



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

艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组

油藏水平井烃气驱开发方案

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二六年三月

目 录

1 概述.....	- 1 -
1.1 项目建设概况.....	- 1 -
1.2 环境影响评价技术路线.....	- 1 -
1.3 分析判定相关情况.....	- 3 -
1.4 关注的主要环境问题.....	- 26 -
1.5 环境影响报告的主要结论.....	- 26 -
2 总则.....	- 28 -
2.1 评价目的、原则.....	- 28 -
2.2 编制依据.....	- 29 -
2.3 环境影响因素识别和评价因子.....	- 36 -
2.4 环境功能区划和评价标准.....	- 40 -
2.5 评价工作等级与评价范围.....	- 46 -
2.6 评价内容和评价重点.....	- 54 -
2.7 控制污染与环境保护目标.....	- 55 -
3 建设项目概况与工程分析.....	- 57 -
3.1 工程基本情况.....	- 57 -
3.2 油田开发历程.....	- 57 -
3.3 工程整体布局和建设规模.....	- 58 -
3.4 工程组成.....	- 60 -
3.5 主要建设内容.....	- 66 -
3.6 储层特征.....	- 88 -
3.7 油气藏流体性质.....	- 89 -
3.8 现有工程开发回顾.....	- 91 -
3.9 工程分析.....	- 105 -
3.10 清洁生产分析.....	- 132 -
3.11 污染物排放总量控制.....	- 139 -
4 环境现状调查与评价.....	- 140 -
4.1 自然环境概况.....	- 140 -

4.2 环境空气现状调查与评价	- 142 -
4.3 水环境现状调查与评价	- 142 -
4.4 声环境现状调查与评价	- 142 -
4.5 土壤环境现状调查与评价	- 142 -
4.6 生态环境现状调查与评价	- 142 -
5 环境影响预测与评价	152
5.1 大气环境影响分析与评价	152
5.2 地表水环境影响分析	159
5.3 地下水环境影响分析与评价	163
5.4 声环境影响分析与评价	- 175 -
5.5 固体废物影响分析	- 180 -
5.6 土壤环境影响分析	- 182 -
5.7 生态环境影响分析	- 190 -
5.8 水土流失影响分析	- 199 -
5.9 土地沙化影响分析	- 201 -
5.10 运输过程影响分析	- 202 -
6 环境保护措施及其可行性论证	- 204 -
6.1 大气污染防治措施	- 204 -
6.2 地表水环境保护措施	- 205 -
6.3 地下水环境保护措施	- 206 -
6.4 噪声污染防治措施	- 211 -
6.5 固废污染防治措施	- 212 -
6.6 土壤污染防治措施	- 216 -
6.7 生态环境保护措施	- 218 -
6.8 生态恢复方案	- 223 -
6.9 水土保持方案	- 227 -
6.10 防沙治沙方案	- 230 -
6.11 环保投资分析	- 233 -
6.13 环境影响经济损益分析	- 234 -

7 环境风险评价	- 237 -
7.1 环境风险调查	- 237 -
7.2 风险潜势初判及评价等级	- 237 -
7.3 环境敏感目标调查	- 238 -
7.4 环境风险识别	- 238 -
7.5 环境风险影响分析	- 244 -
7.6 环境风险防范措施	- 248 -
7.7 风险事故应急处理措施	- 253 -
7.8 环境风险管理	- 255 -
7.9 突发环境事件应急预案	- 257 -
7.10 环境风险评价小结	- 259 -
8 环境管理与监测计划	- 261 -
8.1 环境管理	- 261 -
8.2 企业自主验收	- 272 -
8.3 环境信息公开	- 277 -
8.4 环境监测计划	- 278 -
8.5 污染物排放清单	- 281 -
9.环境影响评价结论与建议	- 283 -
9.1 结论	- 283 -
9.2 要求与建议	- 291 -

1 概述

1.1 项目建设概况

艾湖油田玛 18 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县、克拉玛依市乌尔禾区,其东南为玛纳斯湖,距克拉玛依市乌尔禾区南偏东约 29km,西北距已开发的百口泉油田、乌尔禾油田 22km~28km。区域构造位于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷西环带玛西斜坡。油区内地势较为平坦,区块东南部靠近玛纳斯湖盐厂生产区,奎北铁路及油田公路横穿而过,交通便利,由新疆油田公司百口泉采油厂运营管理。

艾湖油田玛 18 井区 2015 年开展开发试验,以 T_1b_1 为主要目的层部署 2 个试验区,累计投产井 77 口。2016 年~2020 年以水平井体积压裂开发方式规模建产,2019 年~2023 年开展水平井扩边、加密调整,2020 年至今针对水平井压后衰竭开发递减快、采收率低的问题,开展烃气驱先导试验,探索注气补能提高采收率可行性。

烃气驱先导试验阶段已取得了较好的提采效果,本项目进一步扩大试验区区域进行烃气驱,可提高采收率、增加经济效益。本工程在先导试验基础上进行扩大试验,共部署 14 口注气井(含先导试验已建 2 口注气井,14 口注气井均为老井转注)、新建 12 口注气井场;新建 1 座增压脱水注气站,扩建 1 座注气站;新建气源管道 0.43km,输气管道联络线 0.45km,注气管道 21.2km。配套供配电、仪表自动化、通信、消防、土建等辅助设施。

1.2 环境影响评价技术路线

本工程属于油气开采项目,本项目所有工程均在已开发油区范围内,为老区块改扩建项目(见图 1.2-1)。根据《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》(新水水保〔2019〕4 号),项目建设所在区域属自治区级天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版),本项目属于“五、石油和天然气开采业 07、陆地石油开采 0711—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”,中涉及环境敏感区的,应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司（以下简称“开发公司”）于 2025 年 12 月委托南京国环科技股份有限公司开展《艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井烃气驱开发方案环境影响报告书》的编制工作。

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

受评价单位委托，新疆壹诺环保科技有限公司于 2026 年 1 月对拟建项目评价区域环境空气质量、地表水环境、声环境、土壤环境现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

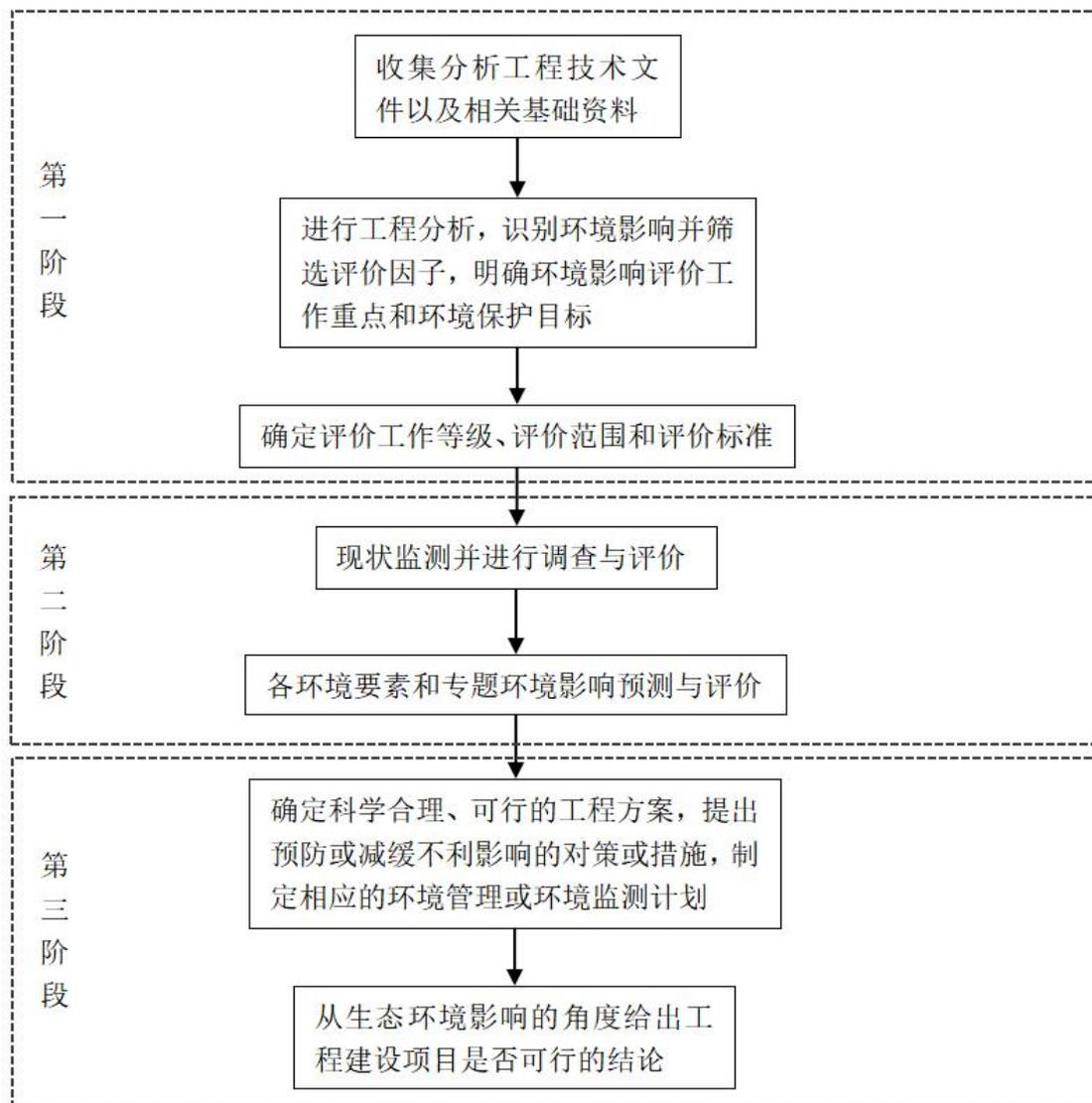


图 1.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 相关法规、政策相符性分析

1.3.1.1 与国家产业政策协调性分析

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

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

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

表 1.3-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目井下作业废水拉运至百口泉注输联合站处理后回注油藏，不外排；天然气处理过程产生的含油废液和设备维修产生的废润滑油进入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气脱水产生的废弃分子筛、井下作业产生的废弃防渗膜、落地油和设备清理产生的含油污泥委托有资质的单位处置。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目不使用禁用的化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	本项目井下作业过程配备了泄油器、刮油器。天然气运输及处理过程中产生的油泥定期清理，委托有资质的单位处置。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目无钻井工程内容	-
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目储层改造和井下作业（压裂）均集中配置压裂液；井下作业带罐作业，产生的井下作业废水入罐后拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理	-
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	井下作业带罐作业，井下作业废水进入罐后拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的含油污泥等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应	天然气压缩含油废液进入排污罐后最终进入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气处理过程设备维修产生的	符合

	达到 90%以上, 残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别, 根据识别结果资源化利用或无害化处置。	废润滑油进入百口泉注输联合站油处理系统处理	
8	油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上已建立健康、安全与环境管理体系 (HSE 管理体系)。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监督, 并拟定了开发期环境监理计划。	符合

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

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号) 相符性见表 1.3-2。

表 1.3-2 与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评), 一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目为艾湖油田玛 18 区块内新部署 12 口采油井转注汽井、利旧 2 口老井, 新建玛 18 增压脱水注气站、扩建玛 18 注气站, 配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险, 提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的, 应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的, 应当论证回注的环境可行性, 采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 不得回注与油气开采无关的废水, 严禁造成地下水污染。	本项目不涉及废水回注	-
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物, 应当遵循减量化、资源化、无害化原则, 按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目不涉及钻井。	-
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保	施工期严格控制占地面积, 施工单位在占地范围内施工, 严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作	符合

	护措施，降低生态环境影响。	业范围。具体详见环境保护措施章节。	
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

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

1.3.1.4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》

（DZ/T0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 1.3-3。

表 1.3-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	本方案选用适宜的装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.5 小节。	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制	选用先进的工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合

		和淘汰的技术工艺及装备		
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目不涉及新建钻井；储层改造过程严格按照井控要求采取措施	-
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	根据地质方案，本项目注入伴生气硫化氢含量（11.36mg/m ³ ）满足《石油天然气开发注天然气安全规范》（SY/T6561-2018）要求（<20mg/m ³ ）	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	项目井下作业废水拉运至百口泉注输联合站处理后回注油藏，不外排；天然气处理过程产生的含油废液和设备维修产生的废润滑油进入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气脱水产生的废弃分子筛、井下作业产生的废弃防渗膜、落地油和设备清理产生的含油污泥委托有资质的单位处置。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%	项目井下作业废水拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理后回注油藏，不外排；天然气处理过程产生的含油废液和设备维修产生的废润滑油进	符合

			入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气脱水产生的废弃分子筛、井下作业产生的废弃防渗膜、落地油和设备清理产生的含油污泥委托有资质的单位处置。	
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收。	符合

1.3.1.5 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》

(GB/T43936-2024) 符合性分析

本项目与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024) 相符性见表 1.3-4。

表 1.3-4 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024) 符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	针对油气项目建设、生产和复垦修复全过程的地质环境破坏、土地损毁以及生态破坏等，提出保护、预防控制和复垦修复措施。油气项目复垦修复标准应与原土地利用类型或周边相同土地利用类型保持一致，新建道路、灌溉与排水等配套设施应与周边相衔接。	本项目已提出生态保护、恢复等措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
2	遵循边开采边复垦修复的原则，施工结束后，临时用地应及时安排复垦修复。应积极采用新技术，新工艺、新设备及新材料开展复垦修复工作。	施工结束后，对临时用地及时开展生态修复工作。	符合
3	一般要求 综合考虑油气项目点多、线长、面广等用地特征，本文件规定了井场、道路和管线相关复垦修复技术与要求。计量站、集中处理站、转接站、集气站、增压站，以及相关附属设施等站场与井场一样均呈点状分布，损毁类型以压占为主，复垦修复参照井场执行；架空输电（输油）线路与管线类似，呈线状分布，损毁类型以挖损为主，复垦修复参照管线执行。	报告第“6”章环保措施章节已按照站场、管线等进行分区修复和恢复评价。	符合
4	采用埋设方式布置的管线，应包括施工结束的临时复垦修复和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。对于管线和道路施工过程中产生的便道，按照道路临时用地复垦修复技术要求执行，若占地	本项目注气管线采用埋地敷设方式，管线施工结束后及时进行分层回填，平整场地，使其恢复至与周边环境协调一致。	符合

		无污染、不存在污染风险，不影响人居生产，可采取合理处置后保留土地利用现状。转型利用的联合站、处理厂等大型井（站）场，应消除周边的地质安全隐患，根据利用方向要求对场地进行整治。		
5		资源开发设计阶段应明确避让、减缓和重要物种与人文保护等措施。	本项目已提出避让、减缓、补偿等生态环境保护措施。	符合
6		工程选址应避让各类生态敏感区，符合自然保护地、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管理要求以及国土空间规划、生态环境分区管控要求。	项目选址不在生态敏感区、自然保护地、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管控范围内。	符合
7	保护措施	优化工艺设计，减少减轻资源开发对土地的损毁。控制单井用地面积，采用丛式井组钻井，减少用地总量，采用新工艺（如水平井、定向井），减少占地面积；减少管网长度，严格控制管沟开挖宽度，埋设管道宜采取共沟布置；控制新建道路长度，充分利用现有乡村道路；避免大面积压占，减少对表土层的损毁，严格控制管线和道路施工作业带宽度和范围，减少临时用地面积。	本项目管线已尽量选平直的线路以减少占地。新建站外道路连接已有油田道路，减少占地。	符合
8		工程选址应避让文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源。因特殊情况不能避开的，应实施原址保护。	项目选址不在文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源范围内。	符合
9		油气项目建设生产对重点保护重要野生植物、特有植物、古树名木等造成不利影响的，应采取优化工程布置，就地或迁地保护、加强观测等措施，具备移栽条件、长势较好的应全部移栽。对重点保护野生动物、特有动物及其生境造成不利影响的，应采取优化工程施工方案、运行方式，实施物种救护等措施，进行生境保护。	本项目周围无特有植物、古树名木等，项目周边有重要的野生植物和野生动物，已提出重点野生植物和野生动物的保护措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
10		预防控制措施	井场、新建道路建设用地应采用分层剥离、分层堆放的方式实施表土剥离；对于沙漠、滩涂等生态环境相对脆弱的区域，可不进行土壤剥离工程；井场剥离表土以带状就近堆放于外围的临时用地区；新建道路剥离表土堆放于道路临	本项目站场、管线、站外道路建设用地采用分层剥离、分层堆放、分层回填的方式。

		耐用地区。		
11		管道若采用全埋敷设，管沟可机械开挖或人工开挖。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施，保持分层土壤理化性质的稳定，并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域，可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏，开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填，采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变，回填时可同步实施土壤改良措施。	本项目注气管线为埋地敷设，表土分层剥离、分层堆放在管沟作业带两侧、施工结束后立即分层回填的方式，减少对土壤结构的破坏。	符合

1.3.1.6 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）相符性见表1.3-5。

表1.3-5 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）符合性分析一览表

序号		要求	本项目	相符性
1	适用范围	适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本项目属于改扩建的陆地石油开采项目。	符合
2	选址与空间布局	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地。	符合
3	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
4		钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目不涉及新建钻井；储层改造压裂采用了环境友好的压裂液，压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理	符合

5	<p>涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>本项目不涉及废水回注</p>	<p>符合</p>
6	<p>废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。</p>	<p>本项目不涉及钻井；本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案编制要求。</p>	<p>符合</p>
7	<p>对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求</p>	<p>后期对拟退役的废弃井生态修复按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的要求。</p>	<p>符合</p>

1.3.1.7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环

环评发〔2020〕138号）符合性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中要求的相符性分析详见表 1.3-6。

表 1.3-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见 6.10 节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见 5.7 节和 6.7 节。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，项目区属于“水土流失重点治理区”，施工期和运营期拟采取有效的生态保护、生态恢复和防沙治沙、水土保持措施。	相符

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

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）的相关要求符合性分析见表 1.3-7。

表 1.3-7 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	本项目天然气处理和集输过程设备与管线组件密封点挥发废气 VOCs 无组织排放、事故状态燃放天然气。运营期建设单位制定自行监测计划定期对大气污染物进行监测。	符合
2	禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目为石油开采项目，不属于高污染工业项目，项目建设过程中未使用淘汰类的工艺、设备。	符合
3	产生含挥发性有机物废气的生产和	本项目天然气处理和集输过程均采用密	符合

序号	要求	本项目	相符性
	服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	闭设备和管线。	
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本项目天然气处理和集输过程设备与管线组件密封点挥发废气 VOCs 无组织排放、事故状态燃放天然气。运营期检维修过程中按照相关技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	符合

1.3.1.13 与《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）符合性分析

《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）中“五、全面加强面源污染治理（十三）持续强化扬尘污染综合管控。施工场地严格落实“六个百分百”要求。扬尘污染防治费用纳入工程造价，3000m²及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台。道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。城市建成区主次干道机械化清扫率达到 80%。加强城市及周边公共裸地、物料堆场等易产尘区域抑尘管理。到 2025 年，装配式建筑占新建建筑面积比例达到 30%。（十四）推进矿山生态环境综合整治。根据安全生产、水土保持、生态环境等要求，新建矿山按照绿色矿山标准规划、设计、建设和运行管理，鼓励同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式；推进生产矿山绿色矿山建设，依法关闭限期整改仍不达标矿山。沙化土地范围内矿产资源开发建设项目加强防沙治沙工作。”

本项目地面施工过程中对于扬尘，采取了相应的措施，详见 6.1.1 章节，满足（十三）持续强化扬尘污染综合管控相关要求；本项目位于戈壁，采取了相应的生态环境保护措施、生态恢复方案、水土保持措施及防沙治沙措施，详见 6.7 至 6.10 章节，满足（十四）推进矿山生态环境综合整治相关要求。

1.3.2 相关规划符合性分析

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

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

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

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。”本项目符合规划要求。

1.3.2.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性

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

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，和布克赛尔蒙古自治县属于自治区级重点生态功能区（详见图 1.3-1）。这类区域的功能定位是：推进新型工业化、农牧业现代化、新型城镇化的重要节点；加强城市建设，完善城市功能，增强经济实力，实现人口集聚，强化对周边经济发展的辐射带动作用；依托当地生态与资源优势，重点发展优势资源加工业、生态旅游业，鼓励发展新兴产业；加强水土流失综合防治，实施重点生态环境综合治理、退牧还草、水土保持等工程，保护和建设好绿色生态屏障。

相符性分析：本项目为石油开采项目，位于和布克赛尔蒙古自治县，根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。项目属于一般管控单元，不在新疆重点生态功能区范围内，不在生态红线区内。所占土地类型均为戈壁荒漠，不占用天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰，加强水土流失防范措施；在项目实施过程中需重点保护区域动植物，加强水土流失防治、防沙治沙，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

1.3.2.4 与《新疆生态功能区划》相符性分析

项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—III准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。本项目在新疆生态环境功能区划图中的位置详见图 1.3-2，其生态功能见表 1.3-8。

表 1.3-8 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	III准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区	16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区	克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县、额敏县、托里县	水土保持、景观多样性维护、旅游	河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损。	土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感。	保护河谷林与地貌景观	河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调。	复壮河谷林，合理发展旅游业

相符性分析：玛 18 油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件，由百口泉采油厂运营管理。本次环评针对野生动物保护、砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区

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

1.3.2.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》：

推进土壤安全利用：……严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。

加强危险废物、医疗废物收集处理：……深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

相符性分析：根据现场踏勘及《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》《玛 18 井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第四批）竣工环境保护验收调查表》结论可知，玛 18 区块无历史遗留含油污泥、磺化泥浆等环境问题。本项目储层改造使用环境友好压裂液，压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理。运营期井下作业废水拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排；天然气处理过程产生的含油废液和设备维修产生的废润滑油进入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气脱水产生的废弃分子筛、井下作业产生的废弃防渗膜、落地油和设备清理产生的含油污泥委托有资质的单位处置。项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

1.3.2.6 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

（1）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

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

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，主要目标就以安全环保、提质增

效为目标，增储上产，老区千万吨稳产、天然气满足稳产的需要，加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘油气田建设，促进油气增储上产，本项目位于艾湖油田玛 18 井区内，运营后属于百口泉采油厂管辖，符合规划要求。

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

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于 2022 年 12 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252 号）。项目与审查意见符合性分析详见表 1.3-9。

表 1.3-9 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目建设不在生态保护红线内，符合塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区。	符合
3	严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进	本项目不涉及钻井作业。运营期天然气处理和集输采用密闭设备和集输管线，控制挥发性有机物的排放。	符合

	<p>一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>		
4	<p>加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>	<p>本报告提出了生态保护及恢复措施，详见 6.7、6.8 节。</p>	符合
5	<p>加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。</p>	<p>本报告已提出跟踪监测计划。</p>	符合

1.3.2.7 与《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》的符合性分析

根据《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》，塔城地区将全域空间划分为 6 类一级分区，分别为农田保护区、生态保护区、城镇发展区、生态控制区、乡村发展区、矿产能源发展区。矿产能源发展区包含了为适应国家能源安全与矿业发展的重要陆域采矿区、战略性矿产储量区等区域。本项目位于 6 个分区中的能源矿产发展区。

综上，本项目位于艾湖油田玛18井区内，符合《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035年）》。

1.3.3 与生态环境分区管控相符性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》，自治区共划定1777个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

1) 优先保护单元925个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

2) 重点管控单元713个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

3) 一般管控单元139个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的符合性见表1.3-10，见图1.3-3。

表1.3-10 与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》相符性分析

管控维度	管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	1、一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及	1、本项目符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划要求。	符合

	<p>重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。</p> <p>2、应符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》《市场准入负面清单（2022年版）》。</p> <p>3、禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。</p>	<p>2、项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中的鼓励类项目，属于《市场准入负面清单》许可准入。</p> <p>3、本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。</p>	
污染物排放管控	<p>1、新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。</p> <p>2、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。</p>	<p>1、本项目符合“三线一单”、产业政策、油田十四五规划，不在产生重点污染物的建设项目之列。</p> <p>2、本项目提出了土壤污染防治措施。</p>	符合
环境风险防控	<p>建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。</p>	<p>本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，本项目产生少量无组织挥发性有机物，执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求。施工扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2的颗粒物无组织排放限值。</p>	符合
资源利用效率	<p>结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产。</p> <p>全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价值组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。</p>	<p>本项目天然气处理过程产生的含油废液和设备维修产生的废润滑油进入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气脱水产生的废弃分子筛、井下作业产生的废弃防渗膜、落地油和设备清理产生的含油污泥委托有资质的单位处置。</p>	符合

（2）与《塔城地区生态环境分区管控动态更新成果》相符性分析

本项目与《塔城地区生态环境分区管控动态更新成果》，本项目与塔城地区生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线符合性分析见表 1.3-11。本项目与

昌吉州生态环境准入清单符合性分析见表 1.3-13，图 1.3-4。

表 1.3-11 与分区管控方案的相符性分析

单元编码	环境管控单元名称	环境管控	管控要求	本项目	相符性
ZH65 42263 0001	和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元	空间布局约束	1、永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1、本项目不占用基本农田。	符合
		污染物排放管控	1、排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。2、农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	1、本项目产生少量无组织挥发性有机物和扬尘；扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 的颗粒物无组织排放限值；运营期无组织废气执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019），本项目不涉及超低排放改造。2、本项目不涉及农业面源污染治理。本项目已提出施工期扬尘污染治理措施，会定期洒水降尘等。	符合
		环境风险防控	1、实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。	本项目不涉及农业用地，并且会进行防渗措施，不涉及污染土壤和修复，项目周边无河流。	符合
		资源利用效率	1、至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率	本项目用水量较少，不涉及高污染燃料。	符合

			控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。	
--	--	--	--	--

项目评价范围内大气环境、水环境和声环境质量现状良好，本项目运营期天然气处理和集输均使用密闭设备和管线控制挥发性有机物无组织排放；项目产生的井下作业废水进罐后拉运至百口泉联合站稀油采出水处理系统处理，经处理后废水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，用于回注油藏，不向外环境排放；项目固废全部妥善处置，天然气压缩产生的含油废液进入排污罐后最终进入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气处理过程产生的含油废液和设备维修产生的废润滑油进入百口泉注输联合站油处理系统处理；天然气脱水产生的废弃分子筛、井下作业产生的废弃防渗膜、落地油和设备清理产生的含油污泥委托有资质的单位处置；产生的固体废物不会对周围环境造成不利影响；在做好防渗的前提下，本项目对土壤和地下水影响较小。

项目实施后产生的废水、噪声等虽然对环境造成一定的负面影响，但影响程度很小，各项污染物均能实现达标排放，不会改变环境功能区，能够严守环境质量底线。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

1.3.4 与《自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录（2024 年本）》符合性分析

本项目为石油天然气开采项目，占地类型为工矿用地，根据《自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录（2024 年本）》，将“（7）采矿、采石、采砂、盐田等地面生产和尾矿堆放用地。”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

1.3.5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）的相

关要求符合性分析见表 1.3-12。

表 1.3-12 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

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

1.3.6 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（自治区人民政府令第 50 号，1995 年 3 月 1 日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（自治区人民政府令第 50 号，1995 年 3 月 1 日）的相关要求符合性分析见表 1.3-13。

表 1.3-13 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	石油勘探开发的新建、扩建、改建项目应当采用资源利用率高、污染物排放量少的生产设备和工艺，实行清洁生产。	本项目属于陆地石油开采项目，项目采取先进设备和工艺，减少污染物排放。	符合
2	石油勘探开发单位的新建、扩建、改建、区域开发和引进项目等，必须执行环境影响报告的审批制度，执行防治污染的设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投产使用的制度。	项目按照要求严格执行环境影响报告的审批制度，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合

3	石油勘探开发单位应当加强防治污染设施的管理, 配备专门管理及操作人员, 建立岗位责任制和操作规程, 保证设施的正常运行。	项目应按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合
4	石油勘探开发单位应当实行用水管理制度, 提高水的重复利用率, 对含油污水经处理达到注水标准的, 可以实行回注, 减少废水的排放量, 保护地面水和地下水不受污染; 排放废水必须符合国家和自治区规定的标准。	井下作业废水入罐后拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理, 处理达标后回注油藏, 不向外环境排放。	符合
5	石油勘探开发单位在钻井和井下作业过程中, 应当定点存放泥浆、岩屑或者其他废弃物, 并及时做好回收利用和处理; 对含有汞、镉、铅、铬、砷、氰化物、黄磷等有毒有害物质的泥浆、岩屑或者其他废弃物, 应当采取防水、防渗和防溢等有效措施存放。	本环评提出危险废物、含油固体废物管理及运输等环节要求, 防止污染大气、土壤、水体。	符合
6	石油勘探开发单位在勘探开发作业完毕后, 应当及时清理场地; 在农田、绿洲等地带作业, 必须采取治理措施, 减少占用耕地和破坏植被, 对临时性占用的耕地造成破坏的, 应当复垦还耕、恢复植被, 并赔偿损失。	本项目施工结束后, 应对临时占地内的土地进行平整, 自然恢复原有地貌, 充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层, 临时占地范围不具备植被恢复条件的, 应采用砾石等材料覆盖临时占地面积, 以防止侵蚀加剧, 减少水土流失, 植被自然恢复。	符合
7	石油勘探开发单位应当严格执行井控技术规定, 防止井喷污染, 并实行无污染作业, 严格控制落地油。	本项目不涉及钻井和井下作业	符合
8	发生井喷、输油管道破裂和穿孔等突发性事件时, 石油勘探开发单位应当及时采取措施排除故障, 防止污染面积扩大, 并及时回收落地原油。	本次评价要求运营单位按时更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合
9	石油勘探开发中发生事故或者其他突发性事件, 造成或者可能造成环境污染和生态破坏的, 必须立即采取措施, 通报可能受到污染危害的单位和个人, 并按国家有关规定, 做好污染事故的调查处理工作。	本次评价要求运营单位按时更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合

1.3.7 选址、选线合理性分析

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

1.3.7.1 工程选址原则

项目占地不属于禁止开采区或限制开采区，工程选址做到以下要求：

①新建站场道路尽量依托周边已有道路，缩减新建道路工程量，最大限度减少植被破坏。

②集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。

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

④集输管线应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调。

⑤本项目区远离人群居住区，距离奎北铁路最近工程为扩建玛 18 注气站，相距 450m；项目不在高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围内。

⑥本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区以及生态红线等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

1.3.7.2 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是注气管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型为梭梭沙漠，植被较稀疏，项目井场、站场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物。

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

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

④管道穿越油区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。

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

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合塔城地区“三线一单”

的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑦项目所在区域属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

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

1.4 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声达标排放情况、固体废物合法处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。根据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水以及施工临时占地造成的生态影响；运营期注气过程中的环境影响及环境风险，永久占地生态影响等。

1.5 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存

在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的、原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

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

(4) 评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家法律法规与条例

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

- (12) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- (13) 《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8 月 26 日实施）；
- (14) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令 653 号，2014 年 7 月 29 日）；
- (15) 《中华人民共和国水法》（2016 年修订，2016 年 7 月 2 日施行）；
- (16) 《中华人民共和国防洪法》（12 届人大第 21 次会议，2016 年 7 月 2 日实施）；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 687 号，2017 年 10 月 7 日）；
- (18) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订，2017 年 1 月 1 日实施）；
- (19) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（11 届人大 15 次会议，2010 年 10 月 1 日）；
- (20) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 7 日）；
- (21) 《危险化学品安全管理条例》（国务院令 645 号，2013 年 12 月 7 日）；
- (22) 《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日起实施）；
- (23) 《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部（第 17 号），2011 年 4 月 18 日）；
- (24) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日）；
- (25) 《国家重点保护野生植物名录》（2021 年）；
- (26) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）；
- (27) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（2025 年 1 月 1 日起施行）；
- (28) 《危险废物污染防治技术政策》（环境保护部 2001 年第 199 号公告，2001 年 12 月 17 日施行）；

- (29) 《产业结构调整指导目录》（2024 年本）；
- (30) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日）；
- (31) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号，2012 年 8 月 7 日）；
- (32) 《中华人民共和国突发事件应对法》（10 届人大第 29 次会议，2007 年 11 月 1 日）；
- (33) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；
- (34) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日）；
- (35) 《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订，2025 年 7 月 1 日起施行）；
- (36) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日实施）；
- (37) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日施行；
- (38) 《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）；
- (39) 《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；
- (40) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35 号，2011 年 10 月 17 日）；
- (41) 《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017 年 2 月 7 日印发）；
- (42) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）；
- (43) 关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知（环发〔2014〕197 号）；

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

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

(46) 《排污许可管理条例》(2021年1月24日国务院令第736号发布, 2021年3月1日起实施);

(47) 《排污许可管理办法》(生态环境部 部令第32号, 2024年7月1日施行);

(48) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(环境保护部第15号, 2018年2月8日发);

(49) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(生态环境部第53号, 2021年11月8日);

(50) 《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发〔2022〕142号);

(51) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》(国务院2021年12月28日)。

2.2.2 地方法律法规及文件

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修订)》(新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议, 2018年9月21日实施);

(2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》(新政发〔2016〕21号);

(3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》(新政发〔2014〕35号);

(4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》(自治区人民政府办公厅, 新政办〔2001〕147号, 2001年9月30日);

