生火灾、爆炸事故，影响大气环境。

2) 油气管道、柴油储罐可能因土壤腐蚀、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、柴油储罐泄漏或断裂，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。

3) 采油井井筒发生破裂时，原油可能对周围地下水环境造成影响。

4) 阀组站阀门、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。

由于建设采用严格井控措施，钻井过程发生井喷的概率很低；固井过程中水泥浆返回地面，井筒破裂的可能性很小；油气管道泄漏的原因有土壤腐蚀、杂散电流腐蚀、材料缺陷和焊口缺陷、自然灾害、第三方破坏，可能性相对较大，因此本次评价以油气管道泄漏为重点进行评价。

根据表 6-41，拟建项目 SHB4-1H 拉油流程～SHB4-2H 管线 Q 值最大，因此，本次评价将 SHB4-1H 拉油流程～SHB4-2H 管线作为重点风险源。

6.8.4.4 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柴油、原油、甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、硫化氢和柴油，主要事故类型有泄漏、火灾和爆炸，重点风险源为 SHB4-1H 拉油流程～SHB4-2H 管线。

拟建项目危险单位的分布情况见图 6-11，建设项目环境风险识别结果详见表 6-59。

注：不包含单井管线和施工期柴油罐。

图 6-11 危险物质及环境敏感目标分布图

表 6-59 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	SHB4-1H 拉油流程～SHB4-2H 管线	集输管线	原油 甲烷 乙烷 丙烷 丁烷 硫化氢	泄漏 火灾 爆炸	大气 土壤 地下水	——
2	6#集气阀组站～SHB4-2H 管线	集输管线				——
3	7#～8#阀组站管线	集输管线				——
4	单井管线（1 区全部）	单井管线				——
5	单井管线（2 区全部）	单井管线				——
6	单井管线（3 区全部）	单井管线				——
7	柴油储罐	柴油储罐	柴油			——

6.8.5 环境风险评价

6.8.5.1 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井喷、油气管道和柴油储罐泄漏、火灾和爆炸。

1) 井喷事故

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，井喷失控会导致含 H_2S 释放，可能造成人身伤害，井喷事故点火后会产生热辐射、爆炸冲击波以及 H_2S 燃烧产生的 SO_2 排放。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、农业用地和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

2) 油气管线、柴油储罐泄漏事故

油气管线、柴油储罐泄漏事故发生时，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中毒。

油气管线、柴油储罐泄漏后，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。

6.8.5.2 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，以地下河的形式为主，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。

6.8.5.3 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井漏、管线泄漏。

1) 井漏事故

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较短。

拟建项目导管、一开钻井泥浆主要成分为膨润土-聚合物-水基废弃泥浆等，不含有毒有害物质，且水泥浆返排至地面，因此拟建项目导管、一开钻井过程对地下水影响不大。二开施工时，表层套管已完成固井，且二开固井水泥浆返排直面，因此钻井泥浆不会在套管范围内漏失。漏失可能发生在四开范围内，井深在4000m以上，该层地下水埋深较深，不具备使用功能。

施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加封堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。

2) 管线泄漏

原油泄漏事故发生时，建设单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，原油泄漏后对地下水的影响预测内容见地下水预测章节，根据对输油管道泄漏对地下水的影响预测结果：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10d时，此时污染源下游9.6m范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生100d时，此时污染源下游27.7m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52.2m范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故发生1000d时，此时污染源下游88.7m范围内水质不满足地下水标准值。

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田绿色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。

6.8.5.4 生态环境影响分析

1) 对土壤的污染和影响

(1) 井喷事故影响

井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在食物中积累，影响食物的品质，并通过食物链，危害人类健康。一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

(2) 管线泄漏影响

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。

2) 对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的自然植被上，使植物受到一定程度的污染；若喷出的原油遇到明火而燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的动植物受到灼伤。

当天然气井喷发生时，若喷出的天然气遇到明火而燃烧、爆炸，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的动植物点燃或灼伤。

