

塔里木油田牙哈储气库建设工程 环境影响报告书

建设单位：中国石油塔里木油田分公司

二〇二二年七月

目 录

1.概述.....	1
1.1 项目特点.....	1
1.2 环境影响评价过程.....	3
1.3 分析判定相关情况.....	5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....	6
1.5 环境影响评价主要结论.....	7
2.总则.....	8
2.1 评价目的与原则.....	8
2.2 编制依据.....	9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	12
2.4 环境功能区划.....	13
2.5 评价因子和评价标准.....	13
2.6 评价工作等级和评价范围.....	16
2.7 评价时段与评价重点.....	27
2.8 控制污染与环境保护目标.....	27
2.9 评价方法.....	28
3.工程概况与工程分析.....	29
3.1 工程开发现状及环境影响回顾.....	29
3.2 工程概况.....	42
3.3 工程分析.....	71
3.4 清洁生产.....	87
3.5 污染物排放总量控制.....	89
3.6 相关法规、政策符合性分析.....	90
3.7 相关规划符合性分析.....	98
3.8 选线合理性分析.....	101
3.9“三线一单”符合性分析.....	102
4 环境现状调查与评价.....	107
4.1 自然环境概况.....	107

4.2 生态环境现状调查与评价.....	112
4.3 环境空气质量现状调查与评价.....	120
4.4 地表水环境现状调查与分析.....	122
4.5 地下水环境现状调查与评价.....	122
4.6 声环境现状.....	128
4.7 土壤环境.....	129
5.环境影响预测与评价.....	133
5.1 生态环境影响分析.....	133
5.2 大气环境影响分析.....	139
5.3 水环境影响分析.....	148
5.4 声环境影响分析与评价.....	159
5.5 固体废物影响分析.....	163
5.6 土壤环境影响分析.....	165
5.7 环境风险评价.....	171
6 环境保护措施及可行性论证.....	204
6.1 施工期环境保护措施.....	204
6.2 运营期环境保护措施.....	210
7 环境经济损益分析.....	219
7.1 社会效益和经济效益.....	219
7.2 环境经济损益分析.....	219
8 环境管理与监测计划.....	222
8.1 环境管理.....	222
8.2 企业环境信息公开.....	226
8.3 污染物排放清单.....	227
8.4 环境及污染源监测.....	229
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....	231
9.结论与建议.....	233
9.1 评价结论.....	233
9.2 建议.....	239

附件：

附件 1：委托书

附件 2：《关于中国石油塔里木油田分公司迪那油气开发部牙哈凝析气田环境影响后评价报告书备案意见的函》，新环环评函〔2021〕222 号；

附件 3：《关于博孜凝析油稳定及储运工程（凝析油稳定装置、轻烃分馏装置、凝析油管道、收球筒装置及配套设施）环境影响报告书的批复》，阿地环审〔2022〕9 号；

附件 4：现状监测报告；

附件 5：应急预案备案文件；

附件 6：建设项目审批基础信息表。

1.概述

1.1 项目特点

塔里木油田公司是我国第三大油气田和西气东输主力气源地，也是新疆最大的油气田企业和中国石油最具发展潜力的地区公司，主要在塔里木盆地从事油气勘探、开发、销售以及新能源等业务，公司总部位于新疆库尔勒市，作业区域遍及南疆五地州，现有合同化员工 9744 人。

塔里木盆地面积 56 万平方千米，是我国陆上油气增储上产潜力最大的盆地之一，埋深超过 6000 米的石油和天然气资源分别占全国 83.2%和 63.9%，勘探开发潜力巨大。33 年来，塔里木油田牢记实现我国油气资源战略接替、保障国家能源安全的崇高使命，坚持“两新两高”工作方针和党工委统一领导，征战“死亡之海”，挑战生命禁区，探索建立中国特色油公司管理模式，形成富有塔里木特色、具有世界先进水平的勘探开发技术系列，走出一条稀井高产、少人高效的科学发展之路。截至 2021 年底，累计发现和开发轮南、塔中、哈得、克拉 2、迪那 2、英买力、克深 2 等 32 个大中型油气田，探明油气储量当量 32 亿吨，生产原油 1.5 亿吨、天然气 3740 亿立方米，油气当量 4.5 亿吨，向西气东输供气超 2945 亿立方米，向南疆供气超 450 亿立方米，上缴税费超 1686 亿元，为保障国家能源安全和促进国民经济发展作出了重要贡献。