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》(新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会, 2018年9月21日);

(6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(新政发〔2023〕63号);

- (7) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）；
- (8) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022 年 9 月 18 日修订）；
- (9) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；
- (10) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；
- (11) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（根据 2024 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议修订，2025 年 1 月 1 日实施）；
- (12) 关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）；
- (13) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》（2018 年 8 月）；
- (14) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (15) 《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005 年 7 月 14 日）；
- (16) 《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002 年 11 月 16 日）；
- (17) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021 年 12 月 24 日）；
- (18) 《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》（2022 年 9 月 7 日）；
- (19) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；
- (20) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告（第 40 号），自 2017 年 7 月 1 日起施行）；
- (21) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（13 届人大第 7 次会议，2019 年 1 月 1 日）；
- (22) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发〔2016〕21 号）；
- (23) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政

发〔2017〕25号）；

（24）关于印发《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号，2014年4月17日）；

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

（26）《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》（新环防发〔2011〕330号，2011年7月1日）；

（27）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389号，2011年7月29日）；

（28）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）；

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

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

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

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

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

（34）《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；

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

（36）《塔城地区生态环境分区管控动态更新成果》；

（37）《关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）》。

2.2.3 技术标准及规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (9) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (10) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号，2017年10月1日起施行）；
- (12) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (13) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009年2月19日）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021年12月21日）；
- (16) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (17) 《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (18) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；
- (19) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；
- (20) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）；
- (21) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (22) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）

- (23) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；
- (24) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (25) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (26) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784--2024）；
- (27) 《石油天然气工程项目用地控制指标》（TDT 1099-2024）。

2.2.4 委托书及相关技术资料

- (1) 委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2025 年 12 月 3 日；
- (2) 《艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井烃气驱开发方案（地面工程）方案设计》（2025 年 10 月）；
- (3) 其它相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期的环境影响主要为新建和扩建天然气处理站场工程、集输管线敷设、道路建设和配套输配电等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在，逐步恢复；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为新建和扩建站场工程产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输气管线、发生天然气泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动，这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表 2.3-1~表 2.3-4。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

影响因素		占地	站场工程				天然气集输工程（管线敷设）			
			废气	废水	噪声	固废	废气	废水	噪声	固废
			施工扬尘、车辆尾气	施工废水	各类泵的噪声	弃土	施工扬尘、车辆尾气	管道试压废水	施工设备和车辆噪声	弃土、焊接废渣、建筑垃圾、废弃防渗膜
污染影响	大气环境	○	+	○	○	+	○	○	○	+
	地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	+	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	+	○	○	○	+	○
生态影响	土壤环境	++	○	○	○	+	○	+	○	+
	野生植物	+	+	○	○	+	○	+	○	+
	野生动物	+	○	○	+	○	○	○	+	○
	生态环境自然景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

影响因素 环境因素		占地	站场及注气工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			设备密封点泄漏	井下作业	井场、站场设备噪声	含油废液、废弃分子筛、废润滑油、含油污泥、废弃防渗膜、废润滑油	管线和储罐泄漏
污染影响	大气环境	○	○	○	○	○	○
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	○
生态影响	土壤环境	++	○	+	○	○	+
	野生植物	++	○	○	○	○	+
	野生动物	+	○	○	○	○	+
	地表扰动	++	○	○	○	○	○
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别矩阵

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

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-4 温室气体影响因素识别矩阵

要素	环境影响要素	天然气处理及集输工程
	甲烷 (CH ₄)	○
	二氧化碳 (CO ₂)	○

注：○：无影响；+：有影响；

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-5。

表 2.3-5 建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
天然气处理和注气工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
	运营期	/	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目位于准噶尔盆地腹部，隶属塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水环境

《中国新疆水环境功能区划》没有对玛纳斯湖做出功能区划，玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，按《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类功能区评价。

（2）地下水环境

本项目所在区域内地下水按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属于Ⅲ类功能区，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

2.4.1.3 声环境

本项目区块位于和布克赛尔蒙古自治县建成区以外，尚未进行声环境功能区划。

项目位于石油气矿区范围内，根据《声环境功能区划分技术规范》（GB15190-2014）以及《声环境质量标准》（GB3096-2008）划分为2类声环境功能区。

2.4.1.4 土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₁准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

项目建设所在区域为关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号）中的重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃六项指标在2030年12月31日及之前执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表1中过渡阶段二级浓度限值，2031年1月1日起执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表1中二级浓度限值。

具体标准限值见表2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	过渡阶段浓度限值	浓度限值	单位	标准来源
基本污染物	SO ₂	年平均	60	20	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 二级标准
		日平均	150	50		
		1小时平均	500	150		
	PM ₁₀	年平均	60	50		
		日平均	120	100		
	PM _{2.5}	年平均	30	25		
		日平均	60	50		
	NO ₂	年平均	40	30		
		日平均	80	50		
		1小时平均	200	200		
	CO	日平均	4	4	mg/m ³	
		1小时平均	10	10		
O ₃	日最大8小时平均	160	160	μg/m ³		
	1小时平均	200	200			

2.4.2.2 水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准

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

2.4.2.3 声环境质量标准

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

2.4.2.4 土壤环境质量标准

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

项目占地范围外土壤环境质量参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)风险筛选值。

具体标准值见表2.4-3、表2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值(单位: mg/kg)

序号	污染物项目	风险筛选值(第二类用地)
基本项目(重金属和无机物)		
1	铬(六价)	5.7

2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293

43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃	4500

注：石油烃（C₁₀~C₄₀）参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）

中第二类用地筛选值标准。

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

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

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

（1）施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度1.0mg/m³限值要求。

（2）运营期

天然气集输、处理过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，见表2.4-5。

表 2.4-5 本项目废气排放标准指标限值

污染源	污染物名称	无组织排放监控浓度限值		标准来源
		监控点	浓度 mg/m ³	

天然气处理	非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)
-------	-------	----------	-----	--

2.4.3.2 废水排放标准

(1) 施工期

管道试压废水为清水，试压结束后用于洒水降尘。

(2) 运营期

本项目产生井下作业废水最终进入百口泉联合站稀油采出水处理系统处理，处理后废水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，用于回注油藏，不向外环境排放。标准值见表2.4-6。

表 2.4-6 碎屑岩油藏注水水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm^2	<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量, mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076				

2.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)。

(2) 运营期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区标准，即昼间60dB(A)，夜间50dB(A)。

噪声标准限值见表2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

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

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7）《危险废物排除管理清单（2026年版）》（公告2026年第2号）；危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（部令第23号）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理；

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为天然气处理和集输过程非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第*i*个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中：

P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第*i*个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用GB3095中1h平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有8h平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.5-1。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$

二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38
最低环境温度/°C		-27
土地利用类型		戈壁
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 污染物面源参数调查清单

污染源名称	坐标		海拔高度/m	矩形面源		面源高度/m	年排放小时数	污染物排放速率 kg/h
	经度	纬度		长度/m	宽度/m			
注气单井	-	-	270	4	3	4.5	8760	0.00016
玛 18 增压脱水注气站	***	***	270	184	100	2.5	8760	0.00021
玛 18 注气站	***	***	270	75	50	2.5	8760	0.00015

计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 估算模式计算结果表

源	污染物	最大浓度值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现距离(m)	占标率 (%)	评价等级
注气单井	NMHC	0.3038	100	1.51900E-002	III
玛 18 增压脱水注气站	NMHC	0.024682	139	1.23410E-003	III
玛 18 注气站	NMHC	0.034292	100	1.71460E-003	III

表 2.5-4 的计算结果表明，本工程最大占标率 $P_{\max} < 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，本项目

不设置大气环境评价范围。

2.5.2 水环境评价等级和评价范围

2.5.2.1 地表水

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。正常工况，本项目产生的含油污水不外排，项目地表水环境影响评价等级为三级B。

项目运营阶段正常情况无生产废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.2.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A分级标准，本项目属于F类“石油、天然气”中的石油开采项目，属于I类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程属于I类建设项目，天然气管道属于III类建设项目。

因此，本项目井场/站场属于I类建设项目，天然气注气管线属于III类建设项目。

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.5-6 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

根据表 2.5-5、表 2.5-6 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中提到：“新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级”。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场/站场属于I类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目井场/站场地下水评价等级为二级；天然气管线属于III类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目天然气管线地下水评价等级为三级。

（2）评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目井场/站场评价范围确定为：以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 3km，下游 4km 的矩形区域；管线地下水评价范围：管线两侧向外延伸 200m 的范围。地下水评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在注气井和天然气增压脱水注气站，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境影响评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情

况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以井场/站场边界向外 200m 作为噪声评价范围。噪声评价范围见图 2.5-2。

2.5.4 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域土壤监测数据，本项目土壤盐分含量在 2.1g/kg~3.9g/kg，介于导则 2g/kg~5g/kg 之间，属于附录 D.1 土壤盐化分级标准中的“干旱、半荒漠和荒漠地区”中轻度和中度盐化土壤；土壤 pH 值在 7.34~7.86 之间，属于附录 D.2 土壤酸化、碱化分级标准中的表 D.2 规定的无酸化、碱化土壤；综上，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）项目类别

依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）本项目涉及的井场/站场和管线对应项目类别分别为 I 类和 IV 类。

（2）占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5-50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目永久占地面积为 3.428hm^2 ，占地规模为小型。

（3）环境敏感程度

①污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表 2.5-7。根据现场调查，项目占地不涉及耕地、园地、牧草地，项目所在地为水土流失重点治理区，因此，判定土壤环境敏感程度为较敏感。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

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

②生态影响型

表 2.5-8 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
------	------

	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH}\leq 4.5$	$\text{pH}\geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8<$ 干燥度 ≤ 2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg}<$ 土壤含盐量 $\leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 5.5$	$8.5\leq\text{pH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

根据检测报告，本项目土壤属于轻度和中度盐化土壤，通过查阅资料，项目所在区域年均降水量 136.3mm，年蒸发量 1909.1mm，因此确定本项目所在地部分区域存在盐化现象，判定本项目敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

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

表 2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表 2.5-10 生态影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目井场/站场属于II类项目，天然气注气管线属于IV类项目，因此本项目井场/站场土壤污染影响型评价工作等级为二级，天然气管线土壤污染影响不作要求。综上，本项目污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

本项目井场/站场生态影响型土壤评价工作等级为二级，天然气管线土壤生态影响不作要求。综上，本项目生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

(5) 评价范围

①土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目的调查评价范围为：井场取/站场占地范围内及占地范围外 0.05km 范围。

②土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤生态影响调查评价范围为：井场和站场取占地范围内及占地范围外 2km 范围内。

土壤评价范围见图 2.5-3。

2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-11。

表 2.5-11 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		不涉及
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为 0.6228m ² <20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及

(2) 评价范围

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中的相关规定“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道

等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场、站场边界向外延伸 50m，管线工程两侧各 300m。生态评价范围见图 2.5-4。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

(1) 评价等级

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

(2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，评价等级为简单分析的项目未设环境风险评价范围。

2.5.7 评价工作等级及评价范围汇总

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-12。

表 2.5-12 评价工作等级及评价范围一览表

序号	项目	评价等级			评价范围
1	环境空气	三级			/
2	地表水	三级 B			/
3	地下水	二级			以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 3km，下游 4km 的矩形区域；管线地下水评价范围：管线两侧向外延伸 200m 的范围。 见图 2.5-1
4	噪声	二级			以井场/站场边界向外 200m，见图 2.5-2
5	土壤	污染影响型	井场/站场工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外 0.05km 范围， 见图 2.5-3
			管线工程	/	/
		生态影响型	井场/站场工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外 2km 范围， 见图 2.5-3
			管线工程	/	/
6	生态	三级			井场/站场周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域，见图 2.5-4

序号	项目	评价等级	评价范围
7	环境风险	简单分析	/

2.6 评价内容和评价重点

2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

2.6.2 评价重点

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

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

2.6.3 评价时段

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

2.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井区、站场和注气管线。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 控制污染目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏,确定污染控制对象目标如下:

(1) 控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动,尽量减少对项目区生态环境的破坏,做好植被恢复与水土保持工作,防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后,废水达标后用于回注油藏,不外排,场界噪声达标,固废得到合理利用及无害化处置,项目建设不会对项目区造成影响。

(3) 进一步控制各种污染物排放量,在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

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

2.7.2 环境保护目标

据现场调查,除油区工作人员外,没有固定人群居住。项目500m范围内无自然保护区、风景名胜区、居民区、学校等环境保护目标,项目属于新疆维吾尔自治区天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区内,周边200m范围内无声环境保护目标,周边500m范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源。本项目环境保护目标具体情况见表2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	保护要求
环境空气	项目区大气环境	项目区	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及修改单
地表水环境	玛纳斯湖	井场(MaHW6123井)南距玛纳斯湖最近距离3.16km	确保地表水不受本项目污染
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响		满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准
土壤环境	评价区域内	占地范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类建设用地筛选值

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	保护要求
		占地范围外	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1中农用地土壤污染风险筛选值,石油烃参照占地范围内标准执行
生态环境	水土流失重点治理区	项目区	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性,保护土壤环境质量,做好植被恢复与水土保持工作,使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
	植被	评价区域内	落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施,临时占地3-5年可基本恢复到自然状态

3 建设项目概况与工程分析

3.1 工程基本情况

(1) 项目名称：艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井烃气驱开发方案。

(2) 建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司。

(3) 项目性质：改扩建。

(4) 建设地点：艾湖油田玛 18 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县、克拉玛依市乌尔禾区，其东南为玛纳斯湖，距克拉玛依市乌尔禾区南偏东约 29km，西北距已开发的百口泉油田、乌尔禾油田 22km~28km。项目区中心地理坐标：E***，N***。地理位置见图 3.1-1。

(5) 建设规模：针对玛 18 井区水平井衰竭开发递减快、采收率低的问题，本工程在先导试验基础上进行扩大试验，共部署 14 口注气井（含先导试验已建 2 口注气井，14 口注气井均为老井转注）。工程取玛 18 转油站伴生气为注气气源，铁路南侧贴临玛 18 转油站新建玛 18 增压脱水注气站，铁路北侧扩建玛 18 注气站，铁路南北两侧分别增压输送至注气井场。新建 1 条气源管道（长度 0.43km）、1 条输气管道联络线（长度 0.45km）、若干条注气管道（长度 21.2km）。配套建设供配电、给排水、仪表、防腐与保温等工程。

(6) 建设周期：项目计划施工期为 2026 年 7 月至 2026 年 12 月。

3.2 油田开发历程

玛 18 井区隶属新疆油田公司百口泉采油厂管理，位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县境内。井区东南部靠近玛纳斯湖盐厂生产区，附近有简易公路通过，奎北铁路横穿工区，交通条件较为便利。油区油气集输及配套系统具有良好的依托条件。该井区主要经历了四个开发阶段：

(1) 开发试验阶段（2015 年—2016 年）：开展不同井距直井衰竭、注水、水平井提产试验，确定了“水平井+体积压裂”开发方式。为探索玛 18 井区经济有效的开发途径、合理的开采技术政策，2015 年 5 月编制完成了《艾湖油田玛

18 井区三叠系百口泉组油藏开发试验方案》，以 T_{1b1} 为主要目的层部署 2 个试验区；累计投产井 77 口，新建产能 24.83×10⁴t。

(2) 规模建产阶段（2016 年—2020 年）：以水平井体积压裂开发方式规模建产，2016 年 10 月编制《艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井开发方案》，部署水平井 53 口，控制井 3 口，新建产能共计 48.39×10⁴t。

(3) 加密调整阶段（2019 年—2023 年）：在整体方案基础上，开展水平井扩边、加密调整，共完钻水平井 38 口，新建产能 63.8×10⁴t。

(4) 提高采收率技术探索阶段（2020 年—目前）：截止 2025 年 6 月底，玛 18 井区开井 251 口（直井 76 口，水平井 175 口），区块日产油 1143t，平均单井日产油 4.5t（直井 0.8t，水平井 6.2t），压力保持程度不足 50%，已进入开发后期，亟需转变开发方式。

针对水平井压后衰竭开发递减快、采收率低的问题，开展烃气驱先导试验，探索注气补能提高采收率可行性。2019 年 4 月股份公司批复《玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验方案》。2020 年 12 月~2022 年 9 月，在艾湖 1 断块 MaHW6103 井开展烃气驱试注（1 注 4 采），经过近 2 年试注，阶段累产油 3.62×10⁴t，增油 1.67×10⁴t，采出程度提高 0.79%，初步明确烃气驱提高采收率可行性。2023 年 8 月完成烃气驱先导试验地面建设，开展 2 注 7 采先导试验。试验区阶段累注气 3737 万方（0.05HCPV），注气后，通过调剖控制气窜，日产油水平由 78t 提升至 110t 以上，阶段累增油 4.73 万吨，换油率 790m³/t，取得了较好提采效果。

3.3 工程整体布局和建设规模

3.3.1 整体布局

本工程注气井周边玛 18 转油站及玛 18 天然气处理站（富城能源运营）可作为注气井气源，均位于奎北铁路南侧。本次扩大试验共部署 14 口注气井，其中有 6 口井（含先导试验 2 口井）位于奎北铁路北侧，8 口井位于奎北铁路南侧。

考虑高压（48MPag）输气管道穿越铁路存在安全风险，铁路北侧新增注气井与先导试验阶段采用相同的注气模式：“中压（约 4MPag）穿越奎北铁路，在

铁路北侧进一步增压（48MPag）后注气”。铁路北侧 6 口井总注气量为 $21 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，先导试验阶段已建穿越铁路输气管道设计规模为 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本次可利用先导试验阶段已建输气管道输气至铁路北侧。

本工程整体布局：自铁路南侧取气，利用已建输气管道中压（约 4MPag）穿越奎北铁路，在铁路南、北两侧分别进一步增压（48MPag）后注气。整体布局详见图 3.3-1，总体分布详见图 3.3-2。

图 3.3-1 工程整体布局图

3.3.2 建设规模

本次扩大试验部署 14 口注气井（老井转注），其中注气井 MaHW6103 和 MaHW6291 先导试验阶段已建设投产。本次扩大试验新建 12 口井注烃气，井号分别为：MaHW6211、MaHW6123、MaHW6110、MaHW6299、MaHW6117、MaHW6285、MaHW6202、MaHW6289、MaHW6132、MaHW6135、MaHW6232、MaHW6236。14 口老井转注前均进行储层改造（压裂）。

新建 12 口注气井处于 12 座井场内，初期单井注气速度 $3.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，根据气源供给，注气速度允许降至 2.7 万方/天，预测注气 14 年。注气初始注气压力不低于 46MPag，稳定注气后注气压力约为 25~38MPag，最大不超过 40MPag。

本工程各站场（装置）设计规模详见表 3.3-1。

表 3.3-1 建设规模一览表

序号	内容	规模 ($\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$)	规格/工程量
1	新建气源管道	49.5	D508×7/L245N 长度 0.43km 设计压力 1.6MPa，运行压力 0.15~0.3MPag
2	新建玛 18 增压 脱水注气站	49.5/28	增压脱水规模： $49.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 注气增压规模： $28 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
3	新建输气管道 联络线	21	D168×7/20G 长度 0.45km 设计压力 6.0MPa，运行压力 4.0~4.5MPag
4	扩建玛 18 注气站	21/14	本次扩建规模： $14 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 扩建后总规模： $21 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
5	注气井场	12 口	单井注气量 $3.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
6	注气管线	21.2km	设计压力 53MPa 材质 L360N 其中：D89×16 11.1km、D48×10 10.1km

玛 18 井区 2022 年先导试验建设的两口注气井 MaHW6103 和 MaHW6291，

现由第三方（富成能源）供气，本次新建增压脱水注气站考虑为先导试验建设的 2 口注气井提供气源，即本项目建成后 MaHW6103 和 MaHW6291 气源改为新建的玛 18 增压脱水注气站。

3.4 工程组成

本项目新建 1 座增压脱水注气站，扩建玛 18 注气站，新建 12 座注气井场；新建气源管道 0.43km，输气管道联络线 0.45km，注气管道 21.2km。配套供配电、仪表自动化、通信、消防、土建等辅助设施。

工程项目组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 本项目主要工程组成一览表

类别	名称	规模/工程量		建设内容	备注
主体工程	储层改造	14 口		采用固井桥塞分段压裂	改建
	注入工程	注气井场	12 口	12 座采油井改建为天然气注入井场，注气井场新建注气阀组、RTU 柜。采用持续注入方式，单井天然气注入量为 $3.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计注入压力 40MPa。天然气经增压管输至单井井口。	改建
			2 口	利用先导试验工程已建 2 口注汽井	利旧
	玛 18 增压脱水注气站		新建增压脱水注气站 1 座，天然气增压规模为 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、脱水规模 $49.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （操作弹性 50%~120%），详见表 3.4-2 玛 18 增压脱水注气站工程组成一览表		新建
	玛 18 注气站		扩建玛 18 注气站，扩建天然气处理能力 $14 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，详见表 3.4-3 玛 18 注气站工程组成一览表		扩建
	集输系统	气源管线	0.43km	新建玛 18 转油站至玛 18 增压脱水注气站管线，输气规模 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 1.6MPa	新建
		输气管线联络线	0.45km	新建玛 18 增压脱水注气站至已建玛 18 注气站输气管道起点，输气规模 $21 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 6.0MPa	新建
		注气管线	21.2km	新建玛 18 增压脱水注气站至注气井管线，输气规模 $3.5 \sim 28 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 53MPa	新建
扩建玛 18 注气站至注汽井管线，输气规模 $3.5 \sim 14 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 53MPa	新建				
公用工程	供配电	①新建 1 座 35kV 橇装一体化变电站，油区的 10kV 线路均由新建橇装一体化变电站引出。 ②35kV 艾湖变第二路电源由在建 110kV 百 21 变 35kV 柜（备用）引接，新建 35kV 架空线路至 35kV 艾湖变，新建线路导线采用 JL/G1A-185/30，线路长度 24.3km。			新建
	供水	本项目新建场站和注入井场均采用定期巡检、无人值守方式，无新增生活用水			/
	供热	场站供热采用压缩机余热换热系统			/
	道路	14 座注入井场利用现有井场道路；新建玛 18 增压脱水注气站站内道路、站外道路，扩建玛 18 注气站站内道路，详见表			依托
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。	/	
			柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。	/	
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/	

艾湖油田玛18井区三叠系百口泉组油藏水平井烃气驱开发方案环境影响报告书

类别	名称	规模/工程量	建设内容	备注
依托工程	运营期		集输全程采用密闭集输，事故放空天然气采用火炬燃烧放空	/
	废水	施工期	管道试压废水：采用新鲜水，试压结束后用于洒水抑尘。	依托
			储层改造产生的压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理	依托
			施工期施工人员依托玛18集中公寓，项目区无施工生活污水产生	依托
		运营期	运营期井场井下作业废水入罐，拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理	依托
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	新建
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建
	固废	施工期	施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	依托
			焊接废渣：施工结束后集中回收处置。	依托
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。	依托
		运营期	废粘油防渗膜：集中收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置	依托
			井下作业废防渗膜和落地油：集中收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置	依托
			天然气压缩产生的含油废液进入排污罐后最终进入百口泉注输联合站油处理系统处理	依托
			天然气处理过程设备维修产生的废润滑油进入百口泉注输联合站油处理系统处理	依托
			天然气脱水产生的废弃分子筛委托有资质的单位处置	依托
		天然气处理设施定期清理产生的含油污泥，集中收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置	依托	
	生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	/
依托工程	玛18转油站	本项目注气来源于玛18转油站分离伴生气。玛18转油站所产伴生气量约为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，外输压力约为0.2~0.35MPa。	依托	
	百口泉注输联合站	本项目井下作业废水依托百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理，储层改造压裂返排液依托百联站压裂返排液处理系统处理。百联站稀油采出水处理规模 $800000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量 $720000 \text{m}^3/\text{d}$ ；百联站有2套压裂返排液处理系统，设	依托	

艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井烃气驱开发方案环境影响报告书

类别	名称	规模/工程量	建设内容	备注
		计处理规模分别为 2000m ³ /d 和 1500m ³ /d，现状实际处理量 2000m ³ /d。		
	危废临时贮存点	本项目产生的废弃分子筛、含油污泥、废防渗膜、落地油暂存至百口泉联合站危险废物临时贮存点。危险废物临时贮存点建设内容包括污泥临时贮存场、收渣池、刮渣池、污水回收泵房、加药间以及配套建设的配电、采暖通风、土建等系统。		依托
	克拉玛依顺通环保科技有限公司	本项目储层改造和井下作业产生的废粘油防渗膜、天然气处理设施清理产生的含油污泥委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处理。克拉玛依顺通环保科技有限公司具有危险废物经营许可证（编号 6502040039），年处理危险废物能力 188 万 t/a		依托
	玛 18 集中公寓	本项目施工期人员依托玛 18 集中公寓。玛 18 井区集中公寓位于项目区北侧 2.5km 处，占地面积 47500m ² 。集中公寓配套建有生活污水防渗收集池 2 个，污水收集池体积共计 140m ³ （单个污水收集池体积为 70m ³ ），污水集中收集后定期清运至乌尔禾污水处理厂处理。公寓生活垃圾集中收集，统一拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场处置。		依托

表 3.4-2 新建玛 18 增压脱水注气站工程组成一览表

类别	名称	规模/工程量	建设内容	备注
主体工程	伴生气增压	50×10 ⁴ Nm ³ /d	增压压缩机 3 台，处理气量 50×10 ⁴ Nm ³ /d，进气压力 0.15~0.3MPag，排气压力 4.0~4.5MPag； 机组自带余热回收换热器	新建
	增压压缩机出口分离器	气处理能力 49.5×10 ⁴ Nm ³ /d 液处理能力 24t/d	将增压后天然气产生的液态水和烃进行分离	新建
	伴生气脱水	49.5×10 ⁴ Nm ³ /d	分子筛脱水装置 1 套，采用两塔流程，设计处理规模为 49.5×10 ⁴ Nm ³ /d，操作弹性 50%~120%	新建
	注气压缩机入口分离器	气处理能力 28×10 ⁴ Nm ³ /d 液处理能力 24t/d	将伴生气在输送过程中产生的凝液进行分离，同时对压缩机入口天然气压力波动起到缓冲作用	新建
	伴生气二次增压	28×10 ⁴ Nm ³ /d	注气压缩机 3 台，最大处理气量 28×10 ⁴ Nm ³ /d，进气压力 4.0~4.5MPag，最大排气压力 48MPag	新建
辅助工程	伴生气放空系统	低压 65×10 ⁴ Nm ³ /d	事故、设备检维修时，增压前低压伴生气（0.15~0.3MPag）放空接入低压放空系统，配套低压放空火炬 1 座、火炬除液器 1 台	新建

艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井驱气驱开发方案环境影响报告书

		高压 50×10 ⁴ Nm ³ /d	事故、设备检维修时，增压后高压伴生气放空接入高压放空系统，配套高压放空火炬 1 座、火炬除液器 1 台	新建
	道路	站内道路 460m	路基宽 7m，路面宽 6m，设 2.0%路拱横坡度，路面结构类型为水泥混凝土路面	新建
		站外道路 100m	路基宽 7.5m，路面宽 6m，设 2.0%路拱横坡度，路面结构类型为水泥混凝土路面	新建
公用工程	给水、排水		本工程正常生产过程无需新增用水、新增排水	新建
	供电		①外部供电：35kV 架空线路 20km； ②站内新建 1 座 10/0.4kV 变配电室	新建
	供暖		利用压缩机余热供暖，供暖负荷为 196.5kW	新建
	消防		配备灭火器等消防设施	新建
环保工程	废气		集输全程采用密闭集输，事故放空天然气采用火炬燃烧放空	新建
	噪声		选用低噪声设备，采用隔声、减震等措施	新建
	固废	危险废物	增压压缩机入口分离器、增压压缩机出口分离器、分子筛脱水撬、注气压缩机入口分离器、增压压缩机撬，注气压缩机撬等分离的含油废液，进入排污罐增压进入玛 18 转油站，最终进入百联站原油处理系统	依托
			废分子筛暂存于危险废物临时贮存点，委托具有相应危险废物处置资质的单位转运和处置	新建
		伴生气处理设施定期清理产生的含油污泥暂存于危险废物临时贮存点，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置	新建	
依托工程	含油废液处理	本项目天然气压缩产生的含油废液依托百口泉注输联合站原油处理系统处理。百联站原油处理系统分为玛湖原油处理系统和百口泉老区原油处理系统两套工艺流程，分别采用“三相分离器+压力脱水器+电脱水器”（百口泉老区）及“预脱水器+压力脱水器+电脱水器”（玛湖新区）处理工艺。设计处理规模 260×10 ⁴ t/a，实际处理量 190×10 ⁴ t/a。		依托
	含油污泥处理	本项目天然气处理设施清理产生的含油污泥委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处理。克拉玛依顺通环保科技有限公司具有危险废物经营许可证（编号 6502040039），年处理危险废物能力 188 万 t/a		依托

表 3.4-3 玛 18 注气站扩建工程组成一览表

类别	名称	规模/工程量	建设内容	备注
主体	注气规模	14×10 ⁴ Nm ³ /d	扩建前注气规模 7×10 ⁴ Nm ³ /d，本次扩建 14×10 ⁴ Nm ³ /d，扩建完成后玛 18 注气站总规模 21×10 ⁴ Nm ³ /d	扩建

艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井烃气驱开发方案环境影响报告书

	注气压缩机入口分离器橇	气处理能力 14×10 ⁴ Nm ³ /d 液处理能力 12t/d	将伴生气输送过程产生的凝液进行分离，同时对压缩机入口天然气压力波动起到缓冲作用	新建
	注气压缩机组	14×10 ⁴ Nm ³ /d	最大处理气量 14×10 ⁴ Nm ³ /d，进气压力 4.0~4.5MPag，操作弹性 50~120%	新建
辅助工程	放空系统	放空火炬	利用玛 18 注气站现有火炬	利旧
		火炬除液器	新建火炬除液器 1 台	新建
	道路	站内道路 40m	路基宽 5m，路面宽 4m，设单边 2.0%路拱横坡度	新建
公用工程	给水、排水		本工程正常生产过程无需新增用水、新增排水	-
	供电		①站外电源：从 35kV 艾湖变 10kV 侧 I 段母线备用柜引出 1 回 10kV 架空线路作为扩建后玛 18 注气站的备用电源，线路长度约 12km，导线采用 1×JL/G1A-150/20 型。②站内新建 1 座 10/0.4kV 预装式变电站	新建
	消防		配套移动式消防器材	新建
环保工程	废气		集输全程采用密闭集输，事故放空天然气采用火炬燃烧放空	新建
	噪声		选用低噪声设备，采用隔声、减震等措施	新建
	固废	危险废物	压缩机产生的含油废液进入排污罐增压进入玛 18 转油站，最终进入百联站原油处理系统	依托
			伴生气压缩设施定期清理产生的含油污泥暂存于危险废物临时贮存点，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置	依托
依托工程	含油废液处理		本项目天然气压缩产生的含油废液依托百口泉注输联合站原油处理系统处理。百联站原油处理系统分为玛湖原油处理系统和百口泉老区原油处理系统两套工艺流程，分别采用“三相分离器+压力脱水器+电脱水器”（百口泉老区）及“预脱水器+压力脱水器+电脱水器”（玛湖新区）处理工艺。设计处理规模 260×10 ⁴ t/a，实际处理量 190×10 ⁴ t/a。	依托
	含油污泥处理		本项目天然气处理设施清理产生的含油污泥委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处理。克拉玛依顺通环保科技有限公司具有危险废物经营许可证（编号 6502040039），年处理危险废物能力 188 万 t/a	依托

3.5 主要建设内容

3.5.1 储层改造

本次部署注气井，全部采用固井桥塞分段压裂工艺，单段 2~3 簇，簇间距 15.9~39.5m，加砂强度 0.9~1.3m³/m，用液强度 13.5~33.1m³/m，压裂参数见表 3.5-1。

表 3.5-1 扩大试验部署区注气井水平井压裂施工参数表

井号	水平段长 (m)	改造长度 (m)	段数	簇数	簇间距 (m)	加砂强度 (m ³ /m)	用液强度 (m ³ /m)	砂量 (m ³)	液量 (m ³)	施工排量 (m ³ /min)	施工压力 (MPa)
MaHW6103	1209	1355	20	39	34.74	1	20.5	1322.4	27713.37	8.1	84
MaHW6110	1047	903	14	27	33.44	1	19.2	945	17329.7	8	81
MaHW6117	1535	1491	23	45	33.13	1	16.6	1530	24685.4	8.5	84
MaHW6123	1701	1567.5	23	45	34.83	1	16.2	1555	25401.9	9	81
MaHW6132	1200	1169.9	17	49	23.88	1.2	29.4	1348.8	34418.5	12.0	87
MaHW6135	1602	1418	21	41	34.59	1	18.2	1436	25784	8.6	79
MaHW6202	1712	1640	24	47	34.89	1	16.4	1697.5	26899.8	10	76
MaHW6211	1130	1223	16	31	39.45	0.9	13.5	1090	16499.6	8.3	84
MaHW6232	986	1077.6	18	35	30.79	0.9	16.8	978	18140.6	9.1	86
MaHW6236	1303	1308	21	40	32.7	1	19.2	1351.8	25128.9	8.5	84
MaHW6285	946	890.9	10	56	15.91	1.5	33.1	1318.6	29514.6	11.5	88
MaHW6289	1800	1747	22	63	27.73	1.2	21	2099	36700.9	12	81
MaHW6291	1500	1407	17	49	28.71	1	14.9	1395	21019.5	12	87
MaHW6299	1300	1205.6	17	45	26.79	1.3	21.7	1565	26207.25	11	80