由于拟建项目位于沙漠地带，周围植被很少，因此井喷对植被的影响较小。

6.8.6 环境风险防范措施及应急要求

6.8.6.1 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。

2) 钻井过程风险防范措施

(1) 钻进中遇有钻时突然加快、蹩跳、放空、悬重增加、泵压下降等现象，应立即停钻观察并提出方钻杆，根据实际情况采取相应措施。

(2) 钻进中应有专人观察记录泥浆出口管，发现泥浆液面升高、油气浸严重、泥浆密度降低、黏度升高等情况时，应停止钻进，及时汇报，采取相应措施。

(3) 起钻过程中，若遇拔活塞，灌不进泥浆，应立即停止起钻，接方钻杆灌泥浆或下钻到底，调整泥浆性能，达到不涌不漏，进出口平衡再起钻。

(4) 下钻要控制速度，防止压力激动造成井漏。必须分段循环，防止后效诱喷；下钻到底先顶通水眼，形成循环再提高排量，以防蹩漏地层中断循环，失去平衡，造成井喷。

(5) 钻开油气层前，按设计储备足够的泥浆和一定量的加重材料、处理剂。

(6) 钻开油气层起钻，控制起钻速度，不得用高速，全井用低速起钻，起完钻立即下钻，尽量缩短空井时间。

(7) 完井后或中途电测起钻前，应调整泥浆，充分循环达到进出口平衡，钻头起到套管鞋位置应停止起钻，进行观察，若发现有溢流应下钻到底加重，达到密度合适均匀、性能稳定、溢流停止，方可起钻。

(8) 完井电测时要有专人观察井口，每测一趟灌满一次泥浆，发现溢流，停止电测作业，起出电缆或将电缆剁断，强行下钻，若电测时间过长，及时下钻通井。

(9) 修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

(10) 在进行钻井作业时，应严格执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T 5087-2017) 的规定，采取预防措施，防止和减轻 H_2S 溢出的危害。

(11) 地质设计中应注明含 H_2S 地层、压力及其深度和预计 H_2S 和二氧化碳的含量等参数。

3) 井喷事故风险防范措施

(1) 钻进中遇有钻时突然加快、蹩跳、放空、悬重增加、泵压下降等现象，应立即停钻观察并提出方钻杆，根据实际情况采取相应措施。

(2) 钻进中应有专人观察记录泥浆出口管，发现泥浆液面升高、油气浸严

重、泥浆密度降低、黏度升高等情况时，应停止钻进，及时汇报，采取相应措施。

(3) 起钻过程中，若遇拔活塞，灌不进泥浆，应立即停止起钻，接方钻杆灌泥浆或下钻到底，调整泥浆性能，达到不涌不漏，进出口平衡再起钻。

(4) 下钻要控制速度，防止压力激动造成井漏。必须分段循环，防止后效诱喷；下钻到底先顶通水眼，形成循环再提高排量，以防蹩漏地层中断循环，失去平衡，造成井喷。

(5) 钻开油气层前，按设计储备足够的泥浆和一定量的加重材料、处理剂。

(6) 钻开油气层起钻，控制起钻速度，不得用高速，全井用低速起钻，起完钻立即下钻，尽量缩短空井时间。

(7) 完井后或中途电测起钻前，应调整泥浆，充分循环达到进出口平衡，钻头起到套管鞋位置应停止起钻，进行观察，若发现有溢流应下钻到底加重，达到密度合适均匀、性能稳定、溢流停止，方可起钻。

(8) 完井电测时要有专人观察井口，每测一趟灌满一次泥浆，发现溢流，停止电测作业，起出电缆或将电缆剁断，强行下钻，若电测时间过长，及时下钻通井。

(9) 发生伴生气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。含 H_2S 伴生气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 H_2S 浓度，可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。

(10) 根据中国石化安[2006]707 号文件要求在发生井喷失控（当封井器关闭后，井口仍有油气喷出）时起，平台经理 5min 内下令实施点火；井喷发生泄漏事故 30min 内紧急撤离距气井 500m 范围内的居民。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 SO_2 浓度。必要时可向燃烧口周边喷洒水来降低废气中 SO_2 浓度。

(11) 针对具体的每口井制定井喷应急预案，包括针对 H_2S 井喷和放喷点火的具体详细程序和设备规范，并对相关人员进行井喷应急预案培训。

4) 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。

(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。

5) 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。

6.8.6.2 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6-12。

《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 6-12 应急预案体系图

6.8.6.3 应急处置措施

拟建项目应急预案应急处置措施如下。

1) 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出甲烷、二氧化氮报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有害气体浓度,根据现场风向,协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员;

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时,现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸,应立即阻断引火源,并组织灭火;

②确定警戒范围,撤离无关人员。

2) 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、二氧化氮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。

3) 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。

4) 井喷失控

(1) 伴有甲烷、二氧化氮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监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