2018 年习近平总书记作出大力提升勘探开发力度重要批示以来，塔里木油田抓住国内油气业务大发展的有利时机，不断深化盆地地质认识，全面向超深复杂领域挺进，加强新区新领域风险勘探，突出成熟区带集中勘探，落实了富满 10 亿吨大油区和克拉-克深、博孜-大北两个万亿方大气区，年油气当量达到 3182 万吨历史新高，进一步巩固了塔里木油田作为我国重要油气生产基地的战略地位。特别是近年来，塔里木油田找到的 90%储量、50%油气产量来自超深层，钻成井深 8882 米的亚洲陆上第一深井，相当于在地下打穿一个珠峰，发现全球最深最古老的油气藏，超深井数量占中石油 90%以上，建成我国最大超深油气生产基地。

牙哈凝析气田勘探开发自 1989 年开始，主要经历发现阶段、气藏评价和探明阶段、开发及产能建设阶段、开发实施及稳产阶段四个阶段。第一阶段是发现阶段。1989 年开始进行地震普查，1993 年完成二维测网密度 $1 \times 1\text{km}$ ，1994 年上半年完成 659.86km^2 三维地震。1993 年 YH3 井获得高产工业油气流，标志着牙哈凝析气田的发现。第二阶段是气藏评价和探明阶段。1994 年 9 月牙哈凝析气田上交了牙哈 23 下第三系凝析气藏控制储量，1995 年 1 月上交了牙哈凝析气田上第三系、下第三系和白垩系探明凝析气地质储量。第三阶段是开发及产能建设阶段。1997 年塔里木油田与 EPCON 国际石油公司(埃克森美孚公司)及中石油勘探开发研究院合作，编制完成牙哈气田开发方案，1997 年 12 月启动产能建设，2000 年 10 月牙哈气田整体投产。第四阶段是开发实施及稳产阶段。2000 年 12 月牙哈 23 区块凝析气藏 13 口采气井全面投产，2001 年 1 月 1 日 8 口注气井全部投注。牙哈 5、牙哈 7 区块作为接替区于 2002 年 3 月开始试采，牙哈 7 区块 2002 年正式开发。2005~2009 年针对牙哈 23 区块 EIII、K I 层间矛盾，白垩系部署实施了三口水平井。2012~2013 年根据气田先开展先导试验再进行整体开发调整的安排，先后在古近系+白垩系气藏 YH3 井区及吉迪克气藏 YH23-1-5 井区建立两个先导试验井组。

牙哈储气库位于塔里木盆地北侧中部，阿克苏和巴州用气市场中心位置，且距离西气东输轮南支线起点-轮南集输总站较近，仅 85km，地理位置优越，地面依托条件好。塔里木牙哈储气库的总体功能定位为南疆五地州和西气东输管网的季节调峰、事故应急供气、战略应急供气。按照总体部署，分步实施的建库原则，近期主要定位为南疆五地州调峰、应急供气和实现塔里木气区的削峰填谷需求。本工程为牙哈储气库建设的一期工程，共包括气藏工程、钻井工程和地面工程三部分。