3.5.2 新建玛 18 增压脱水注气站

3.5.2.1 建设地点

本项目新建玛 18 增压脱水注气站，依托玛 18 转油站已建公共设施，降低项目投资，选址位于现有玛 18 转油站东侧。

3.5.2.2 主要设备

(1) 增压压缩机入口分离器橇

增压压缩机入口分离器主要功能：将转油站来伴生气在输送过程产生的油、水进行气液分离，同时对压缩机入口天然气压力波动起到缓冲作用，主要参数详

见表 3.5-2。

表 3.5-2 增压压缩机入口分离器参数表

序号	项目	增压压缩机入口分离器
1	工作介质	伴生气
2	工作压力 (MPag)	0.15~0.3
3	气处理能力	50×10 ⁴ Nm ³ /d
4	液处理能力	24t/d
5	设计压力 (MPa)	1.0
6	立式或卧式	卧式
7	容器个数 (台)	1
8	设备尺寸	φ2.4m×9.6m
9	操作弹性	50~120%

(2) 增压压缩机组

增压压缩机组用于对玛 18 转油站来低压伴生气进行一次增压，处理气量 50×10⁴Nm³/d，进气压力 0.15~0.3MPag，排气压力 4.0~4.5MPag。主要参数详见表 3.5-3。

表 3.5-3 增压压缩机组选型参数表

项目	参数
气量(×Nm ³ /d , 20°C 101.325 kPa)	25×10 ⁴
进气压力 (MPag)	0.15~0.3 (设计点0.15)
排气压力(MPag)	4.0~4.5 (设计点4.5)
冷却方式	空冷
型式	往复式
驱动形式	隔爆电机驱动
压缩级数	3
空冷器、控制盘等	有
机组数量	3座 (2用1备)
备注	每台压缩机带余热回收换热器1台

(3) 增压压缩机出口分离器橇

增压压缩机出口分离器橇主要功能：将增压后天然气产生的液态水和烃进行分离，保证天然气去下游装置时不会出现游离水和烃。主要参数详见表 3.5-4。

表 3.5-4 增压压缩机出口分离器参数表

序号	项目	增压压缩机出口分离器
1	工作介质	伴生气
2	工作压力 (MPag)	4.0~4.5
3	工作温度(°C)	50
4	气处理能力	49.5×10 ⁴ Nm ³ /d
5	液处理能力	24t/d
6	设计压力 (MPa)	6.0

7	设计温度(°C)	-19~80
8	立式或卧式	卧式
9	容器个数(台)	1
10	设备尺寸	φ 1.4m × 5.6m
11	操作弹性	50~120%

(4) 分子筛脱水

工程设有分子筛脱水装置 1 套，采用两塔流程，整套装置包括聚结过滤器、吸附塔、粉尘过滤器、再生气加热器、再生气空冷器、再生气分离器、程控阀组等构成，设计处理规模为 $49.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，操作弹性 50%~120%。主要参数详见表 3.5-5。

表 3.5-5 分子筛参数表

序号	项目	分子筛脱水装置
1	处理量	$49.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
2	再生气量	$7.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$
3	脱水塔数量	2座
4	分子筛类型	3A
5	操作弹性	50%~120%

(5) 注气压缩机入口分离器橇

注气压缩机入口分离器主要功能：将伴生气在输送过程中产生的凝液进行分离，同时对压缩机入口天然气压力波动起到缓冲作用。主要参数详见表 3.5-6。

表 3.5-6 注气压缩机入口分离器参数表

序号	项目	注气压缩机入口分离器
1	工作介质	伴生气
2	工作压力 (MPag)	4.0~4.5
3	工作温度(°C)	50
4	气处理能力	$28 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
5	液处理能力	24t/d
6	设计压力 (MPa)	6.0
7	设计温度(°C)	-19~80
8	立式或卧式	卧式
9	容器个数(台)	1
10	设备尺寸	φ1.2m × 4.8m
11	操作弹性	50~120%

(6) 注气压缩机组

注气压缩机组用于对一次增压后的伴生气进行二次增压，增压后外输至奎北铁路南侧 8 口注气井。注气压缩机最大处理气量 $28 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，进气压力 4.0~4.5MPag，最大排气压力 48MPag。主要参数详见表 3.5-7。

表 3.5-7 注气压缩机组选型参数表

项目	组参数
气量($\times\text{Nm}^3/\text{d}$, 20°C 101.325 kPa)	14×10^4
进气温度(°C)	50~55
进气压力 (MPag)	4.0~4.5 (设计点 4.0)
最终排气温度(°C)	$\leq 50^\circ\text{C}$
排气压力(MPag)	48
冷却方式	空冷
电压 (kV)	10
单台额定功率 (kW)	750
型式	往复式
驱动形式	隔爆电机驱动
压缩级数	3
空冷器、控制盘等	有
机组数量	3 (2用1备)
备注	单台压缩机带余热回收换热器1台

(7) 压缩机余热回收

本项目压缩机房内共设置 6 台往复式压缩机，其中增压压缩机 3 台、注气压缩机 3 台，均为 3 级压缩，机组均自带余热回收换热器。取压缩机其中一级增压进行余热回收，满足新建建筑的采暖使用需求。

3.5.2.3 辅助系统

(1) 放空系统

本项目伴生气来气压力 (0.15~0.3MPag) 与注气压力 (48MPag) 相差较大，设置高、低压放空火炬系统，用于站内事故及设备检维修时伴生气放空。

低压放空火炬系统考虑转油站来气全量放空，设计规模取 $65\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ 。新建低压火炬除液器及低压放空火炬的具体参数详见表 3.5-8、表 3.5-9。

表 3.5-8 低压火炬系统参数表

设备名称	主要参数	规模	数量
低压放空火炬	DN300 H=35m	$65\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	1座

表 3.5-9 低压火炬除液器参数表

名称	低压火炬除液器
数量, 台	1
工作介质	放空气
工作压力 (MPag)	0~0.1
设计压力 (MPag)	1.0
立式或卧式	卧式
尺寸	$\Phi 2\text{m}\times 8\text{m}$

高压放空火炬设计规模取 $50\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，新建高压火炬除液器及高压放空火

炬的具体参数详见表 3.5-10、表 3.5-11。

表 3.5-10 高压火炬系统参数表

设备名称	主要参数	规模	数量
高压放空火炬	DN250 H=30m	50×10 ⁴ Nm ³ /d	1座

表 3.5-11 高压火炬除液器参数表

名称	火炬除液器
数量, 台	1
工作介质	放空气
工作压力 (MPag)	0~0.1
设计压力 (MPag)	1.0
立式或卧式	卧式
尺寸	Φ1.8m×7.2m

(2) 道路

①站内道路

新建站内道路 460m, 道路等级为次干道, 设计车速 15km/h。道路路基宽 7m, 路面宽 6m, 设 2.0%路拱横坡度。路面结构类型为水泥混凝土路面。

路面结构为: 22cm 厚现浇 C30 水泥混凝土面层+15cm 厚级配砾石基层+20cm 厚天然砂砾底基层, 路基两侧各设 0.5m 宽、15cm 厚天然砂砾加固路肩, 基层比面层两侧各宽出 30cm。

②站外道路

新建站外道路 100m, 道路等级为五级道路, 设计车速 30km/h。站外道路路基宽 7.5m, 路面宽 6m, 设 2.0%路拱横坡度。路面结构类型为水泥混凝土路面。

路面结构为: 22cm 厚现浇 C30 水泥混凝土面层+15cm 厚级配砾石基层+20cm 厚天然砂砾底基层, 路基两侧各设 0.5m 宽、15cm 厚天然砂砾加固路肩, 基层比面层两侧各宽出 30cm。

3.5.2.4 主要工程量

玛 18 增压脱水注气站主要包括增压压缩机组 (脱水前增压)、脱水装置、注气压缩机组及辅助生产设施等, 主要工程量详见表 3.5-12。

表 3.5-12 工艺部分主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
(一)	设备			
1	增压压缩机入口分离器橇	座	1	
2	增压压缩机组 (含压缩机、空冷器、除油	座	3	

	器、余热利用换热器)			
3	增压压缩机出口分离器橇	座	1	
4	润滑油储罐橇	座	1	
5	分子筛脱水橇	座	1	
6	注气压缩机入口分离器橇	座	1	
7	注气压缩机组 (含压缩机、空冷器、除油器、余热利用换热器)	座	3	
8	15t电动防爆梁式起重机	座	1	
9	燃料气调压橇	座	1	
10	火炬除液器橇	座	2	高、低压火炬除液器
11	放空火炬	座	2	高、低压放空火炬
12	排污罐橇	座	1	
13	污水提升泵橇	座	1	
14	仪表风橇	座	1	含制氮机
(二)	管道			
1	D508×7 / L245N-GB/T 9711	m	30	埋地
2	D168×8 / 20G-GB/T 5310	m	30	
3	D89×5 / 20-GB/T 8163	m	190	
4	D60×5 / 20-GB/T 8163	m	70	
5	D76×14 / L360N-GB/T 9711	m	30	
6	D508×7- L245N-GB/T 9711	m	70	地上
7	D356×7-20-GB/T 8163	m	90	
8	D325×8-20-GB/T 8163	m	300	
9	D325×8- Q345E-GB/T 6479	m	50	
10	D273×7-20-GB/T 8163	m	70	
11	D219×7- Q345E-GB/T 6479	m	385	
12	D168×8-20G-GB/T 5310	m	490	
13	D114×7-20G-GB/T 5310	m	80	
14	D89×5-20-GB/T 8163	m	330	
15	D89×6-20G-GB/T 5310	m	30	
16	D60×5-20G-GB/T 5310	m	20	
17	D60×5-20-GB/T 8163	m	330	
18	D76×14 / L360N-GB/T 9711	m	95	

3.5.2.5 建构物

玛 18 增压脱水注气站内建筑物详见表 3.5-13。

表 3.5-13 新建建构物一览表

序号	名称	轴线尺寸 (长×宽)	建筑面积 (m ²)	建筑高度 (m)	结构形式
1	天然气压缩机房	65m×23m	1517.28	10.6	钢结构 (门式刚架) 设 15t 电动单梁吊车
2	变配电室	20m×12m	262.89	6.3	钢筋混凝土框架

3	仪控间	8m×4.2m	37.35	5.1	钢结构（门式刚架）
4	排污罐池	7m×3.5m	/	3.5	C40砼结构
5	防雨棚	11m×5.5m	72	3	主体为钢结构，基础采用40钢筋混凝土独立柱基

3.5.2.6 平面布置

新建玛 18 增压脱水注气站划分为工艺装置区、辅助生产区、排污区及放空区。工艺装置区主要包含：压缩机入口分离器橇、压缩机出口分离器橇、压缩机厂房、分子筛脱水橇、燃料气橇等。放空区位于站外，包含火炬除液器橇及放空火炬，放空火炬距站区大于 90m。详见图 3.5-1。

3.5.3 玛 18 注气站扩建

3.5.3.1 建设地点

本项目在玛 18 注气站新增注气压缩机，为奎北铁路北侧注气井提供注气气源。在玛 18 注气站南侧扩建站场，利用站内已建公共设施。

3.5.3.2 主要设备

(1) 注气压缩机入口分离器橇

注气压缩机入口分离器主要功能：将伴生气输送过程产生的凝液进行分离，同时对压缩机入口天然气压力波动起到缓冲作用。具体参数详见表 3.5-14。

表 3.5-14 注气压缩机入口分离器参数表

序号	项目	注气压缩机入口分离器
1	工作介质	伴生气
2	容器个数（台）	1
3	气处理能力	14×10 ⁴ Nm ³ /d
4	液处理能力	12t/d
5	工作压力（MPag）	4.0~4.5
6	工作温度（°C）	20~50
7	设计压力（MPa）	6.0
8	设计温度（°C）	-19~80
9	立式或卧式	卧式
10	设备尺寸	Φ1m×4m
11	操作弹性	50~120%

(2) 注气压缩机组

新建注气压缩机组用于对输送至注气站的伴生气进行二次增压，增压后管输至奎北铁路北侧新增 4 口注气井。注气压缩机最大处理气量 14×10⁴Nm³/d，进气

压力 4.0~4.5MPag，排气压力 48MPag。具体参数详见表 3.5-15。

表 3.5-15 注气压缩机组选型参数表

项目	参数
气量($\times\text{Nm}^3/\text{d}$, 20°C 101.325 kPa)	7×10^4
进气温度(°C)	20~50
进气压力 (MPag)	4.0~4.5 (设计点4.0)
最终排气温度(°C)	$\leq 50^\circ\text{C}$
排气压力(MPag)	48
冷却方式	空冷
电压(kV)	380
单台额定功率(kW)	400
型式	往复式
驱动形式	隔爆电机驱动
压缩级数	3
机组数量	3 (2用1备)

3.5.3.3 辅助系统

(1) 放空系统

玛 18 注气站已建放空火炬系统 1 套，火炬含压力、流量开关等放空检测设施，含阻火器、爆破片等防回火设施。已建火炬可满足 $21\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ 放空量，但火炬除液器尺寸不能满足扩建后使用需求。本次扩建利用已建放空火炬放空、新建火炬除液器。具体参数详见表 3.5-16。

表 3.5-16 新建火炬除液器参数表

名称	火炬除液器
数量, 台	1
工作介质	放空气
工作压力 (MPag)	0.01~0.1
设计压力 (MPag)	1.0
工作温度(°C)	-55~20
设计温度(°C)	-60~60
立式或卧式	卧式
尺寸	$\Phi 1.4\text{m} \times 5.6\text{m}$
材质	316L
备注	带排液泵2台 (1用1备) $Q=20\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=30\text{m}$

(2) 道路

新建站内道路 460m，道路等级为次干道，设计车速 15km/h。道路路基宽 5m，路面宽 4m，设 2.0%路拱横坡度。路面结构类型为水泥混凝土路面。

路面结构为：22cm 厚现浇 C30 水泥混凝土面层+15cm 厚级配砾石基层+20cm

厚天然砂砾底基层，路基两侧各设0.5m宽、15cm厚天然砂砾加固路肩，基层比面层两侧各宽出30cm。

3.5.3.4 主要工程量

玛18注气站扩建主要包括建设注气压缩机入口分离器橇、注气压缩机橇、火炬除液器橇等，具体工程量详见表3.5-17。

表 3.5-17 工艺部分主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
(一)	设备			
1	注气压缩机入口分离器橇	座	1	
2	注气压缩机组（含压缩机、空冷器、除油器）	套	3	
3	火炬除液器橇	座	1	
(二)	管道			
1	D168×8-Q345E-GB/T 6479	m	160	架空
2	D114×7-20G-GB/T 5310	m	100	
3	D89×6-20G-GB/T 5310	m	50	
4	D60×5-20-GB/T 8163	m	130	
5	D48×10-L360N-GB/T 9711	m	60	

3.5.3.5 建构筑物

玛18注气站扩建工程新建建筑物主要为橇装变配电室，主要建设构筑物包括注气压缩机入口分离器橇基础、注气压缩机橇基础、火炬除液器橇基础、管架、管墩等。

3.5.3.6 平面布置

本项目对玛18注气站进行扩建，已建注气站内分为工艺装置区、辅助生产区、放空区。本次扩建在已建工艺装置区南侧布置压缩机组及压缩机入口分离器橇，在辅助生产区南侧布置橇装变配电室，在放空火炬南侧布置火炬除液器。放空火炬距站区大于90m。扩建后站场平面布置见图3.5-2。

3.5.4 注气系统

本项目注气管网分为奎北铁路南侧和北侧两部分，铁路两侧注气管网均采用“枝状”敷设。铁路南侧注气管网起点为新建玛18增压脱水注气站，铁路北侧注气管网起点为扩建玛18注气站，终点为各注气井场。井场设置流量计及调节阀，

各注气井单井计量、限流注气。

3.5.4.1 注气井场

本工程新建 12 座注气井，经注气压缩机增压后的高压伴生气（48MPag）通过注气支干线输送至各注气井场。伴生气至井场压力为 40~46MPag、温度 20~50℃，通过注气井注入地层。井场设置流量计、电动调节阀、压力及温度检测。井场设置临时注甲醇接口，投产初期和原料气脱水深度不合格时，用于临时解冻，配置 1 座移动式注甲醇橇，14 座井场共用（含先导试验 2 座井场）。

注气系统方案：

- (1) 井口：采用 70MPa 采气井口，CC 级材质。
- (2) 管柱结构：Φ73mm×5.51mmP110 气密封防腐油管+气密封封隔器+剪切球座等组成，扣型采用气密封扣。封隔器推荐采用永久式耐腐蚀、气密封封隔器。
- (3) 注气：采用油管笼统注气工艺。
- (4) 防腐：油套环空添加水基环空保护液。

3.5.4.2 注气管线

(1) 管道基本参数

本项目线路工程新建 1 条气源管道、1 条输气管道联络线、若干条注气管道。管线基本参数见下表 3.5-18。管线平面布置详见图 3.5-3。

表 3.5-18 管线基本参数表

序号	管道类别	管道起点	管道终点	长度	管道规格	输气规模	设计压力
				km		×10 ⁴ Nm ³ /d	MPa
1	气源管线	玛18转油站	玛18增压脱水注气站	0.43	D508×7	50	1.6
2	输气管线联络线	玛18增压脱水注气站	已建玛18注气站输气管道在富城能源站外起点处	0.45	D168×7	21	6.0
3	注气管线	玛18增压脱水注气站	注气井	21.2	D89×16	3.5~28	53
4	注气管线	扩建玛18注气站	注气井		D48×10	3.5~14	53

(2) 管道敷设

本工程工艺管道全线采用埋地敷设方式。

- ①一般地段：管沟坡比为 1：1，管顶埋深2.1m，覆土应高出设计地面 0.5m，

形成管堤。在经过一些陡坡、陡坎、冲沟、地下管线交叉时，为满足管道弹性敷设的要求，局部地段应适当挖深，管沟宽度适当放大。

②管道变向敷设

当线路平面转角小于等于 3°、纵向转角小于等于 2°时，管道敷设按自然弯曲考虑，即在管沟开挖和管道组装中自动取直，不作转角处理。

(3) 管道标志桩、警示牌及警示带

①里程桩：管线每公里设置 1 个，每段从 0+000m 开始，与阴极保护测试桩合用。

②转角桩：在管线水平转角处，设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

③穿越桩：当管道穿（跨）越铁路、公路、河流、水渠时，在两侧设置穿跨越桩，标明管线名称、铁路、公路或河流的名称，线路里程，穿跨越长度，有套管的应注明套管长度、规格和材质等。

③交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

④加密桩：管道正上方应每隔 50-100m，设置加密桩。

⑤警示牌：管道靠近人口集中居住区、工业建设地段等需加强管道安全保护的地方设警示牌。

⑥警示带：管道沿线距管顶不小于 0.5m 处埋设警示带。

(4) 公路穿越

本工程沿线公路顶管穿越统计详见表 3.5-19。

表 3.5-19 沿线公路顶管穿越统计表

序号	公路名称	穿越方式	穿越长度（m/次）	备注
1	主干道路	顶管	12m/6	沥青路
2	巡检道路	大开挖	10m/6	碎石路

3.5.4.3 主要工程量

注气系统主要工程量详见表 3.5-20。

表 3.5-20 注气系统主要工程量表

序号	构筑物名称	单位	数量	备注
一	新建气源管线			
1	D508×7/L245N-GB/T 9711	m	430	埋地
2	钢制球阀 DN500 PN16	个	1	

3	动火连头	处	1	
4	永久征地	m ³	8	
5	临时征地	m ³	4800	
二	新建输气管道联络线			
1	D168×7/ 20G-GB/T 5310	m	450	
2	钢制球阀 DN150 PN16	个	1	
3	动火连头	处	1	
4	永久征地	m ²	5	
5	临时征地	m ²	5400	
三	新建注气管线及井场			
(一)	注气管道			
1	D89×16-L360N-GB/T 9711	km	11.1	
2	D48×10-L360N-GB/T 9711	km	10.1	
3	钢制球阀 DN40 53MPa	个	24	
6	永久征地	m ²	40	
7	临时征地	m ²	254400	
8	公路穿越	12m/次	6	
9	巡检道路穿越	10m/次	6	
(二)	井场 (12座井场)			
1	D48×10-L360N-GB/T 9711	m	590	
2	移动式注甲醇橇	座	1	

3.5.5 主要指标

3.5.5.1 技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.5-21。

表 3.5-21 本项目主要经济技术指标表

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	建设规模			
1	新建玛18增压脱水注气站	10 ⁴ Nm ³ /d	49.5	新建
2	扩建玛18注气站	10 ⁴ Nm ³ /d	21	本次扩建规模：14×10 ⁴ Nm ³ /d 扩建后总规模：21×10 ⁴ Nm ³ /d
3	新建注气井场	10 ⁴ Nm ³ /d	3.5	12座
4	利旧注气井场	10 ⁴ Nm ³ /d	3.5	2座
二	消耗指标			
1)	电力	10 ⁴ kW·h/a	4203.1	
三	占地面积			
1)	永久占地	m ²	34280	
2)	临时占地	m ²	588569	
四	经济指标			
1)	总投资	万元	30956.06	含增值税
2)	建设投资	万元	28113.99	不含增值税

3)	建设期利息	万元	239.85	
----	-------	----	--------	--

3.5.5.2 占地情况

本工程总占地面积为 622849m², 其中永久占地 34280m², 临时占地 588569m²。占地类型为工矿用地, 占地面积详见表 3.5-22。

表 3.5-22 本工程占地概况一览表

分区		单位	工程量	总占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		占地类型	备注
					永久占地	临时占地		
玛 18 增压 脱水注气站	场站	座	1	18460	18460	0	工矿 用地	/
	站外道路	m	100	750	750	0		宽度 7.5m
玛 18 注气站扩建		座	1	3750	2400	1350		/
管线区	气源管线	km	0.43	4808	8	4800		/
	输气管线联络线	km	0.45	5405	5	5400		/
	注气管线	km	11.1	254440	40	254400		/
	注气管线	km	10.1					/
输电 线路	35kV 一体化变电站	座	1	3798	3798	0		/
	35kV 架空线路	km	44.3	61930	6965	54965	水泥杆塔 205 基，单座永久占地 9m ² 、临时占地 9m ² ；铁塔 50 基，单座永久占地 64m ² 、临时占地 64m ² 跨越点 16 处，每处占地 3000m ²	
	10kV 架空线路	km	13	3708	1854	1854	水泥杆塔 206 基，单座永久占地 9m ² 、临时占地 9m ²	
	施工便道	km	44.3	265800	0	265800	宽度 6m	
合计				622849	34280	588569	/	/

3.5.5.3 工程投资

本项目总投资 30956.06 万元，环保投资 177 万元，环保投资占总投资的 0.57%。

3.5.5.4 劳动定员

本工程新建玛 18 增压脱水注气站 1 座、扩建玛 18 注气站、新建 12 口注气井场，均采用“无人值守、定期巡检、远程控制”的模式，运营期人员均依托公司现有人员，由百口泉采油厂负责管理运行。

3.5.6 公用工程

3.5.6.1 供配电

(1) 电源

①玛 18 增压脱水注气站电源：新建 1 座 35kV 橇装一体化变电站作为玛 18 井区的电源中心，引出 6 回 10kV 线路分别为新建玛 18 增压脱水注气站、已建丝油一、二线提供 10kV 电源，其中 4 回采用 10kV 电缆引至新建玛 18 增压脱水注气站，分别为新建变压器、高压变频柜（厂家自带）提供 10kV 电源。

②玛 18 注气站扩建电源：对艾湖 35kV 变电站进行双电源改造，由在建 110kV 百 21 变引接，作为艾湖变的工作电源（艾湖变原来的工作电源作为备用电源），以满足本次玛 18 注气站扩建新增的用电需求。新建 35kV 输电线路 24.3km。

从 35kV 艾湖变 10kV 侧 I 段母线备用柜引出 1 回 10kV 架空线路作为扩建后玛 18 注气站的备用电源，线路长度约 12km。

(2) 变配电

①玛 18 增压脱水注气站内新建 1 座 10/0.4kV 变配电室，变配电室内含 10kV 配电室 1 间、10kV 变频室 1 间、低压配电室 1 间，变压器室 2 间。

②玛 18 注气站内新建 1 座 10/0.4kV 预装式变电站，变电站内含 10kV 配电室 1 间、低压配电室 1 间，变压器室 1 间。

③注气井：新增 RTU 及电伴热供电依托井场已建户外配电箱，在已建配电箱中新增断路器 3 只分别为井场新增负荷供电。

(3) 主要工程量

本项目供配电主要工程量详见表 3.5-23。

表 3.5-23 主要工程量及电气设备（材料）表

序号	名称	单位	数量	备注
一	玛18增压脱水注气站			
(一)	外部供电			
1	35kV 架空线路 1×JL/G1A-185/30	km	20	
	103 基础电杆, 30基铁塔			
2	35kV 户外真空断路器 ZW17-40.5/630-31.5	台	2	
3	35kV 避雷器 HY5WZ2-51/134	组	2	每组3只
4	35kV 电缆 ZA-YJV62-26/35kV 1×185	m	1800	
5	35kV 撬装一体化变电站	座	1	
6	35kV 架空线路施工便道 6m 宽	km	20	
7	新建单杆双回 10kV 架空线路 2×JL/G1A-150/20	km	1	
(二)	站区			
1	变配电室	座	1	
2	仪控间	间	1	
3	站场			
二	玛18注气站			
(一)	外部供电			
1	新建10kV架空线路	km	12	
(二)	站区			
1	预装式变电站 10m×10m	座	1	
(三)	艾湖变第二电源及主变改造			
1	35kV架空线路	km	24.3	
2	102基础电杆, 50基铁塔	基	80	
3	跨越点	个	16	
4	施工便道 宽 6.0m	km	24.3	
(四)	35kV艾湖变改造			
1	主变压器 SZ20-12500/35	台	1	二级能效
三	注气井 每座内含	座	12	
1	断路器 16A 220V	只	2	
2	漏电断路器 16A 220V 30mA	只	1	
3	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×4	m	250	

3.5.6.2 供排水

(1) 供水

①施工期

本项目在施工期施工人员依托玛18井区集中公寓，项目区不单独设置施工营地，项目区无生活污水产生。管道试压用水从乌尔禾区拉运，试压用水量188m³。

②运营期

运营期不新增劳动定员，无新增生活用水。井下作业用水均集中配置后拉运

至项目区使用。

(2) 排水

①施工期

施工期管道试压废水 64.34m³，全部用于施工现场洒水降尘。

②运营期

运营期井下作业废水拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理。

3.5.6.3 供热

新建玛 18 增压脱水注气站配电室、仪控间采用电暖器供暖，天然气压缩机房采用压缩机余热供暖。主要工程量详见表 3.5-24。

表 3.5-24 供热主要工程量表

序号	主要设备及材料	单位	数量	备注
一	热源部分			
1	电磁供热机组	台	1	
	功率：250kW			
	额定电压：380V/50Hz			
	外形尺寸：1100×1010×1460mm			
2	循环泵 DFM80-100/2/3	台	2	
	转速 n=2900r/min			
二	供热管网部分			
1	无缝钢管 D89×4 20	m	150	管顶埋深-1.2m
2	无缝钢管 D89×4 20	m	30	低支架架空敷设
3	闸阀 Z41H-1.6C DN80 1.6MPa	个	4	
三	各单体供暖、通风、空调部分			
1	低噪声防爆轴流风机 DBT35-11№6.3 α=35°	台	8	
	Q=18250m ³ /h H=294Pa n=1450r/min			
	N=2.2kW U=380V			
2	低噪声轴流风机 DT35-11№2.8 α=30°	台	5	
	Q=2921m ³ /h H=186.2Pa n=2900r/min			
	N=0.18kW U=380V			
3	电暖器(多档调节) 散热量 Q=3.0kW	台	10	
	功率 N=3.0kW 电压 U=220V			

3.5.7 依托工程

本项目注气气源取自玛 18 转油站自产低压伴生气，储层改造产生的压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理；运营期井下作业废水依托百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理；天然气压缩产生的含油废液依托百口

泉注输联合站原油处理系统处理；天然气处理设施定期清理产生的污泥委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处理；施工期施工人员依托玛 18 井区集中公寓。本项目与依托工程位置关系图见图 3.5-4。

3.5.7.1 玛 18 转油站

(1) 基本情况及环保手续

玛 18 转油站主要负责将玛 131 井区、玛 2 井区、艾湖 2 井区及玛 18 井区产液共同输往百联站进行处理及外输。转油站来液可分为三个部分：玛 18 井区管输来液，风南 4、玛 131 以及玛 2 井区管输来液，以及周边零散井罐车来液。其中，玛 18 井区来液经三相分离器进行气液分离，分离后的含水原油与风南 4、玛 131 以及玛 2 井区来液混合后，通过相变加热炉加热（温升至 40~50℃），经分离缓冲橇对加热后的含水原油进行分离缓冲，低含水油通过转输泵增压转输至百联站进行处理。站内已建三相分离器分离出的天然气经除油器处理，分离出的伴生气通过玛 18 天然气处理站（富城能源）回收处理，处理后的天然气一部分用于原油加热和采暖用的站内燃料气，其余由天然气处理站进行处理后外输。

玛 18 转油站于 2018 年 6 月 8 日取得和布克赛尔蒙古自治县环境保护局批复（和环评函字[2018]16 号），2019 年 11 月完成该工程自主验收。

(2) 依托可行性

玛 18 转油站所产伴生气量约为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，外输压力约为 0.2~0.35MPag。本项目天然气注气量为 $49 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，依托可行。

3.5.7.2 百口泉注输联合站

(1) 基本情况

中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站（简称“百联站”）行政上隶属克拉玛依市乌尔禾区，距克拉玛依市区东北侧约 70km，由百口泉采油厂运营管理。该站是一座集油气处理、注水、污水处理等部分组成的联合站。本项目天然气压缩产生的含油废液依托百联站原油处理系统处理，运营期井下作业产生的井下作业废水依托百联站稀油采出水处理系统处理。储层改造产生的压裂返排液依托百联站压裂返排液处理系统处理。

①原油处理系统

百联站原油处理系统分为玛湖原油处理系统和百口泉老区原油处理系统两

套工艺流程，分别采用“三相分离器+压力脱水器+电脱水器”（百口泉老区）及“预脱水器+压力脱水器+电脱水器”（玛湖新区）处理工艺。主要工艺流程如下：

百口泉联合站百口泉老区原油处理系统采用“一段常温化学沉降脱水+二段热沉降脱水+三段电脱水”工艺：井区计量橇对采出液端点加药，油区来液进站后在三相分离器（一段）进行油气水三相分离，液相进入缓冲罐由增加泵提升到加热炉加热，后进入压力脱水器（二段）脱水，低含水原油进入电脱水器（三段）进行电脱水，脱水后的原油进入原油稳定装置稳定。三相分离器、压力脱水器与电脱水器分出来的含油污水进入采出水处理系统。

图 3.5-5 百口泉老区原油处理系统工艺流程图

玛湖新区原油处理系统主要工艺流程如下：

百口泉联合站玛湖新区原油处理系统采用“一段预脱水+二段热沉降脱水+三段电脱水”工艺：井区转油站对采出液端点加药，转油站来液进站后在预脱水器（一段）进行油、水两相分离，液相进入缓冲罐由提升泵提升到原油稳定装置的塔顶气冷却器预热再到加热炉加热，后进入压力脱水器（二段）脱水，低含水原油进入电脱水器（三段）进行电脱水，脱水后的原油进入负压原油稳定装置稳定。预脱水器、压力脱水器与电脱水器分出来的含油污水进入压力返排液处理系统（采出水处理装置）处理。

图 3.5-6 玛湖新区原油处理系统工艺流程图

②污水处理系统

百联站污水处理系统分为常规稀油采出水处理系统、生物水处理系统和压裂采出水处理系统，本项目井下作业产生的废水依托稀油采出水处理系统处理，储层改造压裂返排液依托百联站压裂返排液处理系统处理。

a. 稀油采出水处理系统

百口泉稀油采出水处理站常规稀油采出水处理设计规模 8000m³/d，采出水处理流程为“重力除油-混凝沉降-过滤”三段式处理流程，原油系统来水（T=17~25℃，含油量≤500mg/L，悬浮物≤300mg/L）进入 2 座 2000m³调储罐，其中 1 座为重力除油罐，1 座为调储罐，对水量、水质进行调节，来水经初步沉降后可除去大部分浮油，保证出水含油≤100mg/L，悬浮物≤150mg/L。采出水经

除油后提升进反应沉降单元，在该单元投加净水剂和絮凝剂，采出水经过化学反应后出水（含油 $\leq 15\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 15\text{mg/L}$ ）自流进入 2 座 1000m^3 混凝沉降罐沉降，再经一级过滤处理，出口水质指标达到：含油 $\leq 5\text{mg/L}$ 、SS $\leq 5\text{mg/L}$ ，过滤后的水经投加次氯酸钠杀菌剂后进入注水系统用于老区油田注水。