6.8.6.4 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 6-60～表 6-60。

表 6-60 井喷应急物资与装备资统计表

序号	物资名称	存放地点	型号	数量 (t)
1	压井液	SHB1-1H 应急库	1.23	131.2

表 6-61 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 6-62 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 6-63 环保应急物资与装备资统计表

序号	名称	铁锹 (把)	正压式空气呼吸器 (套)	编织袋 (条)	干粉灭火器 (具)	二氧化碳灭火器 (具)
1	SHB1-1H 应急库	4	2	20	6	5

6.8.6.5 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 6-64。

表 6-64 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	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

险事故	水环境	地下水	石油类		
	土壤环境	受污染土壤	石油烃类		

6.8.6.6 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。

6.8.7 小结

6.8.7.1 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、甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、硫化氢和柴油等，主要分布在油井、管线、相应储罐内，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 SO₂。

6.8.7.2 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 10d 时，此时污染源下游 9.6m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 100d 时，此时污染源下游 27.7m 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 52.2m 范围内水质不满足地下水标准值；当泄漏事故发生 1000d 时，此时污染源下游 88.7m 范围内水质不满足地下水标准值。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田绿色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。

6.8.7.3 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。

6.8.7.4 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，有利于扩散，	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	同时废气污染源具有间歇性和流动性，施工周期短	/	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钻井废水、试油废水、作业废液、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		
钻井废水	1416.7	收集后拉运至五号联合站	采用“压力沉降+加碱除硫+缓冲沉降+过滤”工艺处理，处理后水质满足《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	处理达标后回注地层用于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水	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	可行
试油废水	1848.56					
试压废水	389.36	沉淀后用于洒水降尘，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		可行
施工作业	930	收集后拉运至顺北油田绿色	采用“预处理+破胶沉降混凝+过	处理达标后回注地层用		可行

废液		环保站	滤”工艺处理，处理后水质满足《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	于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水	用于油田注水开发，不外排	
生活污水	5220	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钻机、柴油发动机等。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，钻井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 and 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钻井固废、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		
导管和一开钻井阶段固废	27267.52	采用泥浆不落地技术合理化处置	钻井固废减量化、资源化、更为环保	技术成熟，投资较少	废物资源化利用，零排放	可行
二开及以下钻井阶段固废	48012.52	拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处置	采用“筛分破碎+一次反应+二次反应+固液分离+水处理”技术和“预处理系统+上料系统+热相分离系统+喷淋冷凝系统+油水分离系统”技术	处理费用合理，企业可以承担	无害化处置，零外排	可行
施工废料	4.64	施工废料尽量回收利用，剩余废料由施工单位清运回收	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	65.25	施工场地临设垃圾桶内，由施工单位交由顺北油田绿色环保站统一处理	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 8m 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。

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无组织挥发烃类废气(主要污染物为非甲烷总烃和硫化氢)，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	1.01	井口密封，密闭集输	井口密封可有效抑制井口烃类、H ₂ S 气体的挥发；目前在油田应用广泛	/	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
H ₂ S 无组织挥发	0.03	井口密封，密闭集输		/	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)表 1 (0.06mg/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

运营期废水包括采出水、井下作业废液，拟采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7-5。

表 7-5 运营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 /a)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井下作业废液	930	依托绿色环保站和五号联合站，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	绿色环保站工艺为“预处理+破胶沉降+过滤”，五号联合站工艺为“压力沉降+加碱除硫+缓冲沉降+过滤”处理后水质满足《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	处理达标后回注地层用于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水	再利用，不外排	可行
采出水	21.36×10 ⁴					

经分析，针对运营期废水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

由于井区噪声源分布分散，针对拟建项目噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。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) 加强对抽油机等设备的维护、减少作业次数。

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

运营期产生固体废物主要为油泥砂。运营期拟采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7-6。

表 7-6 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		
油泥砂	25.02t/a	拉运至绿色环保站进行无害化处理	采用“预处理系统+上料系统+热相分离系统+喷淋冷凝系统+油水分离系统”，技术可行	处理费用合理，企业可以承担	全部拉运作无害化处置，不外排	可行

7.2.5 生态保护与补偿措施

油田生产运营期生态环境影响主要为非正常工况下产生的污染物对土壤的污染，及时处理突发环境事件以及从源头控制风险事故的发生，是减少生产运营期生态环境影响的主要措施。另外，在生产运营期，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) 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田绿色环保站无害化处置。

7.3 闭井期环境保护措施论证

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集；集油管线清洗后（分段清洗，清管废水进五号联合站，处理达标后回注用于油田开发），或经分段封堵后埋于地下、或回收再利用；废弃建筑残