①气藏工程：设计总井数 22 口(新钻注采井 17 口、5 口老井作为监测井)，每年 3~9 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月~次年 3 月采气 120 天，日均注气 $1171.43 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，日均产气 $2050.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，年工作气量 $24.6 \times 10^8\text{m}^3$ ，库容量 $199.24 \times 10^8\text{m}^3$ ，垫底气量 $174.64 \times 10^8\text{m}^3$ ，运行压力 36.4~44.7MPa，运行 30 个周期(2052 年底)累产气 $1010.82 \times 10^8\text{m}^3$ ，累产油 $1139.38 \times 10^4\text{t}$ ，阶段累产气 $730.68 \times 10^8\text{m}^3$ 、阶段累产油 $150.15 \times 10^4\text{t}$ ，天然气、凝析油采出程度分别

为 46.49%、50.66%。

②钻井工程：本方案共部署 22 口井，新部署 17 口水平井，老井利用 5 口（作为监测井利用），封井 22 口。

③地面工程：新建 YC-H1、YC-H2、YC-H3、YC-H4、YC-H5、YC-H6、YC-H7、YC-H8、YC-H9、YC-H10、YC-H11、YC-H12、YC-H13、YC-H14、YC-H15、YC-H16、YC-H17 共 17 座注采井场；新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道；在牙哈集注站扩建集气装置 1 套、 $1000\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 $550\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套；新建双向输气管道 6.5km，将集注站处理后天然气输送至克轮线 4#阀室和克轮复线 4#阀室；分输站在阀室的东侧新建工艺装置区 1 处，在阀室南侧新建设备间一座，在甲方 2#公寓的西侧毗邻建设公寓 1 座，在牙哈集中处理站中控室南侧新建办公楼一栋。

1.2 环境影响评价过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号）以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年），本项目为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中第五十三项装卸搬运和仓储业中“149 危险品仓储”的地下气库，应编制环境影响报告书。

2022 年 1 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程院委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托，2022 年 2 月新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本项目区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期的环境保护管理依据。