百口泉稀油采出水处理站已建水处理工艺流程见图 3.5-7。

图 3.5-7 百口泉稀油采出水处理站已建水处理工艺流程图

b. 压裂返排液处理系统

百联站建设有 2 组压裂返排液处理系统，设计处理规模分别为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 和 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 。

$1500\text{m}^3/\text{d}$ 规模压裂返排液处理系统处理工艺采用撬装式处理模式。主体工艺包括 6 套处理系统，分别为：破胶、除硬系统；沉降系统；加载絮凝处理系统；多介质过滤系统；精细过滤系统；污泥处理系统。处理工艺流程见图 3.5-8。

图 3.5-8 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 压裂返排液处理工艺流程图

$2000\text{m}^3/\text{d}$ 规模压裂返排液处理系统处理工艺：经过泵提升来的压裂返排液，首先经过篮氏过滤器，除去返排液中的泥沙、大颗粒机械杂质等污染物，然后进入调节池中，调节水质及水量。然后进入臭氧反应池，在臭氧反应池内发生高效催化氧化作用，快速完成破胶。破胶后的废水加入碳酸钠调 pH 至 8，再加入 PAC 和 PAM 反应后，通过沉淀池去除破乳后产生的大部分絮凝体。出水再调节 pH 至 10，并加入碳酸钠、PAC 和 PAM 反应后，使碳酸钙、碳酸镁及部分高价阳离子形成的沉淀，软化水质。软化后的返排水中间水池中回调 pH 至中性，然后经过提升泵进入核桃壳过滤器、纤维球过滤器（当水质中含油量低时可超越核桃壳过滤器和纤维球过滤器直接进入袋式过滤器中）、袋式过滤器，进一步除去污水中的石油类、悬浮物等污染物，并减小粒径中值。经过除油、除悬浮物、除硬度离子等步骤处理后的返排水进入清水池中，最终进入百口泉采油厂注水系统。处理工艺流程见图 3.5-9。

图 3.5-9 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 规模压裂返排液处理工艺流程图

(2) 环保手续

本项目依托百联站有关环保手续履行情况见表 3.5-25。

表 3.5-25 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	设计规模	批复	验收
1	百口泉注输联合站原油处理系统：原油处理规模扩建到 260×10 ⁴ t/a；原油稳定规模扩建到 290×10 ⁴ t/a；原油外输规模扩建到 300×10 ⁴ t/a 百口泉注输联合站稀油采出水处理系统：设计处理规模 8000m ³ /d，实际处理量 7200m ³ /d，天然气设计处理规模 20×10 ⁴ Nm ³ /d，实际处理量 15×10 ⁴ Nm ³ /d	克环保函〔2018〕83 号	2019 年 11 月完成自主验收
2	百口泉注输联合站压裂返排液处理系统：原有 1 套 1000m ³ /d 压裂返排液撬装式处理装置，扩建 1 套 1000m ³ /d 压裂返排液撬装式处理装置	克环函〔2019〕207 号	2020 年 10 月完成自主验收
3	百口泉注输联合站压裂返排液处理系统：压裂返排液处理设计规模 1500m ³ /d	克环保函〔2019〕208 号	2020 年 7 月完成自主验收

(3) 依托可行性

根据开发部署并结合已建站场在运情况，能力平衡见表 3.5-26。

表3.5-26 百口泉注输联合站处理系统能力平衡

百口泉注输联合站	单位	设计规模	实际处理量	剩余处理量	本次新增处理量	依托可行性
原油处理系统	t/a	260×10 ⁴	190×10 ⁴	70×10 ⁴	3	依托可行
常规稀油污水处理	m ³ /d	8000	7200	800	7.89	依托可行
压裂返排液处理系统	m ³ /d	3500	2000	1500	194.79	依托可行

根据上表 3.5-26，本项目新增井下作业废水和储层改造的压裂返排液均能在百口泉注输联合站处理，故依托可行。

3.5.9.3 危险废物临时贮存点

本项目产生的废弃分子筛、含油污泥、废防渗膜和落地油暂存至百口泉联合站危险废物临时贮存点。

(1) 基本情况

百口泉采油厂注输联合站危险废物临时贮存点建设内容包括污泥临时贮存场（340m³）、收渣池（105m³）、刮渣池（220m³）、污水回收泵房、加药间以及配套建设的配电、采暖通风、土建等系统。

(2) 环保手续

项目于 2014 年 12 月 26 日取得原乌尔禾环境保护局出具《关于<百联站废液

池综合治理-新建清罐底泥临时存放点>建设项目环境影响报告表的批复》（克乌环表〔2014〕3号）；2016年7月完成建设，2016年8月25日乌鲁木齐环境保护局对项目进行了建设项目竣工环境保护现场验收并出具《百联站废液池综合治理-新建清罐底泥临时存放点建设项目竣工环境保护验收意见》（克乌环验〔2016〕5号）。

（3）依托可行性

本项目产生含油污泥、落地油、废分子筛、废弃防渗膜共计 2.05t/a，危险废物临时贮存点根据贮存情况及时交由有资质的单位拉运处置，可以满足本项目危险废物暂存需求。

3.5.9.4 克拉玛依顺通环保科技有限公司

（1）基本情况及环保手续

克拉玛依顺通环保科技有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，位于新疆克拉玛依市乌鲁木齐区风城油田 32 井区以西（中心坐标为*****）。

克拉玛依顺通环保科技有限责任公司（以下简称“顺通公司”）成立于 2016 年 1 月 5 日，其前身为克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司风城油田污泥污水回收处置装置，建于 2012 年，采用成熟的“水-助溶剂体系加热萃取工艺”处理油田含油废弃物，持有自治区环保厅发放的《危险废物经营许可证》（HW08 类危险废物，代码 071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08），处理能力为 30 万吨/年。2018 年克拉玛依顺通环保科技有限责任公司对现有装置进行扩能并升级改造，主要包括：对现有处理含油污泥的水洗-助溶剂萃取装置参数进行调整，不改变其设备数量规模，使处理能力由 30 万吨/年提升至 52 万吨/年；新建 32 台热解炉，用于处置干化油泥 98 万吨/年、废弃防渗膜 7 万吨/年、废矿物油 7 万吨/年；新建 1 套含油废液处理装置，处理能力 47.5 万吨/年；新建含油泥废液沉降池。

（2）环保手续

克拉玛依顺通环保科技有限公司环保手续履行情况详见表 3.5-28。

表 3.5-28 克拉玛依顺通环保科技有限公司环保手续履行情况表

序号	项目名称	环评批复	验收批复
1	风城油田污泥污水回收处置	克环保函〔2012〕316号	克环保函〔2012〕395号

	项目		
2	克拉玛依顺通环保科技有限公司含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目	新环函〔2018〕375号	2021年5月完成自主验收

(3) 依托可行性分析：

克拉玛依顺通环保科技有限公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040039），年处理能力 188 万 t/a。本项目井下作业产生的废弃粘油防渗膜、废分子筛、落地油和运营期天然气处理设施定期清理产生的含油污泥共 2.05t，产生的危险废物占比较小，完全在克拉玛依顺通环保科技有限公司的处理能力范围内。

3.5.7.5 玛 18 集中公寓

玛 18 井区集中公寓位于项目区北侧 2.5km 处，占地面积 47500m²。该公寓属于“中国石油新疆油田分公司玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程”辅助工程，于 2015 年取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，文号“新环函〔2015〕620 号”；于 2019 年通过环境保护竣工自主验收。

集中公寓配套建有生活污水防渗收集池 2 个，污水收集池体积共计 140m³（单个污水收集池体积为 70m³），污水集中收集后定期清运至乌尔禾污水处理厂处理。

公寓生活垃圾集中收集，统一拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场处置。

玛 18 井区集中公寓生活设施服务范围为玛 18 井区、艾湖 1 井区、玛 131 井区等施工期生活依托，本项目位于玛 18 井区，距离玛 18 井区集中公寓距离较近，依托可行。

3.6 储层特征

3.6.1 岩性特征

玛 18 井区百口泉组储层岩性较粗，以灰色、灰绿色砂质细砾岩、小砾岩、含砾粗砂岩为主，其次为灰色砂质中砾岩及含砾中粗砂岩，砾石大小不等，最大粒径超过 16mm，一般为 2mm~8mm，非均质性强。

百一段（T1b1）主要以细、小砾岩为主，占比 79.9%，砾石含量平均 51.1%，

砂质含量平均 44.6%，填隙物含量 4.3%，其中杂基含量 4.1%，泥质杂基 2.1%，胶结物平均含量 0.2%。砾石成分中以凝灰岩为主，占比为 60.6%；其次为花岗岩，占比为 18.4%，接触类型以点-线接触为主，胶结类型为孔隙-压嵌型。砂质成分中以凝灰岩为主，占比为 43.2%；其次为花岗岩，占比为 17.6%，接触类型以线接触为主。胶结物含量较低，以方解石为主，胶结类型为孔隙型胶结，胶结中等-致密。碎屑颗粒磨圆好，砾石多以次圆状为主，分选中等偏差。玛 18 井区百口泉组储层具有低成分成熟度和低结构成熟度的特征。

3.6.2 物性特征

据常规物性分析资料统计，百口泉组 T1b1 储层孔隙度 4.3%~15.3%，平均 9.23%，油层孔隙度 7.5%~15.3%，平均 10.38%。烃气驱部署区油层平均孔隙度 10.5%。

T1b1 储层渗透率 0.05mD~94.8mD，平均 2.30mD，油层渗透率 0.07mD~94.8mD，平均 5.48mD。

3.6.3 粘土矿物

根据 X 衍射分析，百一段（T1b1）储层粘土矿物含量 1.59%~10.88%，以伊/蒙混层为主，平均相对含量 57.9%，其次为绿泥石，平均相对含量 17.36%，伊利石平均相对含量 14.13%，高岭石平均相对含量 11.25%。

3.7 油气藏流体性质

3.7.1 原油性质

玛 18 井区百口泉组 T1b1 油藏按流体的物理性质分类，原油属于一般黑油，但各断块地层原油性质存在一定差异，其中部署区地层原油密度 0.6187g/cm³~0.6957g/cm³，地层原油粘度 0.25mPa.s~0.40mPa.s，详见表 3.7-1。

表 3.7-1 玛 18 井区百口泉组 T1b1 层地面原油性质参数表

断块	地面油性质	地层油性质	饱和	体积	气油比
----	-------	-------	----	----	-----

	原油 密度 (g/cm ³)	原油 粘度 (50°C) (mPa·s)	凝固 点 (°C)	初馏点 (°C)	含蜡 (%)	地层 油密 度 (g/cm ³)	地层 油粘 度 (mPa·s)	压力 (MPa)	系数 (无因 次)	(m ³ /m ³)
玛 6 断块	0.840	7.27	10.75	131.75	7.26	0.7004	0.76	20.68	1.370	129
玛 18 断块	0.824	4.76	5.78	127.32	6.73	0.6301	0.32	25.47	1.452	156
玛 604 断块	0.828	4.84	11.67	137.07	6.19	/	/	/	/	/
艾湖 013 断块	0.826	5.26	12.22	118.84	7.36	0.6187	0.25	34.62	1.62	229
艾湖 1 断块	0.828	4.92	14.79	135.27	7.18	0.6957	0.40	16.3	1.292	99
平 均	0.829	5.41	11.04	130.05	6.94	0.6612	0.43	24.27	1.433	153

3.7.2 天然气物性

玛 18 井区百口泉组 T_{1b} 油藏有 12 口井 39 个天然气分析样品，天然气相对密度为 0.6932~0.7874，平均 0.7334，甲烷含量 72.91%~82.12%，平均 78.15%；乙烷含量 5.27%~8.33%，平均 6.84%；二氧化碳含量 0.09%~0.34%，平均 0.18%；氮气含量 3.24%~6.22%，平均 5.02%。玛 18 转油站伴生气气质组分分析见表 3.7-2。

表 3.7-2 玛 18 转油站伴生气组分表

组分名称	含量 (mol/mol)，%	组分名称	含量 (mol/mol)，%
甲烷	89.54	异戊烷	0.28
乙烷	4.11	正戊烷	0.18
丙烷	1.72	正己烷	0.03
异丁烷	0.79	氮气	2.41
正丁烷	0.64	二氧化碳	0.30
氧气	/	一氧化碳	/
计算分子量	18.35	真实密度	0.7648
真实高位发热量, MJ/m ³	39949.94	真实相对密度	0.6350
真实低位发热量, MJ/m ³	32269.63	压缩因子	0.9976
硫化氢含量, mg/m ³	11.36		
备注	上述相对密度、真实密度、高位发热量、低位发热量的结果均为 20°C，101.325kPa 条件下的值。		

3.7.3 地层水特征

玛 18 井区百口泉组 T_{1b} 油藏未取得合格地层水资料，玛北玛 005 井试油见水，地层水型为 CaCl₂ 型，地层水密度 1.0212g/cm³，矿化度 20512.59mg/L，详

见表 3.7-3。

表 3.7-3 玛 131 井区玛 005 井百口泉组油藏地层水性质表

井号	层位	井段 (m)	主要离子(mg/L)							矿化度 (mg/L)	水型
			K ⁺ 和 Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ³⁻	CO ₃ ²⁻		
玛 005	T ₁ b ₂ ¹	3367~3379	5362.5	0	2377.0	49.4	12033	690.9	0	20512.59	CaCl ₂

3.8 现有工程开发回顾

3.8.1 区块开发现状

3.8.1.1 区块现有工程

玛 18 井区百口泉组油藏已实施产能井 285 口（直井 101 口、水平井 84 口），建产能 137.02 万吨。截止 2025 年 6 月底，玛 18 井区开井 251 口（直井 76 口，水平井 175 口），区块日产油 1143t，平均单井日产油 4.5t（直井 0.8t，水平井 6.2t）。2020 年，在玛 18 井区开展了水平井体积压裂后转烃气驱先导试验。

玛 18 井区现有工程情况详见表 3.8-1。

表 3.8-1 玛 18 井区现有工程组成

序号	工程项目		建设内容
1	主体工程	钻井工程	已实施开发井 285 口，区块日产油 1143t，平均单井日产油 4.5t（直井 0.8t，水平井 6.2t）
		地面集输工程	建有完善的油气集输系统
		原油转输及处理	原油转输依托玛 18 转油站，原油处理依托百口泉注输联合站
		伴生气处理	玛 18 天然气处理站 1 座，由克拉玛依市富城天然气有限责任公司运营管理
		伴生气增压	玛 18 伴生气增压注气站 1 座，由克拉玛依市富城天然气有限责任公司运营管理
2	公用工程	供水工程	注水采用百联站稀油采出水处理系统处理后净化水，百联站压裂返排液处理装置处理后回注油藏
		供配电工程	依托达湖 35kV 变电站和塔城金丝（玛北）110kV 变电站，建有输电线路和杆架式变电站
		道路工程	油区道路就近与油区已建道路相连接，厂外道路为砂砾简易路面
3	环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放
		废水	污水处理依托百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理、压裂返排液依托百联站已建压裂返排液处理装置处理

序号	工程项目	建设内容
	固废	落地油百分之百回收；油泥（砂）和沾油废物委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置
	噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫

3.8.1.2 先导试验阶段建设情况

（1）拟利旧老井建设情况

本次烃气驱扩大试验部署区水平井均为 2016-2022 年完钻老井，利旧的 14 口老井开发建设情况详见表 3.8-2。

（2）玛 18 注气站建设情况

玛 18 注气站建设规模为 $7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，注气站内有注气压缩机 2 套（单台规格为 $3.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）、压缩机入口分离器 1 座，污水回收罐 1 座、放空火炬 1 座、仪表控制室 1 座、变频配电室 1 座及其他配套设施。玛 18 井区先导试验阶段布局见图 3.8-1。

表 3.8-2 老井建设情况一览表

序号	井号	井别	井型	开钻时间	完钻时间	完钻井深 (m)	日均产油量 (t/d)	日注气量 (m ³ /d)	备注
1	MaHW6103	注气井	水平井	-	-	5446	-	30000	已于先导试验阶段转为注气井
2	MaHW6291	注气井	水平井	-	-	5507	-	30000	
3	MaHW6211	稀油采油井	水平井	2019/2/1	2019/6/11	5174	6.2	-	-
4	MaHW6123	稀油采油井	水平井	2017/8/29	2018/1/15	5876	6.2	-	-
5	MaHW6110	稀油采油井	水平井	2017/7/12	2018/2/16	5169	6.2	-	-
6	MaHW6299	稀油采油井	水平井	2020/1/1	2020/5/19	5330	6.2	-	-
7	MaHW6117	稀油采油井	水平井	2017/9/13	2018/1/1	5663	6.2	-	-
8	MaHW6285	稀油采油井	水平井	2019/10/24	2020/9/16	5186	6.2	-	-
9	MaHW6202	稀油采油井	水平井	2017/10/30	2018/4/15	5579	6.2	-	-
10	MaHW6289	稀油采油井	水平井	2019/11/21	2020/6/8	5774	6.2	-	-
11	MaHW6132	稀油采油井	水平井	2017/9/11	2019/10/8	5326	6.2	-	-
12	MaHW6135	稀油采油井	水平井	2017/5/21	2017/8/24	5676	6.2	-	-
13	MaHW6232	稀油采油井	水平井	2018/5/24	2018/10/20	4934	6.2	-	-
14	MaHW6236	稀油采油井	水平井	2018/5/30	2018/8/2	5218	6.2	-	-

图 3.8-1 玛 18 先导试验阶段布局图

3.8.1.3 油气集输现状

玛 18 井区为百口泉油田稀油区块，建有完善的地面集输系统，采用两种布站模式：

(1) 单井油气混输进计量站，在站内对需要计量的单井进行自动选井计量，将计量后的原油和天然气与未计量的油井来液混合后经集油管道输送至玛 18 转油站，在转油站内进行油气分离，分离出的含水原油转输至百口泉处理站进行处理，分离出的伴生气交由第三方（克拉玛依市富成能源有限责任公司）进行处理。

(2) 在单井井口采用单井计量装置对开口采出液进行气液计量，计量后的单井采出液进集油管汇，与其它单井来液混合后经集油管道输送至玛 18 转油站，在转油站内进行油气分离，分离出的含水原油转输至百口泉处理站进行处理。

3.8.1.4 天然气集输系统现状

玛 18 井区天然气增压站供气管道选用 D114×4，管材 20G，设计压力 6.0MPa，全长 2.461km，2 条单井注气管线选用 D48×6，管材 L360，设计压力 51MPa，全长 1.897km。单井注气管线穿越奎北铁路，采用钢筋混凝土套管顶管穿越，套管顶部距离地面 2m，套管内径为 2.15m。

3.8.1.5 供配电现状

35kV 艾湖变为单电源单主变，35kV 电源引自己建 35kV 百黄线换水支线（以下简称换水支线），35kV 换水支线线路全长 21km，导线线径为 1×JL/G1A-185/30，百黄线换水支线中间 T 接架空线路 3 处，分别引至 35kV 艾九简易变、35kV 农田简易变和 35kV 艾湖变电站。35kV 换水支线在后段同百乌线百水支线（电源引接自 110kV 百十一万变电站）通过 35kV 开关站进行联络，形成环网供电。目前，通过换水支线和百乌线百水支线（T 接自百乌线）联络后所带的变电站共有 4 座，分别为换水简易变、艾九简易变、农田简易变和艾湖变电站。

35kV 换水支线引自己建 35kV 百黄线，35kV 百黄线除为换水支线提供 35kV 电源外，还分别为黄羊泉水库变、风城水库变和哈山变供电。

3.8.1.6 自动化现状

百口泉采油厂在克拉玛依机关楼已设置厂级生产调度中心(玛湖油区与百口泉老区监控统筹考虑, 部署 SCADA/视频监控客户端), 玛 18 前线基地作为玛湖油区生产监控中心, 玛 18 转油站中控室机柜间部署 SCADA/视频服务器、备用监控客户端/工程师站)等; 百联站中控室设为集输系统监控中心(DCS 操作站)。油区生产监控系统包括 SCADA 系统(IFIX5.8)和数据监控及数据管理系统(DMS), 目前已部署完毕并正式投运, 满足本次新建井场生产数据的接入要求。

玛 18 转油站仪控室已建站控 PLC 系统和 SCADA 系统各 1 套, PLC 系统用于完成站内自动化仪表的检测、报警、控制等功能; SCADA 系统用于玛 18 井区的远程监控。

3.8.2 现有工程环保手续情况

经统计, 玛 18 井区现有环评手续和验收情况见表 3.8-3。

表 3.8-3 区块现状环保手续履行情况表

序号	建设项目名称	环评批复单位	批复文号	环评审批时间	环境保护竣工验收情况	备注
1	玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015)620号	2015 年 5 月 27 日	2018 年 5 月 31 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第一批）》自主验收	含本项目利旧老井 MaHW6103
					2020 年 1 月 13 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第二批）》自主验收	含本项目利旧老井 MaHW6123、MaHW6110、MaHW6117、MaHW6202、MaHW6132、MaHW6135、MaHW6232、MaHW6236
					2020 年 12 月 29 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）》自主验收	含本项目利旧老井 MaHW6211
					2022 年 3 月 10 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第四批）》自主验收	含本项目利旧老井 MaHW6299、MaHW6285、MaHW6289、MaHW6291
					2023 年 2 月 16 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第五批）》自主验收	/
2	玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2020)180号	2020 年 9 月 21 日	2022 年 4 月完成《玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程（第一期）》自主验收	/
3					2023 年 11 月 29 日完成《玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程（第二期）》自主验收	含玛 18 井区天然气增压站（注气站）、2 口老井（MaHW6103、MaHW6291）转注、天然气集输和注入管线

4	率先导试 验地面工 程			2024年11月30日完成《玛湖凹陷玛18/玛131井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程（第三期）-低压增压站》自主验收	/
---	-------------------	--	--	--	---

3.8.3 现有工程环境影响回顾

3.8.3.1 大气环境影响回顾

根据《玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程（第二期）竣工环境保护验收调查报告表》，项目运营期大气污染源主要为无组织排放源。检测结果见表 3.8-4 和表。

表 3.8-4 无组织非甲烷总烃排放监测结果

监测点位			监测结果				最大值	标准限值	达标情况
			第一次	第二次	第三次	第四次			
MaHW6103 井	2023.11.11	G1	0.50	0.45	0.48	0.48	4.0	达标	
		G2	0.66	0.65	0.62	0.60		达标	
		G3	0.60	0.61	0.62	0.62		达标	
		G4	0.60	0.60	0.58	0.57		0.60	达标
	2023.11.12	G1	0.56	0.53	0.52	0.50		0.56	达标
		G2	0.60	0.60	0.57	0.59		0.60	达标
		G3	0.61	0.58	0.58	0.60		0.61	达标
		G4	0.58	0.58	0.58	0.57		0.58	达标
MaHW6291 井	2023.11.13	G5	0.38	0.43	0.44	0.42	4.0	达标	
		G6	0.42	0.42	0.42	0.40		0.42	达标
		G7	0.44	0.42	0.40	0.42		0.44	达标
		G8	0.41	0.43	0.40	0.40		0.43	达标
	2023.11.14	G5	0.34	0.46	0.44	0.48		0.48	达标
		G6	0.46	0.46	0.44	0.44		0.46	达标
		G7	0.50	0.53	0.51	0.53		0.53	达标
		G8	0.51	0.51	0.51	0.54		0.54	
天然气增压站	2023.11.13	G9	0.40	0.38	0.38	0.35	4.0	达标	
		G10	0.37	0.36	0.40	0.46		0.46	达标
		G11	0.46	0.46	0.46	0.46		0.46	达标
		G12	0.38	0.40	0.40	0.39		0.40	达标
	2023.11.14	G9	0.41	0.46	0.50	0.46		0.50	达标
		G10	0.51	0.52	0.48	0.50		0.52	达标
		G11	0.47	0.50	0.50	0.46		0.50	达标
		G12	0.51	0.52	0.54	0.50		0.54	达标
天然气增压站厂区内	2023.11.13	G13	0.38	0.37	0.36	0.34	4.0	达标	
	2023.11.14	G13	0.50	0.50	0.48	0.47		0.50	达标

从表 3.8-4 可知，井场、玛 18 井区天然气增压站厂界上风向及下风向无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放浓度限值 4.0mg/m³ 的要求。

表 3.8-5 无组织硫化氢检测结果 单位: mg/m³

监测点位			监测结果				最大值	标准限值	达标情况
			第一次	第二次	第三次	第四次			
MaHW6103 井	2023.11.11	G1	ND	ND	ND	ND	ND	0.06	达标
		G2	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G3	0.005	ND	ND	ND	0.005		达标
		G4	0.005	ND	0.005	ND	0.005		达标
	2023.11.12	G1	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G2	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G3	ND	0.005	ND	ND	0.005		达标
		G4	ND	ND	ND	0.005	0.005		达标
MaHW6291 井	2023.11.13	G5	ND	ND	ND	ND	ND	0.06	达标
		G6	0.005	ND	ND	ND	0.005		达标
		G7	ND	ND	0.005	ND	0.005		达标
		G8	ND	ND	ND	ND	ND		达标
	2023.11.14	G5	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G6	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G7	0.005	ND	ND	ND	0.005		达标
		G8	ND	ND	ND	ND	ND		达标
天然气增压站	2023.11.13	G9	ND	ND	ND	ND	ND	0.06	达标
		G10	ND	ND	0.005	0.005	0.005		达标
		G11	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G12	ND	ND	0.005	ND	0.005		达标
	2023.11.14	G9	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G10	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G11	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G12	ND	ND	ND	0.005	0.005		达标
天然气增压站厂区内	2023.11.13	G13	0.005	0.005	ND	ND	0.005	0.06	达标
	2023.11.14	G13	ND	ND	ND	0.005	0.005		达标

根据表检测结果,井场、站场无组织硫化氢浓度均满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新改扩建项目厂界二级标准值限值要求。

3.8.3.2 水环境影响回顾

现有钻井过程均采用下套管注水泥方式进行了固井。在保证固井质量的前提下,可有效隔离含水层与井内泥浆的交换,有效保护地下水层。因此,推广使用水基泥浆,严格要求套管下入深度,保证固井质量,可有效减轻对地下水环境的影响。

运营期的生产废水主要有采出水和井下作业废水等。目前玛 18 井区采出液经管网密闭集输至玛 18 转油站,由玛 18 转油站转输至百口泉注输联合站稀油采

出水处理系统，处理后出水用于回注油藏。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运往百口泉注输联合站稀油采出水处理系统，处理后回注油藏。根据百口泉采油厂例行监测数据，百口泉注输联合站污水处理系统出水口监测数据见表 3.8-6。

表 3.8-6 百口泉注输联合站污水处理系统排口水质监测数据一览表

点位编号	监测点位	样品编号	采样时间	检测项目	单位	检测结果
1#	百联站采出水处理系统	LS-202402082	2024.5.16	含油	mg/L	未检出
				平均腐蚀率	mm/年	0.052
				悬浮固体含量	mg/L	4
				颗粒直径中值	μm	2.4

监测结果表明：百口泉注输联合站污水处理系统回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。

3.8.3.3 声环境影响回顾

噪声主要为井场、站场的各类机泵等产生的噪声。井区定期对井场、站场内机泵进行维护、检修保养，添加润滑油和减震垫。同时给现场工作人员配备耳塞设施。根据《玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程（第二期）竣工环境保护验收调查报告表》，井场厂界监测结果见表 3.8-7。

表 3.8-7 噪声监测结果 单位：dB (A)

监测点位	时间		厂界噪声				标准限值	结果
			Z1	Z2	Z3	Z4		
MaHW6103 井	2023.11.11	昼	43	45	42	44	60	达标
	2023.11.12	夜	41	42	40	41	50	达标
	2023.11.12	昼	42	44	42	43	60	达标
	2023.11.13	夜	40	41	40	41	50	达标
监测点位	时间		厂界噪声				标准限值	结果
			Z1	Z2	Z3	Z4		
MaHW6291 井	2023.11.13	昼	42	43	45	41	60	达标
	2023.11.14	夜	40	41	42	40	50	达标
	2023.11.14	昼	43	45	44	42	60	达标
	2023.11.15	夜	41	42	42	40	50	达标
监测点位	时间		厂界噪声				标准限值	结果
			Z9	Z10	Z11	Z12		
天然气增压站	2023.11.13	昼	43	45	46	43	60	达标
	2023.11.14	夜	40	42	43	41	50	达标

	2023.11.14	昼	42	46	46	43	60	达标
	2023.11.15	夜	40	43	44	41	50	达标

由表 3.8-7 可知，井场、站场厂界昼夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

3.8.3.4 固体废物环境影响回顾

钻井采用泥浆不落地装置进行处理，钻井泥浆循环使用，无法利用的剩余钻井泥浆由专业泥浆技术服务单位进行回收利用。岩屑经监测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准后进行综合利用。

运营期采取井下作业带罐操作，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。玛 18 井区采出液密闭集输至百口泉采油厂注输联合站处理，联合站产生的含油污泥委托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司清运处理。

3.8.3.5 环境风险影响回顾

根据现场调查及资料查阅，井区单井钻井、生产过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，做好固井质量等技术，严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查，该井区未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

3.8.3.6 生态环境影响

（1）生态环境影响要素及影响回顾

①施工期生态环境影响回顾

a. 植被影响回顾分析

油田开发对植被的影响主要表现在井场、管线、道路、站场等施工过程中对植被的破坏及人类活动对植被的破坏，其次污染物的排放也将对天然植被产生一定的不利影响。百口泉采油厂经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

根据现场调查情况，玛 18 转油站、玛 18 天然气处理站、玛 18 注气站等主要场站内主要道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫

处理，各场站在厂区四周设置有围墙围护。井场及道路永久占地范围内的植被完全清除，站场内有零星植被分布。施工结束后对占地进行了平整。随着时间推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

b.动物影响回顾分析

油田开发过程对野生动物的影响主要体现在栖息环境的变化和人类活动的干扰两方面。经过多年油田开发，井场、站场附近少有动物活动的迹象。在油田投入运行后，适应人类影响的物种进入生态系统中，此类动物主要在人类的影响范围内活动较为频繁；井场附近为原生生态环境，动物种类、数量、活动频次较少。

②运营期生态影响回顾

运营期不新增占地，随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复，油田生产运营期正常的巡检、各类运输车辆等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响。

随着百口泉采油厂对运营期生产工作的规范化管理，以及环境保护工作宣传力度的加大，评价范围内的野生动植物未因百口泉采油厂的开发作业活动而受到不利影响。员工遇到受伤的野生动物时，都能提供及时的救助。

③退役期生态影响回顾

受油田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油藏关停井，对于进入退役期的生产设施，应及时进行清退。退役期的清理工作包括地面设施拆除、井口地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至建筑垃圾填埋场处理。

退役期各生产井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

(2) 已采取的生态保护措施有效性评价

①已采取的生态环境保护措施

a.对油田区域内的临时性占地等进行了合理规划，控制了永久和临时占地面积。选线过程中，避开了植被较丰富的区域，减少了对荒漠植物的破坏。

b.站场工程设有围墙，并进行了地面硬化；井场、临时集输站等永久占地范围内进行了砾石铺垫。

c.井场、管线等临时占地范围已进行了平整，植被恢复主要以自然恢复为主，区块内自然植被恢复缓慢。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。

d.油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路（砂石路面）。施工车辆都是在已建道路上行驶，未见车辆乱碾乱轧的情况发生。

e.在油区内设置了环保警示牌、宣传牌。靠近保护区附近道路路边建有“卡山保护区禁止进入警示牌”。

f.保护区内油井底座改造成牲畜饮水槽，水槽微高于周边地表，下雨可储存雨水供野生动物饮用。

②生态环境保护措施有效性评价

a.各类建设项目施工结束后，对施工迹地和井场都进行了及时清理平整，并对施工迹地进行地表恢复。本次调查期间，场站内地表采取了水泥硬化或敷设砾石等措施，管线沿线已与周围生态景观融合，未见生态破坏现象。

b.建设单位按规定办理了相关征地及补偿手续，临时占地内经扰动的植被采取自然恢复措施，恢复情况因地形和水分条件不同有所差异。

综上所述，百口泉采油厂基本落实了环评及批复的生态环境保护措施，加之运营期合理运营管理，已采取的生态环境保护措施有效。

3.8.3.7 水土流失与水土保持

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

3.8.3.8 排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》的要求，本次运营期交由中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂进行管理。新疆油田公司百口泉采油厂排污许可证情况见表 3.8-8。

表 3.8-8 百口泉采油排污许可证情况

单位名称	生产经营场所	排污许可证编号	有效期限	管理类别
中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司百口泉采油厂	新疆维吾尔自治区-克拉玛依市-乌尔禾区	91650200715597998M027X	2026.1.30 至 2031.1.29	登记管理

3.8.3.9 突发环境事件应急预案

百口泉采油厂修编了《新疆油田公司百口泉采油厂突发环境事件应急预案》，并取得克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局的备案，备案编号为 650205-2024-009-L，备案时间为 2024 年 7 月 10 日。