渣外运至指定填埋场填埋处理；

2) 拟建项目油井废弃时，井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检 1 次，并进行记录，防止发生油水串层及跑冒油，污染地下水资源；

3) 选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类通过播撒草种等手段进行恢复。

7.4 环保措施汇总

拟建项目环保措施汇总见表 7-7。

表 7-7 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	井口加强密封，加强日常管理
		闭井期	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
2	废水	施工期	1) 作业废液由罐车收集拉运至顺北油田绿色环保站，处理达标后回用于油田注水开发，不外排； 2) 钻井废水、探井试油废水拉运至五号联合站，处理达标后回注，不外排； 3) 试压废水沉淀后用于洒水降尘，不外排； 3) 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	1) 井下作业废液依托顺北油田绿色环保站，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排； 2) 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注地层，用于油田注水开发，无外排
		闭井期	清管废水收集后拉运至五号联合站达到《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
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) 加强对抽油机等设备的维护、减少作业次数
		闭井期	1) 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； 2) 选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。

序号	项目	措施内容	
4	固体废物	施工期	1) 导管和一开钻井阶段的钻井固废, 采用泥浆不落地技术合理化处置, 压滤后的泥饼用于修筑进井道路、铺垫井场等; 2) 二开及以下钻井阶段的钻井固废, 拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处置; 3) 施工人员生活垃圾拉运至顺北油田绿色环保站统一处理
		运营期	油泥砂拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处置;
		闭井期	1) 废弃设备应集中清理收集, 大部分可外售或回收再利用, 不能回收再利用的外运至附近的垃圾处理场处理 2) 油泥砂拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处置
5	生态环境	施工期	(1) 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; (2) 制定合理、可行的生态恢复计划, 并按计划落实
		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) 非正常工况下, 应及时回收污染物, 及时处理被污染的土壤, 并开展生态修复工作
		闭井期	可以根据当地气候、土壤条件, 尽量选择能适应当地自然环境的植被进行地貌恢复
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，尤其是石油和天然气资源。随着国民经济的快速发展，国内石油和天然气需求量越来越大，石油和天然气已经成为社会、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，增加国内石油和天然气供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油和天然气资源开发。

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县西北油田分公司采油四厂，项目的建设可加大区域石油和天然气资源的开采力度，可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，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，建设单位对该区块的开发，能够增加当地一定的就业机会，解决部分剩余劳动力，增加当地税收，提高当地人民的生活水平，拉动当地相关产业的发展，维护区域社会稳定和发展，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 1851270m²，其中永久占地面积 97750m²，临时占地面积 1753520m²。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荒漠，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，包括无组织挥发的废气、采出水、井下作业废液、油泥砂、各种设备运行时产生的噪声等，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草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

从经济学角度讲,油气资源属不可再生的资源,资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展,人类对油气资源的需求量不断增加,虽然,其总量比较丰富,但其贮量是有限的,相对于人类对油气资源的需求而言,油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础,倘若人们不是合理的开发利用,以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏,就会直接影响经济的发展。因此,在油气资源开发建设中,应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施,纳入工程设计、规划建设中。

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 27 亿元,环保投资 1956 万元,占项目总投资 0.72%,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)	备注
废气处理	套管气回收	油套连通装置	80.0	包括:套管气回收装置购置、安装、调试、维护等费用
	施工扬尘	围挡、防尘网	6.0	/
废水处理	钻井废水、探井试油废水	收集拉运至五号联合站达标后回注地层用于注水开发,不外排	145.0	拉运及处置费用
	施工作业废液、井下作业废液	收集拉运至顺北油田绿色环保站达标后回注地层用于注水开发,不外排	145.0	拉运及处置费用
	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	230.0	环保型移动厕所建设费用
固体废物处理	导管及一开阶段钻井固废处理	采用泥浆不落地技术合理化处置	220.0	/
	二开及以下钻井阶段产生的固废处理	收集拉运至顺北油田绿色环保站合理化处置,不外排	600	/

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
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	160.0	井场采用低噪声抽油机增加的费用等
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	160.0	施工临时用地的恢复, 水土保持等费用
环境风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、应急设施等	210.0	/
合计			1956.0	/

8.5 小结

拟建项目总投资 27 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 1956 万元, 占总投资的 0.72%, 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。

项目经分析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）加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转；

3）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；

4）领导和组织对各污染源、及项目周边环境进行监测；

5）监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6）建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7）负责区块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；