3.8.3.10 现有工程污染物排放量

本项目现有工程污染物排放情况汇总见表 3.8-9。

表 3.8-9 现有工程污染物排放表

类型	类别	单位	现有工程污染物排放量	来源
废气	烟尘	t/a	0.153	《艾湖油田玛18井区百口泉组油藏南部区块开发工程环境影响报告书》
	SO ₂	t/a	0.042	
	NO _x	t/a	7.83	
	VOCs	t/a	227.1	
	硫化氢	t/a	0	
废水	井下作业废水	m ³ /a	0	
	采出水	m ³ /a	0	
固废	废防渗材料	t/a	0	
	废机油	t/a	0	
	清管废渣	t/a	0	
	清罐底泥	t/a	0	

3.8.4 项目所在区域存在环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘的情况，井场、道路及其他附属设施均未发生违规占地行为，井场无事故发生污染井场及周边、土壤。井场周围野生植被未受到破坏，临时占

地范围内植被正在进行恢复。井场目前无事故发生，现状无环境问题，无需提出“以新带老”整改措施。

3.9 工程分析

3.9.1 生态影响因素分析

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

3.9.1.1 施工期

(1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。永久占地主要包括新/扩建场站工程和输电线路杆塔占地。临时占地包括玛 18 注气站扩建、管线工程和输电线路临时占地。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目输气/注气管道作业带宽度为 12m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2~3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。井场土地平整会占用现有工矿用地。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构，临时占地将在短期改变土地利用的结构，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

(2) 破坏植被

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

(3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个

方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

(4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于和布克赛尔蒙古自治县，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.9.1.2 运营期

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

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及井场周围设防绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.9.1.3 退役期

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

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

3.9.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.9.2.1 施工期

施工期主要包括储层改造和地面工程建设内容，其环境影响因素主要来源于压裂和场站、管线、输电线路、道路施工过程，主要包括生态影响，以及施工过程中排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态

保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

3.9.2.2 运营期

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

3.9.2.3 退役期

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

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 3.9-1；主要污染源构成见表 3.9-1。

表 3.9-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
储层改造工程	车辆尾气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	压裂返排液	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
站场、管线、电力线施工	施工扬尘、车辆尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
	施工土方、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源, 随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源, 随作业结束而消除	
注气作业	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	生产期
	井下作业	土壤、地下水	临时性污染源, 随作业结束而消除	生产期
	落地油、废防渗膜等危险废物泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
天然气压缩	含油污泥、废润滑油、含油废液、废分子筛等危险废物泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源, 随作业结束而消除	退役期

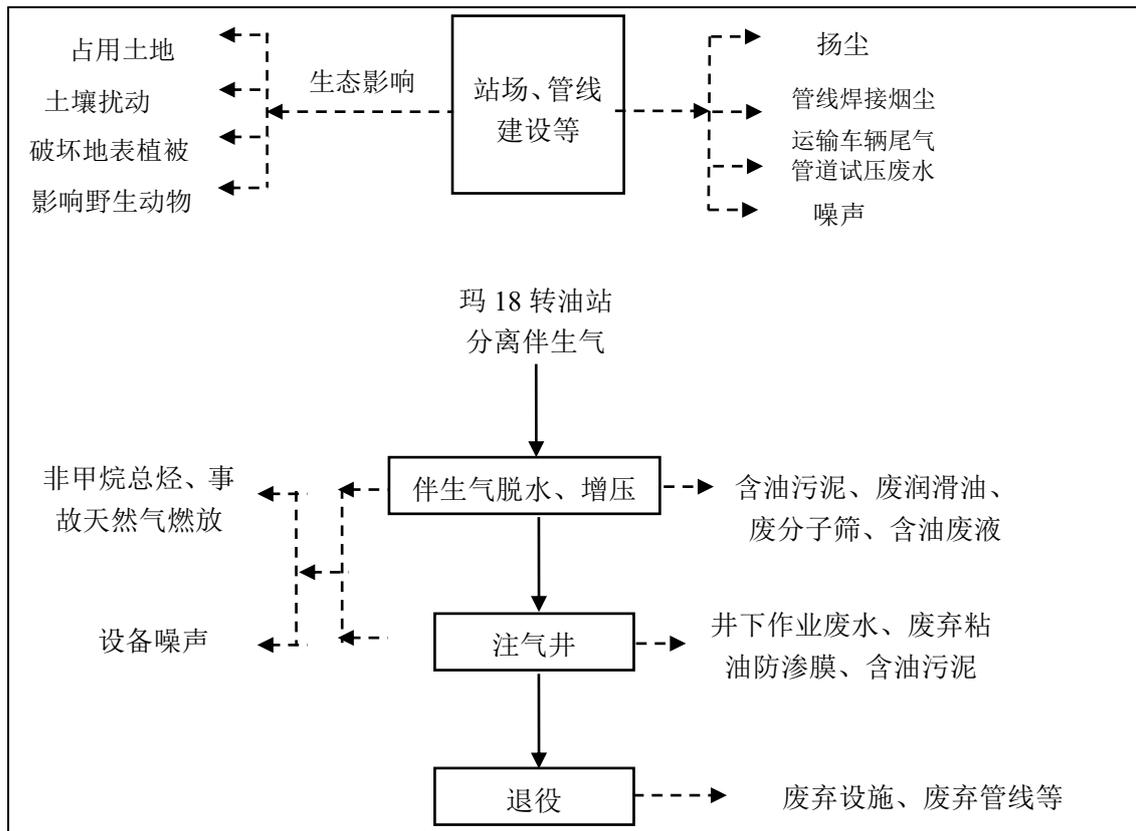


图 3.9-1 本项目工艺流程及产污节点图

3.9.3 施工期主要施工工艺及产污环节

本项目施工期主要包括储层改造工程、场站建设、管线、电力线等地面工程。

3.9.3.1 储层改造工程

本项目储层改造主要是对利旧的 14 口老井水平段进行压裂。

压裂是油气井增产的一项主要措施，油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定黏度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加产油量。拟建项目 14 口注汽井采取压裂作业方式，在压裂前，油管连接回接密封筒插入悬挂封隔器，实现油管与悬挂封隔器的连接与密封，回接成功之后憋压打开压差滑套，对第一段进行压裂，后逐级投球逐级开启投球滑套，逐级压裂。

压裂工艺具体为：泵注桥塞射孔连作→压裂→焖井→排液→测试生产→正常生产。

3.9.3.2 场站建设

场站施工期间主要分为场地平整、基础开挖、建设及安装设备，最后投入使用，此过程中不可避免的对项目区所在地周围环境产生一定的影响。施工期主要是产生扬尘、车辆机械尾气、废水、噪声及建筑垃圾等。本项目玛 18 注气站扩建和新建玛 18 增压脱水注气站得建设基本工序及产污流程如图 3.9-2 所示：

图 3.9-2 场站建设工艺流程及产污环节图

3.9.3.3 管线敷设

集输工程建设工艺流程及产污环节详见图 3.9-3。

图 3.9-3 集输工程建设工艺流程及产污环节示意图

（1）场地平整

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

清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢

复。施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水填平。施工完毕之后，要注意施工作业带的恢复工作，使土地恢复原有状态。

（2）管沟开挖

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

（3）管道敷设

本工程集输管线均采用埋地敷设，管道穿越沥青路段采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

埋地管道保温敷设，管底标高-2.10m。

（4）试压回填

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

（5）场地恢复

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

3.9.3.4 输配电工程施工

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

3.9.3.5 施工期产污环节分析

（1）废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆废气及管线焊

接烟尘。

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

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括废压裂返排液和管道试压废水。

压裂作业完成后将产生压裂返排液；管道试压废水是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生的废水。

（3）噪声

施工噪声为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

（4）固废

施工期产生的固体废物主要有焊接废渣、施工土方、建筑垃圾和废弃防渗膜等。

焊接废渣主要是管道焊接作业中产生，场站建设和管道敷设开挖产生的施工土方和其他建筑垃圾。废弃防渗膜主要是储层改造防渗过程中产生。

施工期主要工艺流程及产污环节见图 3.9-4。

3.9.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有天然气处理（脱水、增压）、注气作业、井下作业过程。

3.9.4.1 天然气处理（脱水、增压）

（1）玛 18 增压脱水注气站

①天然气增压

玛 18 转油站来含水低压伴生气（ $Q=50\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ， $P=0.15\sim 0.3\text{MPag}$ ）经压缩机入口分离器分离液相后，进入增压压缩机组增压至 $4.0\sim 4.5\text{MPag}$ 。增压后伴生气经压缩机出口分离器分离液相后，气相（ $Q=49.5\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ）进入分子筛脱水装置脱水。脱水后部分干气经计量后，输送至铁路北侧玛 18 注气站；剩余干气进入注气压缩机入口分离器，分离管路中产生的凝液后，进入注气压缩机组增压至 48MPag ，增压后伴生气外输至铁路南侧注气井场。压缩机设置余热回收换热器，利用增压所产热量为压缩机房采暖提供热源。

图 3.9-5 玛 18 增压脱水注气站工艺流程图

②天然气脱水

本项目采用分子筛吸附脱水工艺，具体工艺为两塔流程，一塔进行脱水，另一塔进行吸附剂的再生和冷却，两塔切换操作，时序安排为吸附 8 小时，再生 5 小时，冷吹 3 小时。

③事故放空流程

本项目伴生气来气压力（ $0.15\sim 0.3\text{MPag}$ ）与注气压力（ 48MPag ）相差较大，设置高、低压两套放空火炬系统，用于站内伴生气放空。

增压前低压伴生气（ $0.15\sim 0.3\text{MPag}$ ）放空接入低压放空系统；增压后高压伴生气放空接入高压放空系统。高、低压放空总管来气进入对应的高、低压火炬除液器，对火炬气中所带的液体进行分离，分离出的放空气经阻火器后进入对应的高、低压放空火炬竖筒，沿竖筒上升至火炬燃烧器燃烧。

点火气总管经自立式调节阀组、阻火器后分成五路：两路管线通往火炬气系统的两套点火器用作点火器气源，每套点火器管线均配有自动控制阀组；一路管线通往火炬气系统的长明灯用作长明火常燃气源，管线配有自动控制阀组；一

路经针形阀、流量计、止回阀后通往地面爆燃混合腔，用作地面爆燃点火用气；一路作为密封气，在通往火炬的密封气管线上设置自动开关阀与火炬放散管线上的流量信号连锁。当流量开关检测到流量信号时，由自动控制系统打开开关阀，通入密封气，当排放结束时，延时关闭开关阀，停止通入天然气。

(2) 玛 18 注气站

① 增压注气流程

新建玛 18 转油站增压脱水后的伴生气，利用先导试验阶段已建气源管道输送至玛 18 注气站。玛 18 注气站来气一部分 ($Q=7\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$, 4.0~4.5MPag) 输送至先导试验阶段已建设施，进行增压注气；其余伴生气 ($Q=14\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$) 输送至新建压缩机入口分离器分离管输中可能产生的液滴，分离液相后的伴生气进入注气压缩机增压至 48MPag，增压后的伴生气外输至奎北铁路北侧新建 4 座注气井场进行注气。

图 3.9-6 玛 18 注气站工艺流程

② 事故放空流程

玛 18 注气站已建放空火炬系统 1 套，火炬含压力、流量开关等放空检测设施，含阻火器、爆破片等防回火设施。本次扩建新建设备利用已建放空火炬放空，新建火炬除液器。

将本次新建设备的放空管道就近接入已建高压放空总管，将已建注气站至放空火炬的高压放空管道与已建污水回收橇来的低压放空管道在新建火炬除液器前汇合后，接入新建火炬除液器，对放空气中所带的液体进行分离。分离液滴的放空气经阻火器后进入放空火炬竖筒，沿竖筒上升至火炬燃烧器燃烧。

3.9.4.2 注气作业

本工程经注气压缩机增压后的高压伴生气 (48MPag) 通过注气支干线输送至各注气井场。伴生气至井场压力为 40~46MPag、温度 20~50°C，通过注气井注入地层。井场设置流量计、电动调节阀、压力及温度检测。井场设置临时注甲醇接口，投产初期和原料气脱水深度不合格时，用于临时解冻，配置 1 座移动式注甲醇橇，14 座井场共用 (含先导试验 2 座井场)。

图 3.9-7 注气井场工艺流程示意图

3.9.4.3 井下作业

井下作业主要包括维护性作业和措施性作业。

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

措施性作业主要包括压裂作业、修井等，其主要作业环节基本相同，污染物主要为起管柱过程散落的少量落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及压裂改造作业的压裂返排液。项目产生的井下作业废水拟运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理，本次以压裂返排液为代表分析井下作业废液。

压裂改造的工艺流程与新钻井相同，主要包括：井架安装，试压，起原井杆柱，放喷、试压、起管柱，填砂，通井、刮削，压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管等环节，其施工流程及产污环节见图 3.9-8。

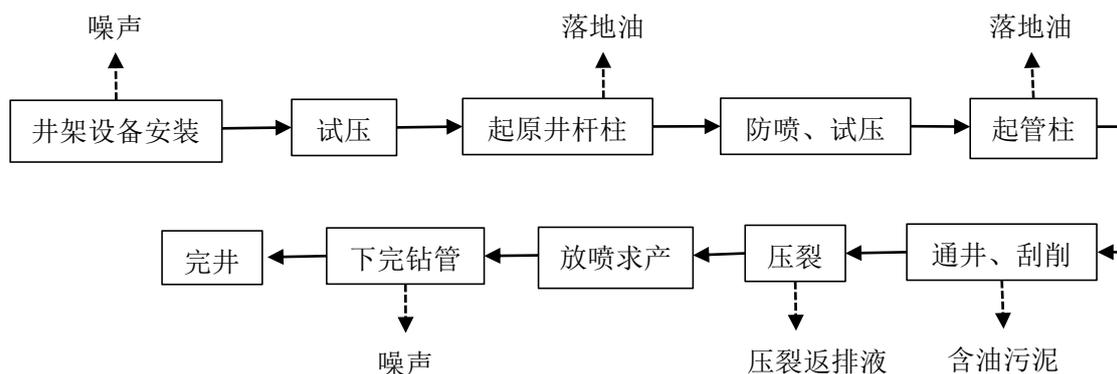


图 3.9-8 压裂作业施工流程及产污环节示意图

3.9.4.4 产污环节分析

(1) 废气

本项目运营期产生大气污染物的主要环节为天然气集输、运输及处理过程中挥发的无组织烃类气体、温室气体和事故情形天然气燃放废气。

(2) 废水

本项目运营期产生废水的主要环节为井下作业过程中产生的井下作业废水。

(3) 噪声

项目运营期噪声主要来自井场、井下作业设备的各类机泵、天然气处理场站各类设备等。

(4) 固废

本项目运营期产生的固体废物主要来自井下作业时产生的落地油、废防渗膜；井场和天然气处理场站各类机械设备维修更换下来的废润滑油、天然气处理设施产生的含油废液和定期清理产生的含油污泥、天然气脱水产生的废分子筛。

运营期主要工艺流程及产污环节见图 3.9-9。

3.9.5 退役期主要工艺过程及产污环节

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

3.9.5.1 封井措施

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

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

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

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

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

（5）封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

（7）建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

3.9.5.2 设备清洗

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

理。

3.9.5.3 设备拆除

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

3.9.5.4 场地清理及修复

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

3.9.5.5 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工机械废气、施工噪声、清管废水、废弃建筑残渣等。退役期主要工艺流程及产污环节见图 3.7-12。

图 3.7-12 退役期工艺流程及产污环节示意图

3.9.6 施工期污染源及源强核算

项目施工期主要污染物为施工活动中施工扬尘、汽车尾气排放、管线焊接烟尘、管线敷设试压废水、废土石方、废弃防渗膜、建筑垃圾，储层改造压裂返排液，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.9.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、管道焊接烟尘、运输车辆的尾气等。

(1) 施工扬尘

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

(2) 焊接烟尘

项目管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、管道起点和终点连接处等会有少量焊接作业，焊接过程会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘中主要含有 MnO_2 、 Fe_2O_3 、 SiO_2 和 HF 等污染因子，产生量较少，无组织排放。

(3) 车辆尾气

本项目施工期平均每天各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO 1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d， NO_2 为 5.78kg/d， SO_2 为 0.064kg/d。本次施工期以 180d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.9-2。

表 3.9-2 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
车辆尾气	0.387	0.227	1.04	0.012

3.9.6.2 废水污染源

项目施工期废水主要为：管道试压废水、储层改造产生的压裂返排液。

(1) 管道试压废水

项目注气管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目新建管线主要为天然气集输和注气管道。经核算，试压用水最大量为 188m³，试压排水率取 80%，则管道试压废水产生量约为 64.34m³，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

项目试压废水产生量见表 3.9-3。

表 3.9-3 本项目试压废水产生量统计表

序号	名称	管线长度/km	系数取值	试压废水量/m ³
1	气源管线	0.43	1.5	123.56
2	输气管线联络线	0.45		125.67
3	注气管线	11.1		42.47
4	注气管线	10.1		9.32
按 80%循环量，则废水产生量：				64.34
注：1.试压废水计算公式为：管线容积×1.5。 2.管线试压废水优先考虑循环使用，4 条不同管径的集输管线试压废水产生量最大为 125.67m ³ ，每次循环水量按 80%计，则 4 条不同管径试压后，最终废水产生量为 125.67×80%×80%×80%=64.34m ³ 。				

(2) 压裂返排液

本项目 14 口井采用水力压裂，压裂液总量约 35.544×10⁴m³，根据建设单位提供资料，压裂返排液的产生量按照用量的 20%计算，本项目共产生压裂返排液 7.11×10⁴m³，产生的废压裂液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理。

3.9.6.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 3.9-4。

表 3.9-4 施工期主要噪声源情况

序号	噪声源名称		空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	储层改造	仪表车	5	70	0	70-85	限制车速、定期维护	连续
		管汇车	5	70	0	70-85		连续
		提液泵	50	40	0	80-90		连续
2	地面工程建设	运输车辆	-	-	-	80-95	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
		推土机	-	-	-	90-100		间断
		挖掘机	-	-	-	80-95		间断
		电焊机	-	-	-	90-100	定期维护保养	间断

3.9.6.4 固体废物

施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为焊接废渣和建筑垃圾。

(1) 焊接废渣

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

置。

(2) 施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖和道路建设等产生；开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

本项目土石方平衡见表 3.9-5。

表 3.7-5 项目土石方平衡表

工程类别	挖方 (m ³)	填方 (m ³)	借方 (m ³)	弃方 (m ³)	备注
玛 18 增压脱水注气站	1785	1566	0	219	站场内部用地平整
玛 18 注气站	426	400	0	26	
天然气集输管线	173900	173900	0	0	各类管线长 22.08km, 管沟宽度 1.2m, 埋深 2.1m
输变电工程	246	246	0	0	/
合计	176357	176112	0	245	/

(3) 建筑垃圾

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

(4) 废弃防渗膜

本项目施工期储层改造过程产生少量废弃防渗膜，属于粘油危废，集中收集后由施工单位委托有资质的单位处置。

结合施工期工艺流程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》(GB34330-2017) 的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》(2025 年版)，判定是否属于危险废物，见表 3.9-6，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.9-7。

表 3.9-7 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	0m ³	√	/	《固体废物鉴别标准通则》(GB34330-2017)
2	焊接废渣	管道焊接	固态	废焊条、焊渣	少量	√	/	
3	建筑垃圾	安装设备	固态	/	少量	√	/	
4	废弃防渗膜	储层改造	固态	矿物油	少量	√	/	

表 3.9-8 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
1	管线施工土方	一般工业固废	管线施工	固态	土	/	/	/	900-001-S70	0m ³	回填管沟、管廊； 场地平整
2	焊接废渣			固态	废焊条、 焊渣	/	/	/	900-999-99	少量	集中回收，施工结束后集中回收处置
3	建筑垃圾		安装设备	固态	/	/	/	/	900-001-S72	少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
4	废弃防渗膜	危险废物	储层改造	固态	矿物油	危险废物鉴别标准	毒性、易燃性	HW08	900-249-08	少量	由施工单位委托有资质的单位处置

(5) 施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.9-10。

表 3.9-10 本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
		焊接烟尘	MnO ₂ 、 Fe ₂ O ₃ 、 SiO ₂ 和 HF 等	少量	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
		施工期运输车辆尾气	烃类	0.387t	使用符合国五标准的燃料，施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的开始而停止排放
			CO	0.0227t	
			NO _x	1.04t	
SO ₂	0.012t				
废水	管线	试压废水	废水量	64.34m ³	沉淀后洒水降尘
	井场	压裂返排	废水量	7.11×10 ⁴ m ³	入罐后拉运至百联站压裂返

		液			排液处理系统处理
固体 废物	管线工程	施工土方	0m ³	回填管沟、管廊；场地平整	管线工程
	设备安装	建筑垃圾		少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
	管道焊接	焊接废渣		少量	集中回收，施工结束后集中回收处置
	储层改造	废弃防渗膜		少量	施工单位委托有资质的单位处置
噪声	井场	储层改造设备	噪声	90dB(A)	对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
		运输车辆	噪声	90dB(A)	

3.9.6.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在站场、管线、电力线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

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

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、设备安装、电力线施工等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地面积为 622849m²，其中临时占地 34280m²，永久占地 588569m²。占地类型为戈壁。

3.9.7 运营期污染源分析及源强核算

运营期环境影响因素主要体现在天然气处理、集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水；固体废物主要为场站设备维修产生的废润滑油、天然气处理设施定期清理产生的含油污泥、天然气脱水产生的废分子筛、天然气压缩产生的含油废液、井下作业产生的废弃防渗膜。噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声等。

3.9.7.1 废气污染物

天然气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该

过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：

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

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

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

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，天然气中非甲烷总烃含量一般不高于 5%，取 5%；

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

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8760h。取值详见表 3.9-11。

表 3.9-11 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

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

根据上述公式计算天然气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.9-12。

表 3.9-12 天然气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/(kg/h/源)	设备数量(个/套)	污染物排放量(t/a)	数量(座)	污染物排放量总计(t/a)
注气单井	阀门	0.064	11	0.0006	14	0.0091
	法兰	0.085	3	0.0002		0.0033
	连接件	0.028	20	0.0005		0.0072
玛 18 增压脱水注气站	阀门	0.064	19	0.0011	1	0.0011
	法兰	0.085	3	0.0002		0.0002
	连接件	0.028	18	0.0005		0.0005
玛 18 注气站	阀门	0.064	10	0.0006	1	0.0006
	法兰	0.085	8	0.0006		0.0006

	连接件	0.028	5	0.0001		0.0001
合计						0.0227

3.9.7.2 废水污染物

运营期废水主要为井下作业废水。

井下作业废水的产生是临时性的。主要是由洗井、维修、压裂等工段产生的。

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

表 3.9-13 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	物理+回注 ①	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679	物理+回注 ①	0
				石油类	g/井次-产品	6122	物理+回注 ①	0
	压裂液	低渗透油井加砂压裂		废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	153.21	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井		废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用	0

结合项目实际特点，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 3.9-14。

表 3.9-14 井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标		产生量 (t/次)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废洗井水	废水量	379.82	0	罐车拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理达标回注地层
		COD	0.49	0	
		石油类	0.09	0	
2	废压裂液	2144.94	0		
3	废洗井液	354.06	0		

3.9.7.3 噪声污染源

运营期噪声污染源主要包括：场站设备运转噪声、井下作业机械和巡检车辆等。噪声排放情况见表 3.9-15。

表 3.9-15 运营期噪声排放情况（单位：dB(A)）

噪声源名称	空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
	X	Y	Z			

正常工况	井场	注甲醇橇	15	20	1.5	65~70	独立基础，加减振垫	间断
	站场	机泵	25	15	1	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
		压缩机	28	16	2	85~90	采用低噪声设备，设置于室内，基础减震	连续
	交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
非正常工况	井场	井下作业（修井）	25	15	0	80~120	独立基础，加减振垫，采用软连接	间断

3.9.7.4 固体废物

(1) 含油污泥

运营期天然气处理场站设备定期检维修产生底泥属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码 071-001-08。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》可知清罐底泥产污系数为 0.007t/万立方米产品，本工程天然气处理量为 50 万立方米/天，故含油污泥产生量为 0.35t/a，暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

(2) 废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备、天然气处理场站各类装置设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，本项目废润滑油产生量为 0.5t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，集中收集后进入联合站原油处理系统处理。

(3) 废分子筛

本工程天然气处理过程采用分子筛进行脱水，脱水采用 2 塔流程，1 塔吸附、1 塔再生方案，分子筛吸附能力显著下降后需进行更换，更换下来的废分子筛属于《国家危险废物名录》（2025年）HW49 其他废物中沾染毒性、感染性危险废物的废弃的过滤吸附介质，危险废物代码 900-041-49，废产生量约 1.5t/a，暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

(5) 废防渗膜

运营期注汽井井下作业过程中采用防渗膜进行防渗,将产生少量的废弃粘油防渗膜,属于《国家危险废物名录》(2025年版)HW08中其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物,危废代码为900-249-08,暂存于危险废物临时贮存点,由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

(6) 含油废液

天然气处理场站增压压缩机入口分离器、增压压缩机出口分离器、分子筛脱水撬、注气压缩机入口分离器、增压压缩机撬、注气压缩机撬等会产生少量含油废液,根据设计单位提供资料,年均产生量为t/a。属于《国家危险废物名录》(2025年版)HW08中其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物,危废代码为900-249-08。储存于场站内的排污罐中,定期加压泵入百口泉注输联合站原油处理系统处理。

根据《国家危险废物名录》(2025年版)以及危险废物鉴别标准,判定上述固体废物是否属于危险废物,判定结果见表3.9-16。

表 3.9-16 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量(t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	含油污泥	清罐	半固态	油砂混合物	0.35	√	/	《国家危险废物名录》(2025年版)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	废防渗膜	井下作业	固态	石油类	0.1	√	/	
3	废润滑油	机械设备检修	液态	石油类	0.5	√	/	
4	废分子筛	天然气脱水	固态	石油类	1.5	√	/	
5	含油废液	天然气处理	液态	石油类	3	√	/	
6	落地油	井下作业	固态	石油类	0.5	√	/	

综上,固体废物的产生和排放汇总见表3.9-17。

表 3.9-17 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量(t/a)	拟采取的处理处置方式
1	含油污泥	危险废物	清罐	半固态	油砂混合物	危险废物鉴别标准	毒性T 易燃性I	HW08	071-001-08	0.35	暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置
2	废防渗膜		井下作业等	固态	原油		毒性T 易燃性I	HW08	900-249-08	0.1	定期委托有危废处置资质单位回收处置
3	废润滑油		机械设备检修	液态	石油类		毒性T 易燃性I	HW08	900-214-08	0.5	进入联合站原油处理系统处理
4	废分子筛		天然气脱水	固态	石油类		毒性T 易燃性I	HW49	900-041-49	0.1	暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置
5	含油废液		天然气处理	液态	石油类		毒性T 易燃性I	HW08	900-249-08	3	进入百口泉注输联合站原油处理系统处理
6	落地油		井下作业等	固态	原油		毒性T 易燃性I	HW08	071-001-08	0.5	暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置

本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.9-18。

表 3.9-18 运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	天然气处理和集输	无组织挥发	非甲烷总烃	0.0227t/a	0.0227t/a	无组织排放至大气环境
废水	井场	井下作业废水	废水量	379.82t/a	0	罐车拉运至百口泉注输联合站污水系统处理，处
			COD	0.49t/a	0	

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
固体废物			石油类	0.09t/a	0	理达标后用于回注地层，废水不外排
			废洗井液	2144.94t/a	0	
			废压裂液	354.06t/a	0	
	天然气处理场站		含油污泥	0.35t/a	0	暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置
			废分子筛	0.1/a	0	
			含油废液	3	0	
		废润滑油	0.5	0		
井场		废防渗膜	0.1	0	落地油 100%回收，定期委托有危废处置资质单位回收处置	
		落地油	0.5	0	暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置	
噪声（室外）	正常工况	天然气处理厂长	压缩机	90dB（A）		采用低噪声设备，局部加装隔声罩
			外输泵	90dB（A）		
		井场	巡检车辆	80dB（A）		
	非正常工况	井场	井下作业（压裂、修井等）	90dB（A）		独立基础，加减振垫，采用软连接

3.9.7.5 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.9-19。

表 3.9-19 污染物排放“三本账”

类型	类别	单位	现有工程产生及排放量	本项目		实施前后污染物增减量	总排放量
				产生量	排放量		
废气	非甲烷总烃	t/a	227.1	0.0227	0.0227	+0.0227	227.1227
	硫化氢	t/a	/	/	/	/	/
	烟尘	t/a	0.153	/	/	/	0.153
	SO ₂	t/a	0.042	/	/	/	0.042
	NO _x	t/a	7.83	/	/	/	7.83

废水	采出水	万 m ³ /a	0	0	0	0	0
	井下作业废水	t/a	0	0	0	0	0
	废洗井液	t/a	0	0	0	0	0
	废压裂液	m ³ /a	0	0	0	0	0
固废	含油污泥	t/a	0	0.35	0	0	0
	落地原油	t/a	0	0.5	0	0	0
	废润滑油	t/a	0	0.5	0	0	0
	废弃防渗膜	t/a	0	0.1	0	0	0
	废分子筛	t/a	0	0.1	0	0	0
	含油废液	t/a	0	3	0	0	0

注：原有工程污染物排放量数据来源于《艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块开发工程环境影响报告书》。

3.9.7.5 服役期满环境影响分析

油田退役期并非所有井场都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的井场陆续关闭，直到将所有井关闭，油田运行结束。

(1) 大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气产生，主要污染物为 SO₂、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

(2) 水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至百口泉注输联合站处理，处理合格后用于油藏回注，不外排。

(3) 固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交有资质单位转运及处置。

(4) 噪声

井场进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.9.8 碳排放分析

3.9.8.1 碳排放源强核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄露 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放，公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_{\text{燃烧}}} + E_{GHG_{\text{火炬}}} + \sum_s (E_{GHG_{\text{工艺}}} + E_{GHG_{\text{逃逸}}})_s - R_{CH_4_{\text{回收}}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_{\text{回收}}} + E_{CO_2_{\text{净电}}} + E_{CO_2_{\text{净热}}}$$

本项目为石油开采项目，按其指南中“油气处理业务温室气体排放”“油气储运业务温室气体排放”计算方法进行核算。

(1) 油气处理业务 CH₄ 逃逸排放

油气开采业务 CH₄ 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH₄ 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}} = Q_{GAS} \times EF_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}}$$

式中：

$E_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}}$ 为天然气处理过程 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{GAS} 为天然气的处理量，单位为亿 Nm³；

$EF_{CH_4_{\text{气处理逃逸}}}$ 为单位天然气处理量的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿 Nm³ 天然气。

(2) 油气储运业务 CH₄ 逃逸排放

天然气输送环节的逃逸排放主要来源于阀门、压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）等设施的泄漏，可以根据各设施的数量及不同设施的 CH₄

逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_气输逃逸} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中，

$E_{CH_4_气输逃逸}$ 为天然气输送过程中产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Num_j 为天然气输送过程中产生逃逸排放的设施 j（包括天然气输送环节中的压气站/增压站、计量站/分输站、管线逆止阀等）的数量，单位为个；

EF_j 为每个设施 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)。

(4) 净购入电力隐含的 CO₂ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2_净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2_净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh），本次取 42031；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh，本次取 0.8922。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.9-1 油气系统不同设施 CH₄ 排放因子

油气系统	设施/设备 CH ₄ 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a) 天然气处理	40.34 (t/亿 Nm ³)	13.83 (t/亿 Nm ³)
b) 天然气储运	—	—
压气站/增压站	85.05 (吨/年·个)	10.05 (吨/年·个)
管线(逆止阀)	0.85 吨/年·个)	5.49 (吨/年·个)

3.9.8.2 碳排放量汇总

根据计算公式和表 3.7-22，可计算出本项目石油开采过程中 CH₄ 排放量为

260.72 吨，CO₂ 排放量为 37500 吨。具体见表 3.9-2。

表 3.9-2 各工艺 CH₄ 和 CO₂ 排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	E _{CH₄_气输 逃逸}	E _{CO₂_净电}
油气处理	Q_{GAS}	亿 Nm ³	1.825	/	73.62	/
油气储运	Num_j	个	增压站	2	170.1	/
	Num_j	个	管线逆止阀	20	17	
净购入电力隐含的 CO ₂ 排放量	AD 电力	兆瓦时 (MWh)	供配电系统	42031	/	37500
合计 (CH ₄)					260.72	
合计 (CO ₂)					37500	

3.9.9 非正常工况

运行过程中，项目天然气处理设施和注气管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。具体见 5.3.4 章节。

3.10 清洁生产分析

本节对本项目井下作业和运营期集输及管理等方面进行清洁生产分析。

3.10.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 运营期井下作业清洁生产工艺

在井下作业过程中，对产生的废洗井液采用循环作业罐（车）收集，运至百口泉注输联合站处理达标后回注油藏，不外排。

(2) 节能及其他清洁生产措施分析

1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

2) 选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

3) 采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。

集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

(4) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入百口泉采油厂安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和避免环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

2) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在运行过程中加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或避免生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

3.10.2 清洁生产分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如取水量、综合能耗、污

染物产生量等指标)；另一类是该指标的数值越高(大)越符合清洁生产要求(如水的循环利用率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.8-1~表 3.8-2。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6 P_1 + 0.4 P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 3.10-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	平均 20m ³ /m	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至百口泉注输联合站处理	10

(2) 管理体系建设 及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	新疆油田公司开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	20	所属油田作业区已完成清洁生产 审核	20
		制订节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境 保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况,不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.10-2。

表 3.10-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.10-1~表 3.10-2 计算得出:本工程井下作业定量指标得分 90 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 94 分;达到 $P \geq 90$,属于清洁生产先进企业。

3.10.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求,但为更好地、持续地进行清洁生产,针对储层改造压裂液用量高的情况,提出以下建议:

(1) 源头减量化措施

① 优化压裂施工参数

- ◆ 采用小粒径支撑剂+合理泵注程序,在满足改造效果前提下,降低液量、砂比波动。
- ◆ 对老井转注储层,采用精准分层压裂、定向射孔,减少无效段、无效液量。

② 推广低液量高效压裂工艺:

- ◆ 优先使用减阻水压裂、清洁泡沫压裂、可控砂浓度压裂等低液量工艺。
- ◆ 对致密/低渗层,在地质允许下采用体积压裂优化设计,减少总液量。

③ 压裂液体系轻量化、低伤害

- ◆ 选用低浓度、低残渣、易返排的压裂液体系,减少添加剂用量与废液产生。
- ◆ 用环保型破胶剂、杀菌剂、缓蚀剂,降低 COD、有害物质含量。

(2) 过程控制与循环利用

① 压裂返排液全流程回收、循环复用

- 建立返排液处理、调配方再利用系统。
- 老井转注区块可同区块、同层位内部闭环复用,大幅减少新水用量与外排。

② 减少化学助剂浪费

- 精准计量加药量,避免过量投加。
- 压裂结束后管线余液回收,不直接排放。

(3) 末端治理

①无法回用的废液集中处置：统一收集进入百联站处理，严禁私排、乱排、渗坑排放。

②强化监测与台账：建立压裂液用量、返排率、复用率、外排量台账。

3.10.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其他部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

- (1) 建立和完善清洁生产组织；
- (2) 建立和完善清洁生产管理制度；
- (3) 制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

3.11 污染物排放总量控制

3.11.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.11.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项目总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

本项目运营期排放废气主要为无组织排放非甲烷总烃。

（2）废水污染物

本项目生产过程产生的废水主要为井下作业废液，由百联站进行处置，处理合格后用于油藏回注，不外排。

3.11.3 总量控制建议指标

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，为无组织排放，无组织排放量估算量为 0.0227t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

和布克赛尔蒙古自治县位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯、沙湾接壤，西南部以乌尔禾为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长 210km，南北最宽 207km，辖区总面积 3.06km²。

本项目主体工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县县城以南 108km，玛纳斯湖西北侧 3.1km~9km 处，项目区中心地理坐标为*****。

4.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治县地貌比较复杂，有山地、丘陵、平原、荒漠，县境海拔最高点是赛尔山的木斯套峰，海拔 3835m，终年积雪，最低点为南部边缘已干涸的玛纳斯湖，海拔 249m。其地势特征为北高南低，北部地区地形以山区和低山区为主，海拔在 1000m~1500m，南部以平原为主，海拔在 1000m 以下。县境内明显可分为四大地区，即北部及西北部高山、亚高山地区，和布克谷地，中部中低山丘陵区，南部平原荒漠区。北部及西北部高山、亚高山地区包括赛尔山、北中部地区哈同山（水流较少，景象较为荒凉）、西北部边境连接赛尔山和哈同山脉的铁布克山。和布克谷地包括赛尔山以南，哈同山以北。中部中低山丘陵区包括哈同山东部及阿德尔山、赛勒克特山、阿尔根特山、沙勒布尔特山、迪伦山等组成，这一地区植被少、水源缺乏，地面起伏不平。南部平原荒漠区包括中、低带以南的广大平原、荒漠地区，由此以南至准噶尔腹地，其北部为和布克河下游和夏孜盖三角洲，是农作物种植区。

4.1.3 气候、气象

和布克赛尔蒙古自治县地处内陆，远离海洋，属大陆性北温带干旱气候，气

候特点为冬寒漫长、夏凉短促、无霜期短、降水较少、蒸发旺盛、空气干燥、积雪薄而不稳定，春秋多大风，全年盛行西风。由于纬度及地形的差异，全县分为两个大的不同气候区。北部山地气候区，包括和布克谷地在内， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 2100°C 左右，年平均气温只有 $3.1^{\circ}\text{C}\sim 3.5^{\circ}\text{C}$ ，无霜期短，仅135天左右；降水量除中山带以上稍多外，一般降水都在150mm左右；积雪不稳定，有明显的冬季逆温层，有利于牲畜越冬和喜凉作物的生长，但春秋多有偏西大风，常受风灾之害。南部平原气候区，热量丰富，年平均气温 $7.0^{\circ}\text{C}\sim 7.3^{\circ}\text{C}$ ， $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的积温在 $3300^{\circ}\text{C}\sim 3350^{\circ}\text{C}$ 之间，光照充足，无霜期较长达180天~190天；降水少，年平均降水只有88.5mm，蒸发量大；夏季炎热，有干热风之害；冬季严寒，降雪少，积雪薄。

4.1.4 水文

4.1.4.1 河流

和布克赛尔蒙古自治县县境内有两条主要河流，白杨河与和布克河，有大小沟溪31条。白杨河发源于和布克赛尔蒙古自治县的旦木郭勒，年径流量2.4亿 m^3 ，和布克河发源于铁布肯乌散乡的霍尔茹，属和布克谷地的泉流河系，其年径流量约为4200万 m^3 ，是和布克赛尔蒙古自治县南部灌区、察和特灌区水源与加音塔拉水库的主要蓄水水源。水资源总量4.35亿 m^3 ，可利用水资源量2.56亿立方米，已利用水资源量0.79亿 m^3 ；地表水资源量2.55亿 m^3 ，可开采量1.85亿立方米；地下水资源量1.80亿 m^3 ，可开采量0.71亿 m^3 。

4.1.4.2 湖泊

玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，位于天山北部准噶尔盆地中心，是主要汇集天山北坡地表径流而成的内陆湖，原为准噶尔盆地西部的一个大型咸水湖及周围盐沼和草甸，近年来因农业垦荒截水，发源于哈比尔原山的玛纳斯河完全断流，湖区已变成干涸的盐地和盐漠。玛纳斯湖地下水位较高，离地面约2m，东面和南面是固定、半固定沙漠（古尔班通道古特沙漠）。玛纳斯湖湿地地区植被组成极其贫乏，以梭梭灌木为主。湖泊在水源稀少、降水贫乏的干旱气候背景下蒸发更加强烈，迅速萎缩并形成间歇干涸的荒漠景观。

4.2 环境空气现状调查与评价

略。

4.3 水环境现状调查与评价

略。

4.4 声环境现状调查与评价

略。

4.5 土壤环境现状调查与评价

略。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能定位

根据《新疆生态功能区划》，新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型，将全疆划分为5个生态区，18个生态亚区，同时根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性，在生态亚区内再细分生态功能区，全疆共划分出76个生态功能区。

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₁准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。其生态功能见表4.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图1.3-2。

表 4.6-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属 行政区	主要 生态 服务	主要生 态环境 问题	主要生态 敏感因 子、敏感	主要保护 目标	主要 保护 措施	适宜发 展方向
生态区	生态亚区	生态功 能区							

				功能		程度			
II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	III 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区	16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区	克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县、额敏县、托里县	土壤保持、景观多样性维护、旅游	河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损	土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感	保护河谷林与地貌景观	河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调	复壮河谷林，合理发展旅游业

4.6.1.2 生态系统调查

根据现场调查，评价区内的生态系统主要是荒漠生态系统。

评价区荒漠生态系统主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木以及戈壁、裸土等类型构成，植被覆盖度小于 5%。

灌木荒漠主要由早生的荒漠灌木为建群优势种所组成的荒漠植被类型。藜科梭梭属的梭梭和白梭梭是主要的建群优势种，其株高 1.5m~3m，耐旱耐盐碱，是温带荒漠中最典型的植物物种，此外，梭梭为良好的固沙植物，在防风固沙和保水土方面具有重要作用。在更贫瘠的沙丘地带，荒漠半灌木形成的低矮灌丛是更常见的植被类型，它们可以很好地适应灰棕荒漠土、棕色荒漠土和淡棕钙土，建群优势种常为珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼等。这类荒漠植被通常为单层结构，个体株高低于 1.5m，物种丰富度低，盖度小，群落整体呈现出低矮的样貌，也常常镶嵌分布在荒漠灌丛中。多汁的盐生荒漠小灌木是主要分布在荒漠区的湖滨平原、河流两岸、冲积扇缘和低洼地，它们耐盐性极强，能适应 NaCl、Na₂SO₄ 含量 10%~20% 的盐土。主要建群种有盐爪爪、木碱蓬、盐节木、盐穗木等，这类荒漠植被的类型相对单一，物种分布受土壤盐分限制，因而此类小灌木是较好的盐碱地指示植物。

4.6.1.3 生态系统评价

(1) 天然降水稀少

降水量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，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

（2）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。

（3）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。荒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。荒漠植被破坏后，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。

可见，本工程区域生态环境比较脆弱，生态系统的稳定性主要取决于植被、土壤及其复合体的稳定性。在现有水资源条件下，荒漠环境的地表和植被对人为破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物量减少、生产能力降低的次一级脆弱类型。

4.6.2 植被与植物资源现状调查与评价

根据现场调查和查阅相关资料，评价区周围都是稀疏植被荒漠区。

4.6.2.1 植被类型及分布

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。由于项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被，自然地帶性植被主要是梭梭沙漠。

梭梭群系属于小半乔木荒漠，主要分布于克拉玛依油田内的大部分区域。适应于盐化壤土，如梭梭壤漠；也见于石膏的砾质戈壁，如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘，可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落，如梭梭沙漠植

被类型。在壤土上，梭梭高到 1.5m~2m 以至 4m~5m。群落总盖度因土壤不同而各异，在龟裂型土壤上不超过 10%，在壤土、沙土上会达 30%~40%。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有 5 种左右，而在弱盐化土、沙壤土上则可多达 10~14 种。伴生植物多为一年生盐柴类，如：盐生草、角果藜、叉毛蓬等。本项目植被类型见图 4.6-1。

4.6.2.2 植被种类

根据实地调查，本次共记录植物 5 科 13 属 20 种。植物组成中，藜科植物种类较多，记录藜科植物有梭梭、白梭梭、珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼、短叶假木贼、毛足假木贼、展枝假木贼、高枝假木贼、盐生草、盐爪爪、盐穗木、囊果碱蓬、合头草等 14 种；柽柳科 2 种，包括短穗柽柳和多枝柽柳；禾本科 2 种，包括芦苇和黄茅；豆科与蒺藜科各一种，分别为骆驼刺和白刺。详见表 4.6-2。

表 4.6-2 评价区调查高等植物种类及分布情况

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	白梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon persicum</i>	+
3	珍珠猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola passerina</i>	++
4	木本猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola arbuscula</i>	+
5	无叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis aphylla</i>	++
6	短叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
7	毛足假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis riopoda</i>	+
8	展枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis truncata</i>	+
9	高枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis elatior</i>	+
10	短穗柽柳	柽柳科	柽柳属	<i>Tamarix laxa</i>	++
11	多枝柽柳	柽柳科	柽柳属	<i>Tamarix ramosissima</i>	+
12	盐生草	藜科	盐生草属	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
13	盐爪爪	藜科	盐爪爪属	<i>Kalidium foliatum</i>	+
14	盐穗木	藜科	盐穗木属	<i>Halostachys caspica</i>	+
15	囊果碱蓬	藜科	碱蓬属	<i>Suaeda physophora</i>	+
16	合头草	藜科	合头草属	<i>Sympegma regelii</i>	+
17	骆驼刺	豆科	骆驼刺属	<i>Alhagi sparsifolia</i>	+
18	芦苇	禾本科	芦苇属	<i>Phragmites australis</i>	+
19	黄茅	禾本科	黄茅属	<i>Heteropogon contortus</i>	+
20	白刺	蒺藜科	白刺属	<i>Nitraria tangutorum</i>	+

注：++为多见；+为少见。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

根据《中国动物地理区划》，评价区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

评价区地处准噶尔盆地荒漠区的北部，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。由于油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内已见不到这些动物的出没。结合现有动物图谱、照片，通过查阅资料文献及调查访问，确定了评价区内分布的主要野生脊椎动物 24 种，其中爬行类 3 种、哺乳类 5 种、鸟类 16 种。该区域共有国家级保护动物 4 种，包括：猎隼和草原雕为国家一级保护动物，红隼、燕隼为国家二级保护动物，没有区域特有种。详见表 4.6-3。

表 4.6-3 区域野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布的生境	
				荒漠	草甸
爬行类					
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+	
2	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helio eopus</i>		+	
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+	
哺乳类					
4	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+	+
5	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>		+	+
6	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+	+
7	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>		+	+
8	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>		+	+
鸟类					
9	鸢	<i>Milvus Korschun</i>	S	+	+
10	草原鹞	<i>Circus macrorus</i>	R	±	±
11	草原雕	<i>Apuila rapax</i>	R	±	±
12	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+
13	燕隼	<i>Falco subbuteo</i>	B	±	±
14	猎隼	<i>Falco cherrclg</i>	B	±	±
15	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptex paradoxus</i>	R	±	
16	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	
17	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	R	+	+
18	小沙百灵	<i>Calandrella rufes ens</i>	R	+	+

序号	中名	学名	居留特性	分布的生境	
				荒漠	草甸
19	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+	+
20	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	+	++
21	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	R	++	+
22	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+
23	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>	R	±	±
24	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	B	+	+

注：表中 R 留鸟、S 夏候鸟、B 繁殖鸟、W 冬候鸟、T 旅鸟；++ 多见种、+ 常见种、± 偶见。

4.6.4 土壤类型及分布

项目区井场区域土壤类型为灰棕漠土和沼泽盐土；新建输气管线区域土壤类型为石膏灰棕漠土。项目区土壤类型见图 4.6-2。

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠区的地带性土壤。该土类是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，一般情况下地表具有一层砾幕，有黑褐色的荒漠漆坡。由于该区域地下水位较深，降水稀少，土层非常干燥，地表分布植被稀疏，一般生长有少量的梭梭、假木贼、猪毛菜和琵琶柴等，有些砾石戈壁地带基本上是不毛之地，生物的累积作用十分微弱。其土壤剖面表层有厚约 2cm~3cm 略带黄灰色的结皮，混有砾石和碎石，以下土层为浅红棕色或淡褐色，砾质和砂质呈不明显的层片状，土壤结构比较疏松，再下开始出现石膏聚积层。

4.6.5 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。

拟建工程区域内土地利用类型为戈壁。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。本项目土地利用类型见图 4.6-3。

4.6.6 沙化现状调查

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化土地监测报告》，项目涉及区域的沙化

土地变化情况见表 4.6-4，见图 4.6-4。

表 4.6-4 沙化土地调查表

统计单位	沙化程度	总面积	沙化土地面积										具有明显沙化趋势的土地	其它土地类型面积	
			计	半固定沙地(丘)			固定沙地(丘)			沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘(劣地)			戈壁
				流动沙地(丘)	计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地						
和布克赛尔蒙古自治县		287	201	184	184	659	79	658	111	640	109	188	842		
合计		870	696	656.	656.	768.	2.8	975.	20.	45.	737	81.	862.		
		5.62	1.73	270	270	090	70	220	740	760	0.87	400	488		
		73	91	0	0	0	0	0	0	0	91	0	2		

和布克赛尔蒙古自治县监测区范围内，沙化土地总面积 2878705.6273 公顷。其中：流动沙地 0 公顷；半固定沙地 184656.27 公顷；固定沙地 659768.09 公顷；沙化耕地 11120.74 公顷；非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 64045.76 公顷；戈壁 1097370.8791 公顷；有明显沙化趋势的土地 18881.4 公顷；其他土地类型 842862.4882 公顷。

4.6.7 水土流失现状调查与评价

4.6.7.1 和布克赛尔蒙古自治县水土流失情况

(1) 水土流失现状及分布

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告(2018-2030年)》，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km²，2018 年度全县水土流失面积 25229.39km²，占全县土地面积的 87.56%。侵蚀类型主要有冻融侵蚀、水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中冻融侵蚀面积为 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%；

水力侵蚀面积为 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积为 25117.66km²，占水土流失面积的 99.56%。

（2）水土流失区域布局

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》，全县共划分为北部山地、草原水源涵养区、中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区、荒漠平原风力侵蚀预防保护区三个生态区，下分 1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区；1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区；2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区；3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区；3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区八个水土保持分区。

（3）水土流失类型

和布克赛尔蒙古自治县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区 and 绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。

4.6.7.2 项目区水土流失现状及水土流失量分析评价

本项目所属地貌类型为荒漠平原。荒漠平原区包括察和特灌区以南的广大平原、荒漠地区，由此向南至准噶尔腹地，古尔班通古特沙漠以北区域，海拔 300-700m。地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为砾石和粉土为主。植被稀少，部分区域，生长着白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。该区域面积为 3499km²，占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 12.16%。该区域以风力侵蚀为主。

4.6.7.3 项目区水土流失治理分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《全国水土保持规划》项目区属于北方风沙区；根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（水利部办公厅 办水保〔2013〕188 号），项目区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内；根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办

水保〔2019〕4号），项目区属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区（天山北坡诸小河流域重点治理区）。按照《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）的要求和规定，本项目防治目标为北方风沙区建设类一级标准，原地貌土壤侵蚀模数 1900t/(km²·a)，项目土壤容许流失量为 1900t/(km²·a)。

4.6.7.4 水土保持分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》对水土保持区划的划分，项目区属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）II-北疆山地盆地区（II-3）-荒漠平原风力侵蚀预防保护区。项目区大部分占地位于 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区，小部分占地位于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 4.6-5 和图 4.6-5。

表 4.6-5 和布克赛尔蒙古自治县区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）II	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1hw）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区； 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区； 1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。
			中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区； 2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。
			荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区； 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区； 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区

3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区：位于察和特灌区以东，古尔班通古特沙漠以北，该区域属于水土保持重点预防保护区。其适宜积极主动保护荒漠平原景观与植被，种植胡杨林，改良盐碱地，预防古尔班通古特蔓延。以恢复、保护植被为重点，在该区域实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准噶尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

本项目结合水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场、阀组站采取砾石覆盖等防沙治沙措施。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）场站建设、管线敷设在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气；（3）管线焊接产生的焊接烟尘。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在场站建设、管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于施工设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/吨·年；

V_{50} —距地面 50 米处风速，m/s；

V_0 —起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 微米时，沉降

速度为 1.005m/s, 因此可认为当尘粒大于 250 微米时, 主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内, 而真正对外环境产生影响的是些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内, 由于距离的不同, 其污染影响程度亦不同, 在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带, 50~100m 为较重污染带, 100~200m 为轻污染带, 200m 以外对大气影响甚微。据类比调查, 在一般气象条件下, 施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内, 被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法, 施工场地可用塑料编织袋布置围栏, 场地经常洒水保持表土湿润, 物料运输车辆采用密闭的专用车辆等, 在采取有效的防尘措施后, 施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内, 随着距离的增加, 浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远, 施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道, 在施工过程中, 车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘, 在完全干燥的情况, 可按以下经验公式计算:

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{P}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中: Q—汽车行驶的扬尘量, kg/km·辆;

V—汽车速度, km/h;

W—汽车载重量, 吨;

P—道路表面粉尘量, kg/m²。

表 5.1-2 为一辆 10 吨卡车, 通过一段长为 1km 的路面时, 不同路面清洁程度, 不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见, 在同样的路面条件下, 车速越快, 扬尘量越大; 在同样的车速情况下, 路面越脏, 扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 (单位: kg/km·辆)

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小, 只要控制车速, 做到减速慢行, 项目建设规模小, 施工材料运输量不大, 间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘, 每天洒水 4~5 次, 可使扬尘减少 70%左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果, 结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘, 可有效地控制施工扬尘, 可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此, 限速行驶及保持路面清洁, 同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械, 排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测, 在距离现场 50m 处, CO、NO₂ 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³, 日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³, 均可达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 无组织排放监控浓度限值标准要求, 其影响范围在 200m 以内的范围。

同时, 施工单位应使用符合国五标准的柴油, 其燃料属性符合《普通柴油》(GB252-2015) 的标准要求, 并定期对柴油发电机进行污染物排放检测, 确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014) 中的标准要求。

5.1.1.3 焊接废气

本项目管线连接处、法兰与钢管焊接连头处等会有少量焊接作业, 焊条使用

国家合格产品，焊接过程会产生少量焊接烟尘，由于焊接废气产生量少，间歇不连续排放，主要集中在管线施工过程，随着管线施工结束而消失，故对周围环境影响较小。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.2 运营期环境影响分析

本项目运营期的大气污染源主要是天然气集输过程、处理工程中的烃类挥发对大气环境的影响。

5.1.2.1 无组织非甲烷总烃

(1) 预测模式

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 预测因子和预测源强

在油气开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

序号	污染源名称	海拔(m)	矩形面源			年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)	
			长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)			污染物	排放速率
1	注气单井	270	4	3	4.5	8760	正常	NMHC	0.00016
2	玛18增压脱水注气站	270	184	100	2.5	8760	正常	NMHC	0.00021
3	玛18注气站	270	75	50	2.5	8760	正常	NMHC	0.00015

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 5.1-5。

表 5.1-5 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		27.6
最低环境温度/°C		-16.3
最小风速		0.5m/s
测风高度		10m
土地利用类型		戈壁
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4) 预计评价结果

本项目原油集输、处理过程无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-6。

表 5.1-6 非甲烷总烃预测结果表 单位：μg/m³

下风向 距离/m	注气单井		玛 18 增压脱水注气站		玛 18 注气站	
	预测质量 浓度	占标率/%	预测质量 浓度	占标率/%	预测质量 浓度	占标率/%
100	***	***	***	***	***	***
200	***	***	***	***	***	***
300	***	***	***	***	***	***
400	***	***	***	***	***	***
500	***	***	***	***	***	***
600	***	***	***	***	***	***
700	***	***	***	***	***	***
800	***	***	***	***	***	***
900	***	***	***	***	***	***
1000	***	***	***	***	***	***
1100	***	***	***	***	***	***
1200	***	***	***	***	***	***
1300	***	***	***	***	***	***
1400	***	***	***	***	***	***
1500	***	***	***	***	***	***
2000	***	***	***	***	***	***
2500	***	***	***	***	***	***
下风向 最大质 量浓度	***	***	***	***	***	***

及占标率						
D10%最远距离/m	***		***		***	
最大浓度落地地点距离/m	***		***		***	

根据表 5.1-6 预测结果可知，各注气单井、玛 18 增压脱水注气站、玛 18 注气站非甲烷总烃最大落地浓度为 $0.3038\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 100m，最大占标率为 0.01519%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.2 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-7。

表 5.1-7 大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	天然气集输、处理	非甲烷总烃	采用密闭集输、密闭处理流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	$4.0\text{mg}/\text{m}^3$	0.0227t/a

5.1.2.3 运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。

5.1.2.4 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-8。

表 5.1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容	自查项目
------	------

评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 () 其他污染物 (非甲烷总烃)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2024) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL200 0 <input type="checkbox"/>	EDMS/A EDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	c 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>			c 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>			

	质量的整体变化情况			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境保护距离	距（ ）厂界最远（0）m		
	污染源年排放量	SO ₂ :（0）t/a	NO _x :（0）t/a	颗粒物：（0）t/a VOCs:（0.0227）t/a
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”；“（ ）”为内容填写项				

5.1.3 退役期大气环境影响分析

注气井退役后各种相关辅助工作均停止，注气造成的环境空气污染源将消失，采油停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：压裂返排液、管道试压废水。

（1）压裂返排液

储层改造采用临时罐体收集压裂返排液，拉运至百联站压裂返排液处理系统处理。

（2）管道试压废水

采用新鲜水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 运营期废水影响分析

5.2.2.1 正常状况

在运营期内，项目产生的井下作业废水经百口泉注输联合站处理后，水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，不外排，不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的废水不会对地表水产生不利影响。

5.2.2.2 事故状况

对于本项目来说，可能对地表水环境产生影响事故为含油污水泄漏。发生泄漏时，含油污水渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

环玛湖区域内的第四系地下潜水，由于地表高差的作用形成水力坡度，在最低洼处地下水渗出形成玛纳斯湖。地下水流向由西北向东南汇集。

环玛湖区域第四系含水层岩性主要为粉砂、粘土、粉砂、砾岩、泥岩等，其中泥岩层及粘土层可起到隔水作用。根据含水层岩性和紧实度，该区域地下水流速在 8m/d~10m/d 之间，当距离玛纳斯湖 4.5km 的玛 18 增压脱水注气站发生污染物泄漏事故时，在不考虑含水层土壤吸附和阻隔的情况下，污染物最快经过 450d 的时间到达玛纳斯湖中。

由于本项目的集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭已设置的各阀池中的阀门，可减少泄漏量，并且根据油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，井下作业废液全部回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

表 5.2-3 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；水温要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道 <input type="checkbox"/> ；天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；水产种植资源保护区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/>	水文要素影响型 <input type="checkbox"/>
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>

	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 水位(水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	评价等级	水污染影响型	水文要素影响型	
		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/> ;	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ; 环评 <input type="checkbox"/> ; 环保验收 <input type="checkbox"/> ; 既有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input type="checkbox"/> ; 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体 水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰 封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充 监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源 开发利用状 况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发利用 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发利用 40%以上 <input type="checkbox"/>		
	水文情势调 查	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰 封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰 封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		()	监测断面或点位个 数 () 个
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		
	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 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况: : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 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额水流状况与河湖 演变状况 <input type="checkbox"/>		
影响	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	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
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）域环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境要求 <input type="checkbox"/> 水源控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	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 <input type="checkbox"/> ；水温减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ； 依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		
		监测点位	（）	（）		
	监测因子	（）	（）			
污染物排放清单	□					
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>					
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 评价区域水文地质特征

5.3.1.1 地质概况

评价区域位于准噶尔盆地西北缘断阶带下盘，玛湖凹陷北斜坡。构造格局为一南倾的平缓单斜，局部发育鼻状构造及低幅度背斜。自上而下分为 P_2W_1 、 P_2W_2 、 P_2W_3 三个砂层组，其中主力油层 P_2W_2 砂层组进一步细分为 P_2W_2-1 、 P_2W_2-2 。沉积相为水下扇中亚相沉积，物源主要来自北西方向。

储层岩性以砂质不等粒小砾岩为主，孔隙组合主要为粒间溶孔—界面缝—粒间残留孔，孔隙类型以次生溶孔为主，粘土矿物以伊蒙混层为主（46%）。油层孔隙度为 6.0%~14.23%，平均为 8.14%，渗透率为 0.36~1763.4mD，平均为 6.42mD，水平最大主应力方向为 $N63.3^\circ W$ ，属微细喉道、低孔、特低渗、非均质性较强的较差储集层。

5.3.1.2 地质构造概况

准噶尔盆地是天山-阿尔泰山地槽褶皱系中的一个大型的山间拗陷，周围均有大型断裂存在。区域构造基本上是东南倾斜的单斜，自西北向东南成阶梯状下降，基底为加里东期及华力西中期以前的沉积构造，华力西中期以后地槽全部回返结束。走向内陆盆地的发展阶段，接受了厚达万米的陆相碎屑沉积，经喜马拉雅运动后，使西部发生强烈褶皱，形成了现今盆地景观。

评价区域附近的断裂呈北东向延伸，延伸长度不明，断裂较为平直，推测为正断层，断面倾向南东，倾角较陡，该段列为中生代断裂，被第四组沉积物所覆盖，近期无活动，工程路线近期无活动性断裂，属构造基本稳定区。

5.3.1.3 项目区水位地质概况

根据玛湖地区已有水井资料，玛湖地区埋藏有 2 种类型地下水，即第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。

（1）第四系松散岩类孔隙水

在玛湖地区，第四系松散沉积物广泛分布，含水层为一套冲积、湖积沉积的结构，岩性均为砂。据收集资料显示，单井涌水量一般为 $303m^3/d\sim 439m^3/d$ ，矿

化度 1.87g/L~5.08g/L，水化学类型主要为 Cl•SO₄-Na 型水和 Cl-Na 型水。

根据水井水文地质柱状图可以看出，第四系厚度为 20m~65m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2cm~5cm，颗粒由北向南方向变细，到玛纳斯湖北岸变为细砂，通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。该区目前无居民点，地下水基本不开采，已有水井均为新疆油田公司水井，主要用于工业生产。玛纳斯湖周围盐业公司所用清水均引自艾里克湖。

地下水潜水等水位线分布情况见图 5.2-1。

图 5.2-1 玛纳斯湖西北侧地下水潜水等水位线图

(2) 白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水

通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究,说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始,区域地壳上升,白垩纪地层接受风化、剥蚀,湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来,即形成了区域地下水。与此同时,山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水,在漫长的地质历史时期,通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩纪的层中,构成地下水的含水层。

根据相关资料显示,在玛湖一带,白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深在 65m~218m 之间,单井涌水量一般为 302m³/d~439m³/d,矿化度 3g~6g,为半咸水,水化学类型主要为 Cl•SO₄-Na 型水。

工程所在地部分区域第四系以下无第三系地层分布,第四系地层之下为白垩系地层,岩性由上至下为砂岩、泥岩交替出现。白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深为 87m~130m,含水层厚度分别为 241m~299m。

(3) 地下水补给、径流、排泄条件

区内微弱的大气降水对平原区地下水的直接渗入补给意义不大,流经区内的 3 条主要河流(白杨河、克拉苏河、达尔布图河)是平原地下水的主要补给来源。由于河流源头处在山势较低的中—低山区,降水稀少,水源有限,3 条河流域均属季节性很强的小河,其特点是汛期短,洪峰大,平水期干枯或有少量的水,汛期流量占年径流量的 75%以上。达尔布图大断裂穿越上述 3 条河流,切穿了中新界,使河水沿着断裂破碎带,渗漏补给粗颗粒地层中,尤其是在百口泉地区第三系地下水的补给源主要靠克、达两河出山后,而在黄羊泉地区则为白杨河、克拉苏河出山口,顺着地层倾斜方向直接切入新生界岩层中并河水渗漏补给各透水岩层。在西北部补 17 孔~观 1 孔地带,第三系砂砾岩含水层之上直接被第四系松散沉积物所覆盖,中间未有挡板阻隔,上部潜水也可直接渗入砂砾岩之中,形成一个统一的潜水面,地下径流沿地形越度由西北向东南缓缓流动。

大气降水对平原区地下水的直接渗入补给意义不大,但本区夏、秋雨季集中往往也形成部分洪流,对山前带地下水的补给也是客观存在的,就其补给量来说与河水渗入补给量相比是相当微弱,数量有限。

从目前开采利用地下水的现状来看,井排以北地区是地下水的径流运移区,

在井排地区则形成了一部分地下水为垂向排泄，另一部分向南继续径流至排泄。百口泉地区第三系地下水，在开发前主要是向下游径流排泄，在浅1号井以北2.5km处，由于第三系出露地表，含水层被剥蚀后形成许多泉群排泄地下水，另在扇形地的前缘由于受构造的影响，自流水沿断裂带上升以泉的形式排泄地下水，百口泉就有此种情况而得名。自六十年代水源地大规模开采以来，地下水的循环条件发生了根本的变化，人工开采代替了天然排泄。日开采量占地下水补给量的75%以上，以致于使泉水量锐减，向下游的径流量也大大减少；另有一部分地下水排泄到白垩系岩层之中。

由于百口泉地区独特的沉积环境，有些地方第四系沉积直接不整合于第三系顶部的风化面上，在顶部泥岩遭受剥蚀后，第三系岩层中的地下水便通过“天窗”进入第四系或形成“管道”上升到地表，成为上升泉，虽然这种补给是局部少量的（开发前第三系水头高于地面5m~20m，而第四系水位埋深仍在数米以下，在大规模开采的情况下，无论承压区还是开采区二者的水位相差很大），但足以说明第四系潜水和第三系地下水之间的补排关系，就其补给量来说可视为上升泉的排泄量。

（4）水层埋藏、分布

据相关勘探资料，百口泉地区新第三系含水层的层数和厚度分布不均，厚度不大。北部地区大部分水井揭露1~3层（含水层单层较厚），少数钻孔揭露5~6层（浅12、浅15、补13），含水层厚度一般5m~20m。最厚达22.5m（浅15井）；中部地层揭露2m~4层，少数钻孔揭露8层（浅2、浅9井），含水层厚度较大，尤以百联站最厚可达20m~33m；在井排地段含水层总厚度表现为由西向东变薄的特征（西段平均厚度19m，中段为14.7m，东段为13.95m）；南部地区揭露6~9个含水层，且单层厚度较薄，多在1m~2m，含水层总厚度一般为13m~22.5m。

第一含水层在北部和南部地区，一般埋藏深度15m~30m，个别地段埋藏较浅，如浅15井仅有9m。在中部井排地段和百联站一带埋藏较深多在25m~55m之间。在百口泉地区的西部，靠近山体地带从北向南，含水层埋深由深变浅。