8）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、着火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。

9.2.4 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运出敏感区，重新恢复地面植被。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

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	1.01t/a	——	采用单井不加热密闭管输方式，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	0.03t/a	——		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）	0.06 mg/m ³
废水	井下作业废液	——	0	——	拉运至顺北油田绿色环保站进行合理化处理	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）	——
	采出水	——	0	——	依托五号联合站处理达标后回用于注水开发		——
固体废物	采出液及采出水处理，井	油泥砂	0	——	拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护	——

	下作业					部公告 2013 年 第 36 号)	
--	-----	--	--	--	--	--------------------	--

9.4 环境监测计划

9.4.1 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。

9.4.2 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)(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 ₂ S	《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

9.4.3 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	井场边界	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)
	H ₂ S	井场边界		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)(H ₂ S: 0.06mg/m ³)
地下水环境	地下水位、水质(氨氮、耗氧量、石油类)	井场、上游及下游	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	井场边界	1 次/a, 每次监测 1d, 分昼间和夜间	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2 类

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
固体废物	固废的产生量、堆放量、堆放地点和利用率	顺北油田绿色环保站	随产随记	建立台账
土壤环境	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	井场 (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)
		井场外 (表层样)	1 次/5a	

9.4.4 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《排污许可管理办法（试行）》（2019年8月22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

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“西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目”。拟建项目共部署 33 口油井，按照钻井类型分为 26 口开发井、5 口侧钻井和 2 口预探井。其中新建 28 口井位于 28 座新建井场，侧钻 5 口井位于 5 座老井场，钻井总进尺 217958m。新建注采一体井口装置 31 套，新建单井油气集输管线总长 86.19km，新建单井注水管线总长 86.19km，新建站场间油气集输管线总长 59.5km，另外配套建设给排水、电力、自控、防腐及道路系统等。拟建项目建成投产后，最大产油量 $44.08 \times 10^4 \text{t/a}$ ，最大产液量 $50.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

拟建项目总投资 27 亿元，环保投资约为 1956 万元，占项目总投资 0.72%。

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} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 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， H_2S 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，各项指标均满足《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。拟建项目特征污染物石油类在各监测点均不超标，说明项目顺北油气田新区块开发未对地下水造成较大影响。

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 2 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（C₁₀-C₄₀）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灰色草甸土和流动风沙土，以流动风沙土为主。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；距离居民点较近区施工场地周围设围栏，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

拟建项目施工期水污染物主要包括钻井废水、探井试油作业废水、施工作业废液、试压废水、生活污水。

95%的钻井废水循环利用，剩余 5%（1416.7m³）的钻井废水临时储存于各井场废液罐内，探井试油作业废水临时储存于探井井场储罐内，均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，无外排；施工

作业废液由罐车分批次拉运至顺北油田绿色环保站达标后回注地层，用于油田注水开发，不外排；试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排；生活污水排入环保型移动厕所，施工期产生的废水对地表水环境影响很小。

地下水防治措施：按照“分区防渗”原则，对重点防渗区采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀等措施，项目防渗措施完整，正常工况下物料或污水等不会渗漏和进入地下，对地下水不会造成污染。

10.3.1.3 固废

拟建项目施工期主要固体废物主要包括钻井固废、施工废料、生活垃圾。

导管和一开钻井阶段的钻井固废，采用“泥浆不落地”工艺，经干化、压滤等设备处理后的泥饼应满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准，可用于修路、铺垫井场，无外排；二开及以下钻井阶段的钻井固废，全部拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处置；施工废料尽可能回收利用，剩余废料由施工单位清运回收至顺北油田绿色环保站合理化处置；生活垃圾收集后拉运至顺北油田绿色环保站合理化处置。施工期产生的固体废物均得到了妥善的处理与处置，不会对环境造成影响。

10.3.1.4 噪声

施工期噪声源主要包括施工期使用钻机、柴油发动机、挖掘机、推土机等。拟建项目采取以下措施降低噪声对环境的影响：

- 1) 合理选择施工时间，减少对居民的影响；
- 2) 选用低噪声设备和工艺，合理布置减少占地面积；
- 3) 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，减少鸣笛，合理安排运输路线。

在采取报告书提出的措施后，对周边声环境影响较轻。

10.3.1.5 生态

拟建项目施工过程中土地平整、钻机安置、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，扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕作层结构，破坏原有水土保持稳定状态，加剧水土流失。经调查，项目所在地周围野生动物种类、数量均不丰富，但现场调查发现拟建区域有新疆自治区一级保护植物梭梭，在施工时应尽量避开。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井场无组织挥发烃类废气（非甲烷总烃和硫化氢）。运营期井口加强密封，井口安装套管气回收装置，加强日常运行管理。在采取以上措施后，对周边环境的影响较轻。