新第三系含水层在岩性和渗透性能上的变化特征是，北部地区以砾岩、砂砾岩为主的粗颗粒物质，含水岩层的渗透性能较强，在A39~观2井的西部渗透系

数在 50m/d 左右，由西北向东南随着含水层岩性变细，岩层的渗透性能变弱，渗透系数渐变为 15m/d~30m/d；在井排以南地区，岩性多为砂岩、粉砂岩为主的细颗粒物，分选不好，为泥质胶结，疏松，底部有不规则的细砾岩或砾状砂岩，含水岩层的渗透性能较弱，渗透系数一般为 5m/d~10m/d。

(5) 地下水化学特征

由于地下水的形成是受地形地貌、地层岩性、埋藏条件以及径流条件等诸多因素的影响或控制。由北部山区、谷底到南部的冲洪积-湖积，地下水化学类型以及矿化度在水平和垂直方向上均存在一定的变化。

评价区西北侧主要接受北部的白杨河、大布渡河倾斜平原地下水侧向径流补给，地下水化学类型主要为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型，地下水水质较好，矿化度小于 1g/L；评价区内下伏的白垩系承压水，可能受含油地层的影响，矿化度有所增加，达到 1g/L~3g/L，地下水化学类型过渡到 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 。向东南至小艾里克湖一带，地下水矿化度进一步增大，矿化度达 3g/L-10g/L，地下水化学类型 Cl-Na 型，矿化度达 6.25g/L~6.32g/L。在评价区东南艾里克湖一带，地下水水质进一步变差，无论是上覆第四系潜水还是下伏层间承压水，均为高矿化度的 Cl-Na 型盐水，矿化度多大于 10g/L。

水文地质柱状图见图 5.2-2，水文地质剖面图见图 5.2-3。

图 5.3-1 玛 18 井区水文地质柱状图

图 5.3-2 玛 18 井区水文地质剖面图

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为储层改造（压裂）和管线施工对地下水的影

5.3.2.1 储层改造（压裂）对地下水的影响

本项目储层改造过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；改造目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理。

因此，储层改造（压裂）过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-2.1m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响很小。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运往百口泉注输联合站采出水处理系统处理，不会对地下水产生不利影响。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中废水不会对地下水环境产生影响。

5.3.3.2 天然气处理和集输过程对地下水的影响

本项目天然气处理和集输过程中产生少量含油污水进入排污罐橇，后管输至

百口泉注输联合站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。正常工况对地下水环境影响较小。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

事故状态下，本项目含油污水排污罐撬破损泄漏导致油品外泄，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

一般泄漏于土体中的油类物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的油类物质泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常油类物质泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而油类物质泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于油类物质的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

油类物质属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的油类物质全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油类物质泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。

（1）泄漏源强

A. 排污罐泄漏

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，

一旦发生泄漏事故，加压泵站立即关闭，罐内压力减小，各截断阀可以确保在2min内响应并关闭，本次评价以最不利情形取泄漏事故发生至关闭阀门时间10min。

根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

P ——容器内介质压力，kPa，设计压力600kPa；

P_0 ——环境压力，kPa，取101.325kPa；

C_d ——液体泄漏系数，此值常用0.6~0.64，取0.62；

A ——裂口面积，m²，取0.2m²；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，m，在此取1.5m；

ρ ——泄漏液体密度，kg/m³，在此取1000kg/m³；

根据上述公式计算可知：排污罐撬泄漏速率为1683.66kg/s，事故应急反应时间按10min计，据此计算液体的泄漏量为410.196t，其中石油类8.65kg。按照表层土壤对污染物截留率90%计算，进入含水层油类物质为0.865kg。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级按照二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中： x 、 y —计算点处的位置坐标；

t —时间（d）；

$C(x,y,t)$ — t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度 (g/L) ;

M —含水层厚度 (m) ;

m_M —瞬时注入的质量 (kg) ;

U —水流速度 (m/d) ;

n_e —孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数 (m²/d) ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数 (m²/d) ;

π —圆周率。

④参数选取

根据本地区的水文地质条件参数参考《艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块开发工程环境影响报告书》中模型所需参数选取见表 5.3-1。

表 5.3-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	K	渗透系数	1.2m/d	按照水文地质参数经验值表
2	U	水流速度	0.067m/d	计算值
3	n_e	有效孔隙度	0.18	查阅《水文地质手册》取经验值
4	m_M	瞬时注入的质量	0.865kg	计算值
5	t	时间	100d、500d、1000d	-
6	DL	纵向弥散系数	0.33m ² /d	根据弥散系数图获取
7	M	含水层厚度	20	

(4) 预测结果

当排污罐橇发生泄漏时, 石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.3-3。



图 5.3-3 排污罐橇发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知: 随着时间的增加, 污染范围有所增加, 排污罐橇发生泄漏后 100d、365d、500d 和 1000d 的污染物预测超标距离最远为 43m、91m、111m、175m; 影响距离最远为 41m、89m、108m、171m。随着时间增加, 污染范围有所增加, 不会影响区域地下水。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 2009), 土壤中原油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污

染仅限于 20cm 表层，只有极少量的油类物质最多可下渗到 20cm。泄漏的含油污水进入地下水的概率很小，且定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏含油污水及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3.5 地下水环境影响评价结论

运营期产生的井下作业废水拉运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，防止管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，采取有效防渗等措施避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离（m）；

r_0 —参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 距钻场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

由预测结果可以看出：

(1) 施工过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。昼间距离场界10m处，夜间50m处噪声值可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间70dB（A），夜间55dB（A）的要求。

(2) 昼间施工噪声在30m处，夜间施工噪声在100m处满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对施工人员的影响，因此必须做好劳动防护措施。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场的各类机泵、井下作业设备噪声、场站压缩机噪声和交通噪声。

(1) 预测源强

项目噪声源主要为井场机泵、井下作业、压缩机，对运营期厂界噪声进行预测。机泵噪声源强在60~90dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按25dB（A）计，其运行噪声不高于70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表5.4-2。

表 5.4-2 项目主要噪声源强情况表（单位：dB(A)）

噪声源名称			空间相对位置（m）			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时 段
			X	Y	Z			
正常 工况	井场	注甲 醇橇	15	20	1.5	65~70	独立基础，加减振垫	间断
	站场	机泵	25	15	1	75~80	采用低噪声设备，局	间断

							部加装隔声罩	
		压缩机	28	16	2	85~90	采用低噪声设备，设置于室内，基础减震	连续
	交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
非正常工况	井场	井下作业（修井）	25	15	0	80~120	独立基础，加减振垫，采用软连接	间断
	火炬	超压、检修	20	70	15	100~105	独立基础，加减振垫	间断

(2) 预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(3) 预测模式

本工程井场噪声源主要为井场的泵撬和井下作业噪声，井场是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算公式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级为

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

- T——计算等效声级的时间；
 N——为室外声源个数；
 M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级（Leq）计算公式：

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

式中：Leqg——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

Leqb——预测点的背景值，dB(A)。

(4) 预测结果

① 正常工况

项目建成后，正常工况下，井场和站场厂界噪声预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点编号	测点位置	固定声源距厂界距离/m	贡献值	评价标准	达标情况
井场	东侧外 1m	12.5	33.06	昼间 60， 夜间 50	达标
	南侧外 1m	15	31.48		
	西侧外 1m	12.5	33.06		
	北侧外 1m	15	31.48		
站场	东侧外 1m	50	36.02		
	南侧外 1m	15	46.48		
	西侧外 1m	20	43.98		
	北侧外 1m	35	39.12		

由预测结果可知，运营期项目区厂界四周噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

② 非正常工况

在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)，厂界的噪声贡献值有显著提高。火炬系统噪声源随距离衰减结果见表 5.3-3，噪声衰减分布见图 5.3-4。

表 5.4-4 火炬系统噪声源随距离衰减

距离(m)	50	100	150	200	250	300	350	400
噪声值 dB(A)	69.73	63.74	60.23	57.73	55.79	54.21	52.87	51.71

图 5.3-4 火炬系统噪声衰减图

由上可知，火炬噪声昼间 200m 外，夜间 450m 外才可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准的要求，因天然气回收撬装站周边无居民区等声环境敏感目标，因此火炬噪声不会产生扰民现象。

(5) 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.4-5。

表 5.4-5 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m 小于 200m					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>	近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>		
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比			100%		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>					
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m 小于 200m					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					

	贡献值			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（无）	监测点位数（0）	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		

5.4.3 声环境影响评价小结

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

项目运营期噪声污染源主要为压缩机、各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，且本项目周边200m范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响分析

（1）施工土石方：施工土方在管线施工结束后全部用于回填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

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

（3）建筑垃圾：主要包括土建工程垃圾、供配电线路建筑材料包装、安装工程的金属废料等，采取有效措施及时收集、清理。采取回收和综合利用等方法，

充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可送当地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

(4) 废弃防渗膜：施工期储层改造过程产生少量废弃防渗膜，主要为粘油危废，由施工单位集中收集后委托有资质的单位处置。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

运营期产生的固体废物主要是废弃分子筛、设备维修废润滑油、天然气压缩产生的含油废液、设备清理产生的含油污泥、井下作业废弃防渗膜和落地油等。

5.5.2.1 废弃分子筛

废弃分子筛由天然气脱水装置产生，集中收集后交由克拉玛依顺通环保科技有限公司进行处置。

5.5.2.2 废润滑油

井下作业和采油过程中机械设备维修中产生少量废润滑油，回收后进入联合站原油处理系统处理。

5.5.2.3 落地油

油田在修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地油定期委托有危废处置资质单位回收处置。

5.5.2.4 含油废液

天然气处理增压压缩机入口分离器、增压压缩机出口分离器、分子筛脱水撬、注气压缩机入口分离器、增压压缩机撬和注气压缩机撬会产生少量含油废液，属于 HW08 危险废物，危废代码为 900-249-08。统一排入排污罐后，管输至玛 18 转油站最终进入百联站原油处理系统处理。

5.5.2.5 废弃防渗膜

运营期井下作业产生少量废弃防渗膜，属于 HW08 危险废物，危废代码为 900-249-08，集中收集后委托克拉玛依顺通环保科技有限公司处置。

5.5.2.6 含油污泥

运营期天然气处理场站设备定期检维修产生底泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码 071-001-08。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》可知清罐底泥产污系数为 0.007t/万立方米产品，本工程天然气处理量为 50 万立方米/天，故含油污泥产生量为 0.35t/a，暂存于危险废物临时贮存点，由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

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

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.6.1.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次

变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%~40%，土壤养分将下降30%~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.6.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

5.6.1.3 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.6.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程站场、井场等地面设施属于I类项目，天然气管线管线属于IV类项目。

(2) 影响类型及途径

拟建工程所处区域属于盐化区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程运营期废水为井下作业废液，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建工程井下作业废水中盐分含量较高，当出现泄漏时，井下作业废水中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含

量升高。影响类型见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	--	√	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

(3) 影响源及影响因子

①污染影响型

拟建工程处理及输送介质为天然气，排污罐橇破裂时，含油废液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

表 5.6-2 污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
排污罐橇	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，井下作业废水储罐泄漏导致其中含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.6-3 生态影响型土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井下作业废水储罐	漫流	盐分含量	事故工况

5.6.2.2 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为压裂返排液、含油废液输送过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中均采用密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.3 非正常工况下污染影响型土壤环境影响分析

(1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明：岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验，结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好，龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱，盐土的渗透性非常小；灰棕漠土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，向灰棕漠土内输入石油类物质 100d 后，石油类集中分布在 0~20cm 表层土壤内，0~5cm 土壤截留了约 90%以上的输入原油，由此可以推断其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林，2009）中的实验结果，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

2) 排污罐橇泄漏对土壤环境的影响分析

若本项目排污罐橇发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析，本次评价采用类比分析。

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，故本次收集本项目井区现有监测结果作为类比对象。本次收集了《玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程（第二期）竣工环境保护验收调查表》中土壤质

量现状监测数据进行定性分析，根据百口泉采油厂已开发多年，且近年来实际生产运行过程均未发生泄漏事故，根据验收监测结果可以说油田开发对土壤造成的污染影响，详见下表。

表 5.6-4 玛 18 实施井场土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg

监测因子 监测点位	pH	汞	砷	铜	铅	镍	镉	六价铬	石油烃 C ₁₀ -C ₄₀	
MaHW6103	井场	8.29	0.138	7.12	18	5.2	8	0.23	0.9	11
	井场外10m	8.25	0.142	7.15	14	4.9	6	0.12	1.0	12
	井场外20m	8.29	0.161	4.41	9	4.9	9	0.12	1.3	12
	井场外30m	8.22	0.150	4.40	14	5.7	9	0.14	1.1	13
	井场外50m	8.25	0.167	4.35	13	6.5	8	0.15	0.7	12
MaHW6291	井场	8.30	0.086	3.61	18	1.6	8	0.14	1.0	12
	井场外10m	8.26	0.088	3.64	10	2.5	6	0.15	ND	12
	井场外20m	8.24	0.081	2.77	11	2.9	8	0.15	0.9	12
	井场外30m	8.30	0.093	2.39	12	2.0	6	0.21	1.0	12
	井场外50m	8.32	0.088	3.12	14	1.3	8	0.23	1.1	12
标准限值	/	38	60	18000	800	900	65	5.7	4500	
达标情况	/	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	

根据类比可知，监测结果显示土壤中石油烃监测值均满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。说明正常工况下，不会有泄漏情况发生，也不会对土壤环境造成影响。

因此，在项目建设过程中须定期检查天然气处理及集输设施破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补；故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.6.2.4 非正常工况下生态影响型土壤环境影响分析

考虑事故状态下，储罐破裂后，井下作业废水进入表层土壤中，当发生破裂时，在 30min 内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计泄漏量为 20m³。类比井下作业废水中的 HCO₃⁻为 6350mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 127kg。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S ——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.31×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 14.98g/kg。预测年份为 0.137a（50 天）。

根据上述计算结果，在 50 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.0002g/kg，叠加现状值后的预测值为 14.9802g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，百口泉采油厂会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.6.2.5 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	

识别	土地利用类型	建设用地√; 农用地□; 未利用地□			/	
	占地规模	(3.428) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降□; 地面漫流□; 垂直入渗√; 地下水位□; 其他 ()				
	全部污染物	石油烃、盐分含量				
	特征因子	石油烃、盐分含量				
	所属土壤环境影响评价类别	I类√; 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				同附录 C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	0~20cm	
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m、3~4.0m 分别取样	
现状监测因子	(GB36600-2018)表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值, 共 47 项					
现状评价	评价因子	GB36600-2018 表 1 中的基本项目 (45 项)+pH 值、石油烃				
	评价标准	GB15618√; GB36600√; 表 D.1□; 表 D.2□; 其他 ()				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值				
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E□; 附录 F□; 其他 (类比法)				
	预测分析内容	影响范围 (土壤表层 0~30cm) 影响程度 (输油管线持续渗漏 200 天的情况下, 不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值)				
	预测结论	达标结论: a) □; b) □; c) □ 不达标结论: a) □; b) □				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□; 源头控制√; 过程防控√; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		2	石油烃	1 次/5 年		
信息公开指标						
评价结论		采取环评提出的措施, 影响可接受				

注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。

注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括储层改造（压裂）、天然气脱水增压、注气工程及相应的配套设施建设。除新/扩建天然气处理厂场站为永久性占地外，其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。项目区域的植被主要为梭梭、白梭梭等荒漠植被。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠，人烟稀少。

（2）在开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如井场、站场等）和线状（如注气管线和输电线路等）分布，影响范围明确。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.7-1。

表 5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	场站建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	电力线架设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——

开发建设阶段		生态环境影响
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	注气管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

场站、管线、运输等工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。场站建设、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中储层改造、井下作业工程、油气处理和集输工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态

环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.7.1.2 生态环境影响因素

生态环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（地面设施建设、配套设施等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析生态环境影响因素。

（1）管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目管线选线尽量避开植被茂密地带，并减少新开辟管沟，降低环境影响，符合生态环境保护要求。本项目新建管线（均为油田内部集输管网）22.08km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（2）地面构筑物的修建

本工程场站、道路及输变电等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.7-2。

表 5.7-2 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

新建/扩建站场为永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

(2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保持的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

拟建工程永久占地主要为站场、站外道路和配套输变电的塔杆用地，占地面积为 34280m²，占地类型为戈壁。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为工矿用地，改变了其自然结构与功能特点。拟建工程井场/站场较为分散且占地面积较小，工程永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响较小。

工程临时占地主要为临时用地为管沟开挖施工压占等。根据占地类型统计，项目占用的土地类型为工矿用地，临时占地面积为 588569m²。从宏观整体区域看，施工活动和工程占地在区域范围内并呈点线状分布，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道工程施工完毕后，对施工临时占地进行恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目场站建设、集输管道建设是造成植被破坏的主要原因。

(1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括场站、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目区内荒漠植被以梭梭为主，植被群系较为单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照750kg/hm²计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表5.7-3。

表 5.7-3 评价区域占地情况及生物量损失

占地类型	永久占地 (m ²)	生物损失量 (t/a)	临时占地 (m ²)	生物损失量 (t/a)	备注
工矿用地（场站、管线、生活营地等）	34280	2.57	588569	44.143	生物量按照0.75t/hm ² 计

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为588569m²，永久占地面积为34280m²。在油田开发初期的3~5年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得588569m²荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为44.143t/a。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占用地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。只要加强施工管理项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

（2）管线敷设对植被的影响

注气管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。本项目建设管线22.08km，管线管径较小，项目区植被覆盖度较低，因此对植被影响较小，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对

稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 2~3 年。管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

(3) 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区内植被盖度较低，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.7.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

场站构筑物建设、管道敷设修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着施工、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和施工场地等人员活动较多的区域。

5.7.2.4 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控

制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目将建设 22.08km 的注气/输气管线，管线在设计选线时尽量避开植被长势良好、茂密的区域，同时要求严格控制作业范围，根据管径的大小尽可能少占地。管线施工完成后会造成一定的生境切割现象，但管线敷设均为临时占地，在施工完成后需及时对临时占地进行恢复，为防止区域水土流失，可在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。因此注气/输气管线敷设引发的生境切割现象为暂时性影响，随着区域植被的恢复或人工防风固沙措施的实施而恢复。

本项目开发过程中永久性占地面积为 34280m²，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了 34280m²。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.7.2.5 生态系统结构、功能完整性和生物多样性

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油田开发如场站、管线等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 5.7-4。

表 5.7-4 本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构 生物量和密度	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5~3m/好	3~5m/中	5~9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度 物种多样性	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影晌较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积 622849m²，其中永久占地面积 34280m²，临时占地面积 588569m²，占地主要为荒漠，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开

放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.7.3 运营期生态环境影响分析

项目永久占地主要为站场、站外道路和配套输电线路杆塔，占地面积为34280m²，临时占地正在进行自然恢复，植被一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

生态影响评价自查表见表 5.7-5。

表 5.7-5 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；
	影响方式	工程占地 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input type="checkbox"/> （ ） 生境 <input type="checkbox"/> （ ） 生物群落 <input type="checkbox"/> （ ） 生态系统 <input type="checkbox"/> （ ） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ ） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ ） 其他 <input type="checkbox"/> （ ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积（0.6228）km ² ；水域面积：（/）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> ； 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ； 生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；
	评价内容	植被植物群落 <input type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ； 重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/> ；
	评价内容	植被植物群落 <input type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；

工作内容		自查项目
		重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可信 <input type="checkbox"/> ；
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

(1) 侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

(2) 侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

(3) 人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

5.8.2 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管

线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.8.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

5.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物建设的内容主要包括天然气处理场站、注气管线及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.8.2.3 管线建设

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.8.3 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀，经查阅资料，项目区土壤侵蚀模数在 $3800t/(km^2 \cdot a)$ 左右。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 $588569m^2$ ，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 $2236.56t/a$ 。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取报告书提出的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.9 土地沙化影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的灰棕漠土颗粒粒级加以比较，沙化后的灰棕漠土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了灰棕漠土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.10 运输过程影响分析

5.10.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.10-1 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.10-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.10-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 (单位：kg/km·辆)

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 5.10-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.10-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并

定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

5.10.2 噪声影响

运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB (A) 的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32m 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB (A) 的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.10.3 环境风险影响

要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施的前提下，运输车运输过程的风险影响很小。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

(2) 井场、站场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

(3) 注气管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 2.1m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟及杆塔塔坑挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

(3) 散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。风速过大时，应停止施工作业。

(4) 在施工过程中，作业场地将采取围挡、围护以减少扬尘扩散，围挡、围护对减少扬尘对环境的污染有明显作用，当风速为 2.5m/s 时可使影响距离缩短 40%。在施工现场周围，连续设置不低于 2.5m 高的围挡，并做到坚固美观。

(5) 对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布以减少洒落。禁止露天堆放建筑材料，细颗粒散料要入库保存，搬运时轻拿轻放，防止包装袋的破裂。同时，车辆进出、装卸场地时应用水将轮胎冲洗干净。

(6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(7) 加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物是天然气集输过程无组织排放的烃类气体，挥发性有机物无组织排放控制管理措施如下：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断气源，实施关井，从而最大限度地减少原油集输过程中烃类及油的排放量。

(3) 加强对密闭管线及密封点的巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境，台账保存期限不少于 3 年，当检测到泄漏时，对泄漏源予以标识并及时修复。

(4) 加强注汽井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好注气井的压力监测，并准备应急措施。

(5) 设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

(6) 场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述针对无组织烃类物质采取的工艺控制措施和定期检查措施，可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 要求，上述在油田应用广泛，经济可行。

6.2 地表水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 压裂返排液防治措施

施工期储层改造产生的压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理。

6.2.1.2 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

6.2.2 运营期废水防治措施

(1) 井下作业废水经百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后，全部回注油层，不向外环境排放。

(2) 按照新疆油田公司环境保护规定要求，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统进行处理，对转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

(3) 井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

(4) 井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

(5) 管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输气管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量避免跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.3 地下水环境保护措施

6.3.1 地下水污染防治措施

6.3.1.1 总体原则

地下水污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结

合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

(1) 主动控制，即从源头控制措施，主要包括在井口、场站设备等位置采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

(2) 被动控制，即末端控制措施，主要包括井场地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在井场可能受到污染的区域地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送往有资质单位处置；

(3) 应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理；

(4) 各污染区防渗设计采取地上污染地上防治，地下污染地下防治的设计原则。

6.3.1.2 污染防治措施

(1) 储层改造过程中的对地下水的保护措施

确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层。

储层改造中遇到浅层地下含水层（带）时，下套管注水泥封固，套管长度必须穿透含水层（带），避免潜水层受到压裂液等的污染；严格按照操作规范操作，防止因固井质量问题和套管破裂、报废等原因使压裂返排液窜入含水层而污染地下水。

在固井完井过程中，要按设计规定实施，确保施工质量，固井完成后新疆油田分公司开发公司、设计单位、施工单位等各相关部门对工程质量进行验收，不得因固井不合格造成油气窜入地层，污染地下水源；应保证表层套管封固质量完好，防止井漏及油气窜层而污染地下水。防止井漏对区域地下水环境的影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

(2) 注气井运行过程中对地下水的保护措施

注气井运行过程中，应持续对注气井口压力、套管压力、环空压力等指标进行监测；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或

检维修后初次启用运行前，应进行井筒完整性测试；检测发现井筒完整性失效，应立即停止运行，严禁造成地下水污染。

(3) 落实地下水分区防控。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点污染防治区、一般污染防治区及。分区防渗内容可见表 6.3-1。

表 6.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
储层改造和井下作业油水罐区、站场排污罐等	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB 18598 执行
其他区域	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或按照 GB16889 执行

各分区应根据《石油化工工程防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗处理：

①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

(4) 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中要求，本工程需布设 3 眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。地下水监测计划详见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
GW1	项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD
GW2	项目区布设 1 个监测点		
GW3	项目区下游布设 1 个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，

对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e、定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。

f、注气井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

②技术措施

a、运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

b、定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c、注气井运行过程中，应持续对注气井口压力、套管压力、环空压力等指标进行监测。

d、在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

6.3.2 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的品质。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

(1) 在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

(2) 如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

(3) 一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

(4) 地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下：

应急预案的日常协调和指挥机构。

各部门在应急预案中的职责和分工。

确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

特重大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(3) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

6.4.2 运营期噪声防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备。

(2) 对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段，如设置消音设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

(3) 对于噪声强度大的作业（例如井下作业），要合理安排作业时间，避

免夜间作业。

(4) 尽量将发声源集中统一布置。

(5) 切合实际的提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(6) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(7) 定时保养设备，避免设备传动部件在无润滑条件下运转。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井岩屑污染防治措施

(1) 施工土方

本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

(2) 焊接废渣：在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(3) 建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损

伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，已经建好的工程，非必要不再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。不能再利用的建筑垃圾送当地建筑垃圾处理场处理。

(4) 废弃防渗膜

委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

运营期固体废物主要是废弃分子筛、含油废液、废弃防渗膜、废润滑油、落地油、含油污泥。

6.5.2.1 废弃分子筛

废弃分子筛由天然气回收装置产生，属于 HW49 其他废物（废物代码：900-041-49），委托有资质单位进行处置。

6.5.2.2 落地油污染防治措施

①加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收的落地油拉运至百口泉注输联合站暂存定期委托有资质单位回收处置。

②地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

③在完井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

④加强管理，对井口装置、集输管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或避免“跑、冒、滴、漏”，以及油品泄漏事件的发生。

6.5.2.3 含油废液污染防治措施

本项目含油废液主要是增压压缩机入口分离器、增压压缩机出口分离器、分子筛脱水撬、注气压缩机入口分离器、增压压缩机撬、注气压缩机撬产生，经站场排污罐收集后管输至玛18转油站，最终进入百联站原油处理系统处理。

6.5.2.4 粘油废弃防渗膜

沾油的废弃防渗膜委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

6.5.2.5 含油污泥

天然气处理设施定期清理产生的含油污泥，集中收集后委托有资质的单位处置。危险废物运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

6.5.2.6 废润滑油

运营期产生的废润滑油集中收集后进入联合站原油处理系统处理。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2.7 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、

《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危

险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(10) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》的有关规定将危险废物意外事故的防范措施和环境应急措施等内容纳入管理区总体的突发环境事件应急预案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

(13) 危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

(14) 危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.5.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.6 土壤污染防治措施

6.6.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染；

(4) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低井下作业废液泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、管线、场站，是否有泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为注气管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、场站排污罐渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行

转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每5年监测1次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.7 生态环境保护措施

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，尽量避让植被较多的区域；严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 场站工程生态保护措施要求

（1）场站建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域。选择裸地或植被稀疏的区域进行井场的建设。

（2）对场站的临时性占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

(3) 一切作业尽量利用现有公路，按原有车辙行驶，若无现有公路，要严格执行先修路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

(4) 施工结束后，做到站场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，恢复原有生态环境，同时结合灌水，经常保持土壤表层湿度，使植物尽快繁殖定居，形成植物群落，促进其按正常演替规律进行发展，形成永久性的植被，以加速生态环境重建。减少地表裸露面积，防止水土流失。迅速恢复被破坏的地表形态，填埋废土坑、平整作业现场、改善植被更新生长条件，防止局部土地退化。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时调整，使之尽快恢复原貌。对于拟永久使用的伴行道以及各平台等，建设完成后，应因地制宜地进行地表原始景观恢复。加强管理工作，严禁车辆和人员踩踏、碾压，车辆要严格行驶在已建的道路上。

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

(2) 管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，施工作业带宽度控制在 12m，开挖的土方堆放在施工作业带范围内，不单独设置临时堆土场，当遇到植被密集区域，可将机械施工改为人工施工，减少施工作业宽度，降低对区域植被的影响。

(3) 管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

(4) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

(6) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两

侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(7) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.7.1.3 对荒漠植物保护措施要求

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物。

(2) 确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

(3) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

(4) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

(5) 管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧12m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开植被，并在道路树立明显标志牌，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

6.7.1.4 野生动物的生态环保措施要求

(1) 业主单位要按照林业、保护区管理中心等部门的要求，加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝偷猎、盗伐等非法活动。

(2) 加强施工人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

(3) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生的动物的惊扰。

6.7.1.5 开展生态环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线和道路施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、站场工程等项目承包招标书中。

6.7.1.6 其它生态保护措施要求

(1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；

(2) 严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在施工营地、施工便道及井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(3) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

(4) 施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完、料净、场地清，以利于植被的自然恢复。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、注气管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，

减少风蚀量。

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

(1) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

(3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(4) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当井场开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

(1) 扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理

井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

(2) 固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

(3) 及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

(4) 确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

(5) 井场地表恢复

临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

(6) 加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的植被有基本的认识与了解。加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.8 生态恢复方案

6.8.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）和

《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

（3）坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（4）应充分利用前期表土剥离的土源进行复垦修复，覆土时应分层回填，尽量确保新构土体剖面结构与原土地利用类型或周边的土源进行复垦修复。

（5）不再使用的管线临时用地应及时实施复垦修复工程，采用埋设方式布设管线的建设用地复垦修复应包括施工结束的临时复垦和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。管线平整工程应与管线开挖和回填同步进行。

（6）植被恢复工程建设标准按照周边相同土地利用类型执行，植被结构、物种选择以及种植方式等应与所在区域相同土地利用类型保持一致，景观上应与周边相协调。

6.8.2 生态环境分区恢复治理

6.8.2.1 站场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目新建玛 18 天然气脱水增压注气站和扩建玛 18 注气站。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对站场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对 588569m² 的临时占地内的土地进行平整，不具备植被恢复条件的应实施砾石覆盖等措施。

A.施工前治理措施

施工前应先对占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡。

B.施工结束后治理措施

①施工结束初期，对永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，减缓水土流失，对抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意图 6.8-1 砾石压盖措施典型设计图。

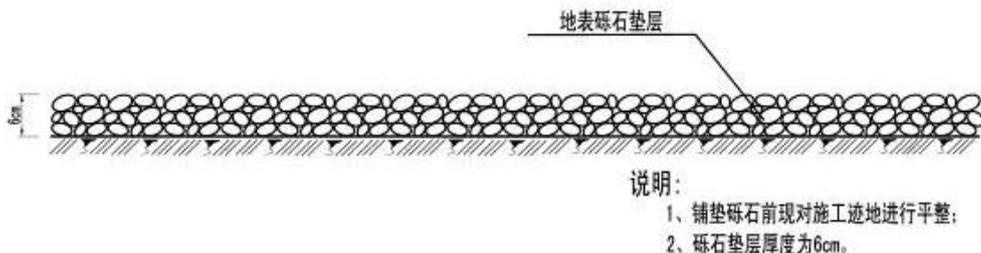


图 6.8-1 砾石压盖措施典型设计图

6.8.2.2 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建注气管线，共计临时占地 588569m²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

管道施工作业带宽度控制在 12m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

6.8.2.3 植被恢复措施

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.8.2.3 闭井期生态保护恢复与重建措施

油田闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①闭井期生产井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除井场设备、封好井口、拆除井场围挡，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦工程措施。

(2) 站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对

站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，防止引发大量水土流失。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.8.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.9 水土保持方案

站场、管线等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.9.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项

目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.9.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划（2018-2030年）》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于昌吉州吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.9.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区,在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上,针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度,将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起,合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程,纳入方案的水土保持措施体系当中,使之与方案新增水土保持措施一起,形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

(1) 站场区

①为保护土地资源,在施工前,对站场所处位置进行表土剥离,剥离的表土作为后期生态恢复;在站场周边修筑地边埂;施工作业结束后,将站场进行平整,并覆土压实覆盖一层砾石(6cm),防止风蚀现象发生。

②植物措施:在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点,采取少占地、少破坏植被的原则,缩小施工范围;工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(2) 管线区

本项目水土流失主要发生在施工期,本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中,要限制施工作业扰动范围,开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层,表层土覆于上层,然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂,因此若供排水与地表天然排水方向垂直,则要分段设排水沟。

此外,要求在注气管道施工结束后,在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。

(3) 植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则,根据项目自身特点和所处地区的气候特点,选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种,如当地适生的优势免灌植物为沙拐枣群系植被等。

(4) 编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)的要求,编制符合要求的水土保持方案,以便有效防止水土

流失。本项目水土保持措施体系见图 6.9-1。

图 6.9-1 项目区水土保持措施体系图

6.10 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.10.1 防治目标

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系为红皮沙拐枣群系。根据《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发【2020】138号）要求，提出本项目的防沙治沙措施。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.10.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合

措施，加强地表覆盖，减少尘源。

项目地处气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为盐土所覆盖，植被分布稀疏，主要为红皮沙拐枣，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在项目区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

(1) 工程防治措施

①管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。严格控制管线施工作业带宽度，施工场地应进行清理平整，以便临时占地范围内的自然植被的恢复。

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

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

④施工前，对站场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；施工作业结束后，将站场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

⑤在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集—临时存放—施工结束后再覆盖—洒水的方式。根据实际情况，在临时占地恢复较差地段采取草方格形式固沙。

⑥站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

⑦做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑧工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

⑨大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖固沙植物。

（2）水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为2个分区：站场防治区、管线防治区。

油田在建设项目实施过程中严格落实前述防沙治沙措施和水土保持措施，在管线边坡建设草方格，对场站进行硬化，相较于沙漠景观基底而言，增加了人工硬化地面斑块，但占比很小，作业区的开发建设活动未对区域土地沙化造成明显影响。

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

②管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

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

④本项目站场永久占地采取地面硬化，减少风沙现象。

（3）水土保持管理措施

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

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督

负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6.11 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目总投资 30956.06 万元，环保投资约 177 万元，占总投资的 0.57%。本工程环保投资估算见表 6.12-1。

表 6.12-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	井场、管线等施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	8
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	3
	压裂返排液	回收罐若干	2
	焊接废渣	放入容器中，施工结束后集中回收处置	1
	建筑垃圾	集中收集、拉运至指定地点填埋处置	3
	废弃防渗膜	委托有资质的单位处置	2
	防沙治沙措施	施工结束后，对施工迹地清理并平整压实，采取防风固沙工程	15
	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	50
运	无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与	20

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
营期		站场、管线同步建设	
	井下作业废液	由罐车送至百联站稀油采出水处理系统处理	1
	场站设备噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	2
	含油废液、废润滑油	收集后由百联站原油处理系统处理	3
	废弃分子筛、废防渗膜、落地油、含油污泥等	委托有资质的单位处置	10
	环境风险	事故应急定期演练	5
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照生态环境部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	2
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	4
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	10
环境管理	环境监理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	1
	环保手续	环境影响评价及环保竣工验收	35
合计			177

6.13 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益，可以提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

6.13.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

大力开发石油工程是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源的新疆油田蕴藏了丰富的石油资源，石油资源的开发及石油产品的发展，将把新疆地区丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。因此，本项目具有良好的社会效益。

6.13.2 环境经济损益分析

6.13.2.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

工程占地主要为场站建设、注气管道占地占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.13.2.2 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 71.96 万元，环境保护投资占总投资的 5.19%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7 环境风险评价

7.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子。本工程主要为油气开采项目，结合本项目特性以及主要成分的理化性质，筛选环境风险评价因子主要为天然气、甲醇、含油废液。

7.2 风险潜势初判及评价等级

项目涉及的主要危险物质为天然气、甲醇，可能存在的风险单元包括注气井场、集输管线、玛 18 增压脱水注气站和玛 18 注气站等。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值：

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目 Q 的确定见表 7.2-1。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

存在时期	风险单元		危险物质名称	危险物质在线量 q_n	临界量 Q_n	Q 值	风险潜势等级
运营期	管线	气源管线 0.43km	天然气	0.0604t	10t	6.0×10^{-3}	I

	输气管线联 络线 0.45km	天然气	0.0061t	10t	6.1×10^{-4}
	注气管线 11.1km	天然气	0.0208t	10t	2.1×10^{-3}
	注气管线 10.1km	天然气	0.0046t	10t	4.6×10^{-4}
	玛 18 增压脱水注气站	天然气	0.0557	10t	5.57×10^{-3}
		含油 废液	29.49	2500	0.0118
	玛 18 注气站	天然气	0.0023	10t	2.3×10^{-4}
		含油 废液	29.49	2500	0.0118
	井场	甲醇	0.1	10t	0.01
	合计		-	-	0.0354

注：玛 18 增压脱水注气站和玛 18 注气站的天然气在线量按照天然气增压分离橇等容器容量计。

综上，本项目 $Q=0.0354 < 1$ ，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

7.3 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 2.7-1。

7.4 环境风险识别

7.4.1 物质危险性识别

本项目所涉及的危险物质主要有天然气、甲醇、含油废液（按原油计）等。

表 7.4-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

标识	中文名：天然气		英文名： <i>natural gas</i>
	分子式：CH ₄		分子量：16
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.55
	饱和蒸汽压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃）：-82.3
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合

危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（%）：4.145	爆炸上限（%）：14.555
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳、水
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，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：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
健康危害	侵入途径：吸入。	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。 工作场所最高允许浓度：未制定；苏联 MAC 300mg/m ³	
急救	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。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可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。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验收日期，先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定线路行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 7.4-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。

	<p style="text-align: center;">【健康危害】</p> <p>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。</p>
安全措施	<p style="text-align: center;">【操作安全】</p> <p>密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p style="text-align: center;">【储存安全】</p> <p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p style="text-align: center;">【运输安全】</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>
应急处置原则	<p style="text-align: center;">【急救措施】</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15min，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医。</p> <p style="text-align: center;">【灭火方法】</p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p style="text-align: center;">【泄漏应急处置】</p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

表 7.4-3 甲醇的理化性质及危害特性

标识	中文名：甲醇；木酒精	英文名：methylalcohol; Methanol	
	分子式：CH ₄ O	分子量：32.04	CAS 号：67-56-1

	危规号：32058		
理化性质	性状：无色澄清液体，有刺激性气味。		
	溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂。		
	熔点（℃）：-97.8	沸点（℃）：64.8	相对密度（水=1）：0.79
	临界温度（℃）：240	临界压力（MPa）：7.95	相对密度（空气=1）：1.11
	燃烧热（KJ/mol）：727.0	最小点火能（mJ）：0.215	饱和蒸汽压（KPa）：13.33（21.2℃）
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	燃烧分解产物：一氧化碳、二氧化碳。	
	闪点（℃）：11	聚合危害：不聚合	
	爆炸下限（%）：5.5	稳定性：稳定	
	爆炸上限（%）：44.0	最大爆炸压力（MPa）：无资料	
	引燃温度（℃）：385	禁忌物：酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属。	
	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。		
灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			
毒性	接触限值：中国 MAC（mg/m ³ ）50 前苏联 MAC（mg/m ³ ）5 美国 TVL-TWAOSHA200ppm，262mg/m ³ ；ACGIH200ppm，262mg/m ³ （皮） 美国 TLV-STELACGIH250ppm，328mg/m ³ （皮） 急性毒性 LD505628mg/kg（大鼠经口）；15800mg/kg（兔经皮） LC5083776mg/m ³ ，4 小时（小鼠吸入）		
对人体危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷，视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合症，植物神经可能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。		
急救	皮肤接触：脱出被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1% 硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。		
防护	工程防护：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 个人防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿防静电工作服；戴橡胶手套。 工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行就业前和定期体检。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用		

	泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
贮运	<p>包装标志：7UN 编号：1230 包装分类：II 包装方法：小开口钢桶；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶（罐）外木板箱。</p> <p>储运条件：储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。仓内温度不宜超过 30℃。防止阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。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。储罐时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏季要有降温措施。严禁使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。</p>

7.4.2 全过程生产系统危险性识别

根据本工程工艺过程和储运设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、集输管线、天然气处理场站等几个功能单元，分述如下：

（1）井场

①施工期

本项目部署 14 口注汽井，在老井转注前需进行井筒完整性检测、储层改造等作业过程，如误操作活动导致地层压力欠平衡可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，刚喷出的物质主要为水砂混合物，如未及时发现处理，后续会喷出油水混合物，烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，对周围环境造成影响。井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大。若采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。

发生井喷的主要原因是地层压力过高以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、天然气物质喷出，损害周围生态环境。

项目施工期井场设置压裂液储罐等罐体，由于储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、SO₂、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的油类物质、甲醇会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

（2）集输管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油类物质泄漏，对周围环境造成直接污染。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷：这类事故多数是因管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成褶皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

（3）天然气处理场站

本项目新建天然气脱水增压注气站，发生的事故可能有罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误等造成油类物质、伴生气泄漏，泄漏的油类物质会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

（4）运输风险识别

本项目建设期储层改造采用罐车拉运压裂液至井场，运营期井下作业过程采用罐车将井下作业废液拉至百口泉注输联合站进行处置。因车辆本身的设计、制

造、操作、管理等各环节，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因，在拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内储存物溢出，对周围环境造成直接污染。

7.4.3 环境风险识别结果

项目环境风险识别结果见表 7.4-5。

表 7.4-5 项目环境风险识别结果一览表

事故类型	风险单元	主要危害	主要污染物	环境影响
井喷	注气井场	油类、天然气物质喷出，损害周围生态环境	油类、天然气	对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染
		甲醇橇泄漏、污染周围环境	甲醇	对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染
泄漏	天然气处理站、管线、井下作业储罐	污染环境，引发火灾爆炸，损害人体及财产安全	油类、天然气	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气
火灾爆炸	天然气处理站、管线	有害气体、热辐射、抛射物等污染环境、损害人身健康及财产安全	次生污染物	直接污染大气，进而可能引发员工中毒事件

7.5 环境风险影响分析

7.5.1 井喷事故影响分析

(1) 对土壤的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤。若发生井喷事故，污染土壤应及时收集，

委托有危废处置资质单位处理。采取以上措施后，井喷对土壤的影响较小。

(2) 对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要 1~2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(3) 对植被的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，井场周围半径 500m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、防止井喷事故风险发生。

7.5.3 管线泄漏环境影响分析

正常工况下，天然气密闭输送，不具备发生火灾爆炸的条件。管道在环境中，会受到各种环境因素的作用，可能导致管道腐蚀、弯折、破损，从而导致天然气泄漏。天然气泄漏遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故，产生伴生/次生污染物，污染大气环境。

7.5.5 含油废液储罐泄漏环境影响分析

(1) 对大气环境影响分析

井下作业储罐发生泄漏后，油类物质进入环境空气，其中非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

(2) 对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响项目区植被的生长，并影响局部的生态环境。

储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入油类物质，泄漏的油类物质进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

井场采取分区防渗措施，各储罐采用钢质材料，同时在储罐与地表接触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐位于室内，一旦发生泄漏，可及时清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

(3) 对地下水环境影响分析

储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。

储罐采用钢制材质且密封性较好，防止发生泄漏污染地表；如罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

7.5.6 甲醇橇泄露环境影响分析

(1) 对大气环境影响分析

甲醇易挥发（20℃蒸气压 12.3kPa），蒸气密度 1.1（比空气重），易在低洼处积聚形成爆炸性蒸气云（爆炸极限 6% - 36.5%）。遇明火、静电、高温易引发燃烧爆炸，燃烧产生剧毒甲醛与一氧化碳。项目使用甲醛量较少，事故情形

甲醛泄漏量低，形成的蒸气云浓度低、扩散范围有限。

(2) 对土壤环境影响分析

甲醇泄露后，将改变局部土壤理化性质，如破坏土壤团粒结构，降低土壤孔隙度、降低土壤透气性。

(3) 对地下水环境影响分析

甲醇泄漏后，污染迁移以“局部渗透+短距离径流”为主，地表径流迁移将影响井场周边区域，但多数蒸发或被土壤吸附，渗入地下水的甲醇量极很少，迁移距离短、扩散范围窄。

7.5.7 井下作业影响分析

若本项目井下作业时，产生的井下作业废水（修井废水）及油品若不慎滴落在地，含油废水和落地油会对周围土壤产生污染。落地油量越大污染面积越大，对土壤的污染越严重。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；项目所在区域土壤为灰棕漠土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

建设单位井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜防止井下作业废水（修井废水）和原油落地，若不慎落地应及时收集落地油及受污染土壤，交由有危废处置资质的单位处理。

7.5.8 运输风险的环境影响分析

本项目运营期井下作业废水由罐车拉运至百口泉注输联合站，运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生泄漏事故的风险。事故发生时罐车内液体溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

7.6 环境风险防范措施

7.6.2 井下作业风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，降低井喷发生的可能性。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

7.6.3 H₂S 的防范措施

项目应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配备至少 3 套的便携式硫化氢检测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。作业期间，应至少有一人携带便携式硫化氢检测仪，定时进行巡回检测。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m³ 时，应实时监视硫化氢浓度示值；当监测到硫化氢浓度达到安全临界浓度 30mg/m³ 或怀疑存在硫化氢浓度不清的区域之前，应使用正压式呼吸器呼吸，直到该区域安全或人员返回安全区域。按照《含硫化氢井测井安全防护规范》（Q/SY08311-2022）标准规定执行，按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）、《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T 6137-2024）要求进行 H₂S 监测与安全防护。

7.6.4 井场事故风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；

井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(2) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(6) 在储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

7.6.5 井喷预防措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，最大限度地防止井喷事故的发生。

(1) 现场使用的入井流体、材料应按照规定具有集团公司产品质量认可证；

(2) 入井流体、材料产品标准应与产品标准相匹配，并符合标准审查的规定。

(3) 作业过程中，严格执行设计，并按照井下作业相关标准和规定，以及新疆油田公司井控管理规定等执行，作业过程中及时发现溢流，利用井控装置、工具，采取相应技术措施，快速安全控制井口，防止出现井喷、人员伤害、设备损坏、环境污染等事件。

(4) 井场等防火防爆区域严禁烟火，若需动火，应执行新疆油田公司动火管理相关制度；车辆进入前需安装防火帽；做好场站完整性、管道完整性管理，严防油气泄露。

(5) 调剖、修井液等各种工作液采用无毒或低毒物料，在配液和使用过程中严格按照相关使用规范、施工规程等执行，按照健康安全规范配备劳动防护用品，防止作业人员化学伤害和环境污染。

7.6.6 井下作业收集罐泄漏事故风险防范措施

采用质量合格的井下作业收集罐。加强日常管理，对收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防收集罐泄漏。

7.6.7 甲醇泄露风险防范措施

(1) 设备与工艺管控

①选用抗腐蚀、耐高温的注气管线、阀门、加药橇，定期做壁厚检测与压力试验。

②法兰、接头采用金属缠绕垫+双重密封，井口装置设紧急切断阀（ESD），响应时间≤10s。

③加药系统采用密闭式自动加注，设流量/力联锁，防止超压泄漏。

④安装甲醇气体检测仪，加药管线设压力/液位远传，异常时自动联锁切断加药泵。

(2) 过程防护

①加药、检修人员佩戴正压式空气呼吸器、重型防化服、丁腈防化手套、护目镜。

②井场严禁明火、非防爆电器，使用防爆工具与通信设备。

③严格执行加药操作规程，作业前通风、检测，作业后密闭、清理。

7.6.8 集输事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

②完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，避免火灾的发生。

③定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦管线刺漏防范措施。管线采用复合高压输送管，并进行防腐。定期对管线进行壁厚检测，制作壁厚趋势图，计算管线腐蚀速率进而全面掌握管线腐蚀情况。如出现管线刺漏情况，及时关井、关闭管线截断阀进行抢修。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制定出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

7.6.9 废水、废液运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

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

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

7.6.10 重视和加强管理

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

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

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

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

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进

行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

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

7.7 风险事故应急处理措施

7.7.1 火灾、爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

(7) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

7.7.2 突发有毒气体扩散事件的处理

(1) 采取有效措施，尽快切断污染源。

(2) 迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

(3) 布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、

气压、风向、风力等）。

(4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

(5) 对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

7.7.3 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

(2) 受灾群众的安全防护

(3) 协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

7.7.4 管线发生泄漏应急措施

(1) 属地基层单位立即启动现场应急处置预案同时向厂应急办公室报告相关情况，切断控制闸阀，防止事态进一步扩大；

(2) 厂生产运行科立即启动专项预案，现场应急总指挥到达现场，全面了解突发事件情况，指挥及时采取有效措施，防止事故扩大；

(3) 厂生产运行科立即按事故事件报告程序，向公司生产运行处、安全环保处、总经理办和政府环保等管理部门报告，必要时请求公司和政府专业应急救援队伍支援；

(4) 开展环境监测，确定污染物种类、浓度、扩散范围等数据；

(5) 在事故处理结束后，应及时对作业现场及其周边环境进行监测和治理，在确保安全的情况下，通知当地政府相关部门，恢复正常生产生活秩序，并做好与新闻媒体的沟通准备。

7.7.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至百口泉注输联合站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

7.7.5 甲醇泄露应急措施

- ①立即切断泄漏源（关闭上下游阀门、ESD 紧急切断），停止注汽与加药。
- ②划定三级警戒区：热区（10% LEL）、黄区（1%–10% LEL）、绿区（< 1% LEL），下风向疏散 $\geq 300\text{m}$ 。
- ③应急人员全防护进入，用沙袋筑环形围堰，防止污染扩散。
- ④用木质堵漏楔+ 吸附棉/活性炭吸附，收集后按危废处置。

7.8 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

百口泉采油厂全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 7.8-1。

表 7.8-1 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账

序号	检查项目	现有状态
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

7.8.1 消防设施及安全管理

玛 18 景区有较健全的消防安全制度和操作规程，设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

7.8.2 安全生产管理

中国石油新疆油田分公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故

应急救援预案体系健全。综上所述，中国石油新疆油田分公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

7.9 突发环境事件应急预案

本项目投产后归属百口泉采油厂管辖。该厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得克拉玛依市生态环境局乌尔禾分局的备案，备案编号为650205-2024-009-L，备案时间为2024年7月10日。按照环境风险管理规定，应将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司百口泉采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。本评价要求建设单位应该按照突发环境事件应急预案管理暂行办法，每三年至少修订一次应急预案并备案，并将本项目实施区域、建设内容及相应环境风险纳入修编环境应急预案中。

本工程应急预案应急处置措施如下：

7.9.1 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷等有害气体逸散时

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，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.9.2 管道泄漏处置

(1) 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。

(2) 井喷失控

①伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

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

b.监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

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

d.条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

②引发火灾、爆炸时

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

b.井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

c.依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

③遇险人员应急撤离条件

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

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

c.由于各种原因导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全时；

d.由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

7.10 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为注气管线和储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 7.10-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	艾湖油田玛 18 井区三叠系百口泉组油藏水平井烃气驱开发方案			
建设地点	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县			
地理坐标	经度	*****	纬度	*****
主要危险物质及分布	分布于井场和管线中的天然气、甲醇、油类物质			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	油类、甲醇泄漏导致土壤污染，油类、天然气泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减少事故造成的损失，避免当地环境受到污染。			
<p>填报说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。</p>				

表 7.10-2 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。				
风险调查	危险物质	名称	天然气	油类物质	甲醇	
		存在总量	0.01497t	58.98	0.1	
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 10 人		5km 范围内人口数 350 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） 10 人			
	地表水	地表水功能敏	F1 口	F2 口	F3 <input checked="" type="checkbox"/>	

			感性				
			环境敏感目标 分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input checked="" type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏 感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input checked="" type="checkbox"/>	
			包气带防污性 能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>	
物质及工艺系统 危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>			
风险 识别	物质危险 性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险 类型	泄露 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设 定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>			
风险 预测 与 评 价	大气	预测 模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测 结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 / m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 / m				
	地表水	最近环境敏感目标 / ，到达时间 h					
	地下水	下游厂区边界到达时间 d					
最近环境敏感目标 ，到达时间 d							
重点风险防范措施	安装防喷器和控制装置						
评价结论与建议	项目正常运行下，不会有环境风险事故发生，环境风险事故发生均由管理制度不健全、生产管理疏忽等因素产生，运行中落实风险防范措施，完善风险管理制度和管理机构人员，项目环境风险可以接受。						

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

8.1.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油新疆油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构百口泉采油厂设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油新疆油田分公司开发公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.1.2 实施与管理机构

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境

保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其他行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保部，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

百口泉采油厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托百口泉采油厂完成，百口泉采油厂负责本工程生产。

运行期的环境管理工作，百口泉采油厂设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本工程建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，井下作业废液经百口泉注输

联合站稀油采出水处理系统处理达标后用于油藏回注。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

本项目施工期由中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂落实与管理，施工期由施工单位自行组织，百口泉采油厂安排人员进行定期的现场检查，由施工单位处置的危废以及各依托工程处置的危废等进行去向跟踪，检查台账记录、转运联单以及去向有资质的单位进行核查去向，同时所依托的危废处置单位按季度定时向建设单位反馈危废处置情况及去向。

④排污许可

本项目由新疆油田公司百口泉采油厂管理，已办理排污许可证（登记编号：91650200715597998M027X，有效期：2026.1.30至2031.1.29），并按照管理办法的有关规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录

像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项目、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 管理体系及体系运行

本项目建成后由中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系），减少施工期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理

者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。百口泉采油厂在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
		生物多样性		
		植被		
		防沙治沙、水土保持		
	污染防治	施工扬尘		
		废水		
		固体废物		

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位	
	噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			
运营期	生态保护	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复；培训巡线人员相关的水土保持知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。 定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	运营单位	所在行政区生态环境主管部门	
	污染防治	废水			对污水收集设施进行定期维护
		废气			对机械设备、管线定期检测、维护； 对大气环境进行定期监测
		固体废物			不在项目区贮存，委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理
		噪声			选用低噪声设备、加消声减振设施
		地下水			对地下水环境进行监控
事故风险	制定事故应急预案，对重大隐患能够快速作出反应并及时处理				
退役期	生态恢复	做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	运营单位	所在行政区生态环境主管部门	
	污染防治	废气			在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染
		废水			设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响
		噪声			采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止

8.1.4.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

(1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

- (2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；
- (3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；
- (4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与吉木萨尔县环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；
- (5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
场站	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线道路	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.4.2 运营期环境管理

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

① 定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

② 废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，含油废水用于油藏回注，均不外排。

2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制

考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4) 加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相

应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.4.3 开发后期管理

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

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

回注井停注后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、水泥灌注封井等，井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.4.4 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。地面上井口装置拆除，地面以下保留管道，避免二次生态影响。	中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂	塔城地区生态环境局及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.5 其他环境管理要求

8.1.5.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ1297-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

（1）根据国家环境保护总局环发〔1999〕24号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，并列入环保竣工验收内容。

（2）噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按GB15562.1-1995执行。

（3）排污口立标：污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面2m。

（4）根据《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ1297-2023），大气污染物排放口许可管理要求，包括污染物排放种类、污染物排放标准名称、许可排放浓度、许可排放速率、许可排放量、监测技术、监测频次等。工业固体废物贮存/处置设施信息包括工业固体废物贮存/处置设施名称、编号、类型、位

置、利用/处置方式、贮存/利用/处置能力、贮存设施面积、贮存/利用/处置废物的类别、名称、代码、危险特性、物理性状、产生环节、去向、污染防治技术要求、台账记录等。

(5) 根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，危险废物标签二维码的编码数据结构中应包含数字识别码的内容，信息服务系统所含信息宜包含标签中设置的信息。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位可利用电子标签等物联网技术对危险废物进行信息化管理。

(6) 排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。排污口标志见图 8.1-1。



图 8.1-1 排放口图形标志

8.1.5.2 环境影响后评价要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162号)要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。石油开采建设项目可按照开发

区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入中国石油新疆油田分公司开发公司整体开展环境影响后评价工作。

8.2 企业自主验收

(1) 建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

(2) 建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。

(3) 建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

(4) 建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员

名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

(5) 企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
			治理措施	工程量		
施 工 期	废水	压裂返排液	井场	入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理	回收罐若干	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
		管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
	废气	施工扬尘	站场、管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		车辆废气	站场、管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中无组织排放监控浓度要求
	噪声	施工噪声	管线、站场施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
	固废	废弃防渗膜	钻井井场	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	——	零排放
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
		建筑垃圾	站场	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	——	零排放
		焊接废渣	管线敷设	放入容器中，施工结束后集中回收处置	——	——
	生态恢复	水土流失、土地沙化	井场、管线	恢复地貌	永久占地：34280m ² 临时占地：588569m ²	恢复地貌

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
			治理措施	工程量		
	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》（HJ612-2011）	
	工程占地	井场、管线、场站、道路	严格控制占地范围			
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况			
运营期	废水	井下作业废液	井场	废液经百联站稀油采出水处理系统处理，处理合格后用于回注油藏，不外排	依托百口泉注输联合站稀油采出水处理系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
	废气	-	-	-	-	-
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干	——
	固废	-	-	-	-	-
地下水污染防治措施	钻井柴油罐区、油水罐区、防喷池等为重点防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7}cm/s$ ；井场泥浆不落地设施区、岩屑储罐等一般防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, 渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$				防止柴油等泄漏污染站场/井场地下水	
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响	
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放	
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				环境质量达标	

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
			环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案		

8.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》《企业环境信息依法披露管理办法》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

（4）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（5）防治污染设施的建设和运行情况；

（6）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（7）突发环境事件应急预案；

（8）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 环境监理人员要求

- (1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。
- (2) 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- (3) 具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 环境监理人员主要职责

- (1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- (2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。
- (3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律法规。
- (4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	站场	(1) 站场布置是否满足环评要求 (2) 站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位

序号	场地	监督内容	监理要求
2	管线管沟开挖现场	(1) 注气管线是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在站场，其在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故，则应开展相应的应急监测及跟踪监测，并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

（1）运营期环境监测计划

运营期环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
环境质量	生态环境	1次/年	井场、站场及注气管线沿线	植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复等	/	
	地下水*①	1次/半年	项目区的上游、下游和项目区各布设1个监测点,监测层位为区域潜水	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)类标准	
	土壤*②	1次/年	根据土壤环境监测技术规范(HJ/T166-2004)在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和挥发酚	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值	
污染源	昼夜噪声	1次/季度	站场边界四周外1m处	等效连续A声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准	委托监测或运营单位自行监测
	土壤	1次/5年	站场场界	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值	
	废水	1次/年	百联站污水处理系统	悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率、硫酸盐还原菌(SRB)、铁细菌(IB)、腐生菌(TGB)	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	
	生态	1次/5年	站场及管线沿线	对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等	/	

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的监测方法及其他相关要求按 HJ733、GB39728 的规定执行。

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

(2) 退役期环境监测计划

退役期环境监测计划见表 8.4-3。

表 8.4-3 退役期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
地下水	1 次/年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 类标准	委托监测或建设单位自行监测
土壤	1 次/5 年	根据土壤环境监测技术规范 (HJ/T166-2004) 在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和挥发酚	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行) (GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于施工场地降尘	8.48m ³	0	—	—
		压裂返排液	石油类、COD	入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理	7.11×10 ⁴ m ³	0	-	-
	废气	井场及输送管线施工	扬尘、机械和汽车尾气	洒水降尘、使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	作业面小，起尘量较少	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求	—
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—
		废弃防渗膜	石油类	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	/	0	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—
		管线敷设	焊接废渣	集中收集后回收处理	少量	0	-	—
		建筑垃圾	建筑垃圾	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	少量	0	—	—
噪声	施工机械	等效连续 A 声级	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理	80~105dB (A)	65~90dB (A)	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)	—	
运营期	废水	井下作业废液	SS、COD、石油类、挥发酚	依托百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排	733.88t/a	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	—
		压裂返排液	COD、石油类		2144.94t/a			-
	废气	油气输送、处理	NMHC	无组织排放	0.0227t/a	0.0227t/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求	-
	固废	含油污泥		集中收集委托有资质的单位无害化处置	0.35	0	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)	—
		落地油			0.1	0	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—
		废弃防渗膜			少量	0		—
		废分子筛			1.5	0		—
		废润滑油			0.5	0		—
		含油废液			进入百联站原油处理系统处理	少量	0	—
	噪声	中各类机泵等	等效连续 A 声级	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	60~95dB (A)	60~75dB (A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	-

9.环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

本工程在先导试验基础上进行扩大试验，共部署 14 口注气井（含先导试验已建 2 口注气井，14 口注气井均为老井转注）、新建 12 口注气井场；新建 1 座增压脱水注气站，扩建 1 座注气站；新建气源管道 0.43km，输气管道联络线 0.45km，注气管道 21.2km。配套供配电、仪表自动化、通信、消防、土建等辅助设施。项目总投资 30956.06 万元，环保投资 177 万元，占总投资的 0.57%。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

塔城地区 2024 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5μg/m³、7μg/m³、29μg/m³、13μg/m³；CO₂₄ 小时平均第 95 百分位数为 0.4mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 77μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，同时满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级标准浓度限值，项目所在区为达标区。

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，非甲烷总烃小时浓度值在 1.02mg/m³~1.27mg/m³ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m³；硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求，未出现超标现象。

9.1.2.2 水环境质量现状

（1）地表水

玛纳斯湖各项污染因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准，地表水环境质量良好。

(2) 地下水

地下水监测数据引用《新疆油田“十五五”发展规划环境影响报告书》中监测数据，1#和2#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氯化物、硫酸盐超标，3#地下水监测点总硬度、耗氧量、氯化物、硫酸盐超标，4#地下水监测点溶解性总固体、氯化物、硫酸盐和钠超标，其余各监测项目均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准值。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物等超标主要是由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目建设占地范围内的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。项目区占地范围外的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₁准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。评价区内的生态系统主要是荒漠生态系统。

拟建工程区域内土地利用类型为戈壁。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被，自然地帶性植被主要是梭梭沙漠。梭梭群系属于小半乔木荒漠，主要分布于克拉玛依油

田内的大部分区域。适应于盐化壤土，如梭梭壤漠；也见于石膏的砾质戈壁，如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘，可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落，如梭梭沙漠植被类型。在壤土上，梭梭高到 1.5m~2m 以至 4m~5m。群落总盖度因土壤不同而各异，在龟裂型土壤上不超过 10%，在壤土、沙土上会达 30%~40%。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有 5 种左右，而在弱盐化土、沙壤土上则可多达 10~14 种。伴生植物多为一年生盐柴类，如：盐生草、角果藜、叉毛蓬等。

野生动物：评价区地处准噶尔盆地荒漠区的北部，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。由于油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内已见不到这些动物的出没。结合现有动物图谱、照片，通过查阅资料文献及调查访问，确定了评价区内分布的主要野生脊椎动物 24 种，其中爬行类 3 种、哺乳类 5 种、鸟类 16 种。该区域共有国家级保护动物 4 种，包括：猎隼和草原雕为国家一级保护动物，红隼、燕隼为国家二级保护动物，没有区域特有种。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

(1) 施工期废气：主要为管线敷设和场站建设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、汽车运输尾气、管线焊接烟尘，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：主要为原油集输程无组织排放的烃类气体。本项目石油开采、集输及处理采用密闭流程；经预测，井场、天然气处理场站无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 4mg/m³）。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水：主要为管道试压废水、压裂返排液。管道试压废水应尽

可能重复利用，试压结束后，施工现场洒水降尘；压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理配。

(2) 运营期废水：井下作业废液依托百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理，达标后用于回注油藏。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自非正常状态。非正常的状态可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，项目施工期和运营期的废水及固废均得到了有效的处理处置，不会对地表水环境及地下水环境产生不利影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

项目施工期噪声随施工结束而消失。运营期，井场/站场正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井场/站场周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，且本项目位于荒漠，周边500m范围内无固定居民居住，故在运营期间不会产生扰民现象。同时，本项目对各类机泵设施加装变频，有效地使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

(1) 施工期：本项目钻井期间产生的施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后由施工单位清运；焊接废渣集中回收，施工结束后集中回收处置。

(2) 运营期：主要为含油污泥、废润滑油、废分子筛、含油废液和废弃防渗膜。含油污泥、废分子筛和废弃防渗膜委托有资质的单位处置；废润滑油、含

油废液进入百联站原油处理系统进行处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上所述，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及中国石油天然气股份有限公司新疆分公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 34280m²，临时占地面积 588569m²，项目区占地类型为戈壁。工程区地表植被为荒漠植被，由工程造成的生物量损失量为 44.143t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占用地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，同时在施工结束后会对占地进行植被恢复。项目运营期间产生的废气、废水、固废等都采取了相应的防治措施，不会对周围的荒漠植被造成不利影响，因此，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为管线、储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目管线、场站工程建设过程中，将产生一定量的废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：

①施工扬尘：首先合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬；水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输；对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

②施工车辆尾气为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 废水防治措施：项目施工废水主要为管道试压废水、压裂返排液。管道试压废水回用于施工现场洒水降尘；压裂返排液入罐后拉运至百联站压裂返排液处理系统处理。

(3) 噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 固废防治措施：①施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；②废弃防渗膜委托有资质的单位进行无害化处置，不在项目区暂存；③建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运；④焊接废渣集中回收，施工结束后集中回收处置。

(5) 生态保护措施：①项目注气管线在选址选线阶段合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②设计选址选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境，做好野生动物的保护工作；③开展施工环境监理；④施工时对开挖土

壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实；⑤施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完料净场地清，以利于植被的恢复。

污染物的排放仅发生在施工期内，施工作业结束后，污染物的排放即告结束。

9.1.4.2 运营期

本项目运营期主要为天然气处理和注气工序，在整个生产过程中，将产生井下作业废液、泵类设备噪声、天然气处理的含油废液、含油污泥、废润滑油等危险废物。

(1) 废气污染防治措施：主要为天然气集输均采用密闭集输流程；非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

(2) 废水防治措施：井下作业废液采用专用收集罐收集后拉至百口泉注输联合站稀油采出水处理系统处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后用于回注油藏，不外排。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：主要为含油污泥、落地油、废润滑油、含油废液、废弃防渗膜和废分子筛。含油污泥、落地油、废分子筛和废弃防渗膜委托有资质的单位处置；废润滑油和含油废液进入百联站原油处理系统进行处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

通过采取各类污染防治措施，可以有效降低施工期和运营期油田开发对周围环境的影响。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目为产能开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等规划的相关要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

9.1.7 公参意见采纳情况

本次环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

(1) 在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

(2) 加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

(3) 作业废水在环保部门监督下，处理满足标准后用于回注油藏，不外排。

(4) 机械设备废油、废弃防渗膜等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行处置，禁止随意掩埋或倾倒。

(5) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(6) 按照环境风险管控要求，本项目建成后，建设单位应定期开展突发环境事件应急演练，提供干部职工处置突发环境事件的能力。