10.3.2.2 废水

拟建项目运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废液。

采出水依托五号联合站处理，井下作业废液依托顺北油田绿色环保站处理，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）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。因此，拟建项目的废水对地表水环境影响很小。

拟建项目采取了合理的分区防渗措施，可有效避免地下水污染，项目建设对地下水环境影响较小。

10.3.2.3 固废

拟建项目产生的油泥砂拉运至顺北油田绿色环保站统一处理，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噪声主要来自井场抽油机、井下作业等噪声。运营期井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 2 类区排放限值要求（昼间 60dB（A），夜间 50dB（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。

10.3.3 闭井期环境影响评价

油井开发后期将进入闭井期，将开展地面设施拆除、井场清理、恢复地貌等工作。由于施工周期较短，污染物产生量较少，对周边环境的影响较轻。

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、伴生气、天然气、柴油等，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，拟建项目的建设及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两次信息公示，公示的方式有中国石化西北油田分公司网站、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。无需申请总量控制。

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

- 1) 钻井、作业施工时尽量利用网电钻机、蓄能修井机。
- 2) 加强环境管理信息系统建设，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	导管和一开钻井阶段的钻井固废，采用泥浆不落 地技术合理化处置	达到《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001) 及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）要求；压滤后的泥饼应满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)	导管和一开钻井阶段的钻井固废，采用“泥浆不落地”工艺，经干化、压滤等设备处理后的泥饼可用于修路、铺垫井场	执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001) 及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）的有关要求；压滤后的泥饼应满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)	施工结束
		二开及以下钻井阶段的钻井固废，拉运至顺北油田绿色环保站进行无害化处置	达到《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）中相关要求	二开及以下钻井阶段的钻井固废全部处理	执行《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）中相关要求	
		施工废料：部分回收利用，剩余废料由施工单位清运回收	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向	——	
		生活垃圾：全部收集后由顺北油田绿色环保站统一处理，拉运至顺北油田绿色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	钻井废水：95%的钻井废水循环利用，剩余 5%的钻井废水临时储存于各井场废液罐内，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，不外排	用于油田回注开发，不外排	五号联合站正常投入运行，且处理能力富余，处理达标	执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质指标	与主体工程同步
		试油废水：临时储存于 2 座探井井场储罐内，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，不外排	用于油田回注开发，不外排	五号联合站正常投入运行，且处理能力富余，处理达标		
		施工作业废液：由罐车拉运至顺北油田绿色环保站达标后用于注水开发，不外排	用于油田回注开发，不外排	顺北油田绿色环保站正常投入运行，且处理能力富余，处理达标		
		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	——	
		试压废水：沉淀后用于洒水降尘，不外排	不直接外排	——	——	

西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目环境影响报告书

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
	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	合理选择施工时间，减少对居民的影响；距离居住区较近的井场，设隔声及消声等措施	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	播撒草种自然恢复	施工结束
运营期	固体废物	油泥砂：运至顺北油田绿色环保站无害化处置，无外排	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
	废水	采出水：依托五号联合站处理达标后回注地层，不外排	用于油田回注开发，不外排	五号联合站正常投入运行，且处理能力富余，处理达标	执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质指标	运营期
		井下作业废液：依托顺北油田绿色环保站达标后回注地层，不外排	用于油田回注开发，不外排	顺北油田绿色环保站正常投入运行，且处理能力富余，处理达标		运营期
	废气	井场无组织挥发轻烃：单井均采用不加热密闭集输工艺	——	——	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 ）	运营期
		井场无组织挥发 H ₂ S：单井均采用不加热密闭集输工艺	——	——	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）	
	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	井场厂界达标	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 2 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“西北油田分公司顺北油气田 2021 年产能建设项目环境影响报告书”。

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 1 月 25 日

附件2 现有工程环保手续

附件3 应急预案备案文件

附件4 排污许可登记回执

附件5 环境质量现状检测报告

附件6 井口天然气销售合同

附图 1 拟建项目评价范围总图

附图 2 拟建项目评价范围图（范围 1）

附图 3 拟建项目评价范围图（范围 2）

附图 4 拟建项目评价范围图（范围 3）

附图 5 拟建项目评价范围图（范围 4）