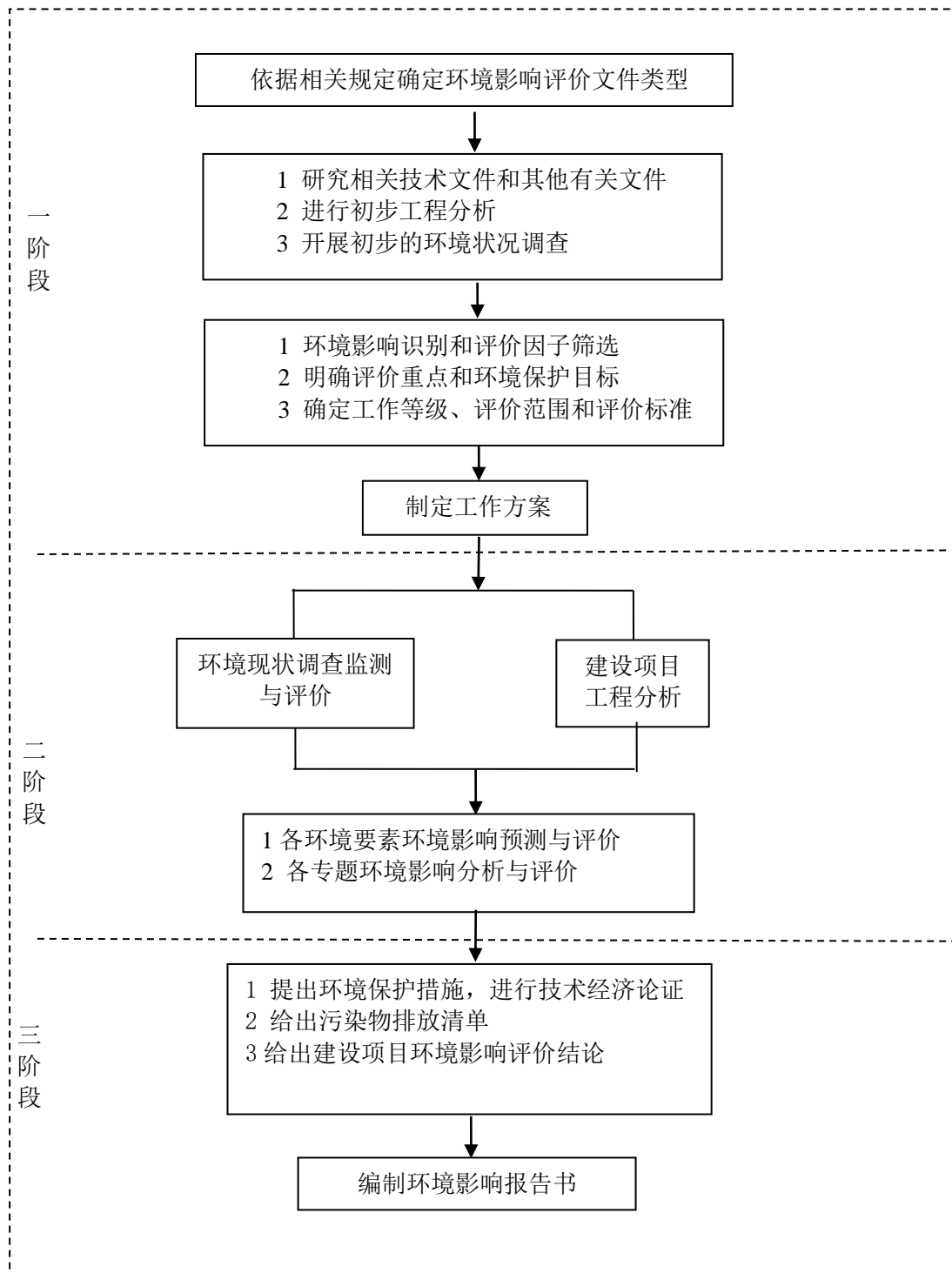


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程为储气库建设项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，项目属于“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”类别中的第 3 条“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，属于鼓励类项目。因此，本工程属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策。

(2) 与国家及地方相关法规、政策、规范的符合性

本次评价分析了本工程与《印发<关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见>的通知》（发改能源规〔2018〕637 号）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策的符合性，本工程建设符合上述政策要求。

(3) 规划符合性判定结论

本次评价分析了本工程与《全国矿产资源规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2021-2025 年）、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关规划的符合性，认为本工程符合上述规划提出的相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程在老油区内开发建设，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，拟建项目内无水源涵养区、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重点保护区域，符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

本工程在管道选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气为集输过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；固体废物

能够实现妥善处置,综上所述,本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变,对环境的影响属可接受的范围,项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》以及《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发〔2021〕18号)要求,生态保护红线按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求,对划定的生态保护红线实施严格管控,保障和维护国家生态安全的底线和生命线。经核查,本项目不在生态保护红线范围内,所在区域属于一般管控区,项目区环境质量可以达到功能区要求,水耗、电耗较小。

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。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程的污染源主要以集注站为中心,以及集注站、井场、注采管网等设施所组成的区域性污染源。根据现场勘察和类比调查、分析,确定本工程的主要环境问题是天然气注采过程排放的大气污染物;采出水、生产废水;钻井泥浆、岩屑、废润滑油等固体废物;注采井钻机噪声和运行期各类设备噪声;运行期储气库泄漏、天然气集注站装置及双输管线泄漏、爆炸等风险事故对周围环境产生的影响等。

钻井施工期的环境影响较大,主要表现为对植被的破坏、对土壤的污染、产生的水土流失、对地表水和地下水的污染、对环境空气的污染、产生的废弃泥浆和废岩屑的影响、钻井噪声的影响,污染因素较复杂。

运营期天然气采用密闭集输工艺,注采井场和集注站的各种设备的接口均采用高质量的密封材料;并在自动化控制系统中采用管道泄漏检测技术,防止天然气泄漏;设置高、低压放空系统(火炬),减少气体放空带来的空气污染;储气库设置监测井,常年进行储气库断层密封性监测、气液界面运移监测、地层压力监测、流体监测及生产能力监测等,为避免储气库可能发生的天然气泄漏事故提供预警安全保障;生产废水运至污水处理系统处理达标后回注地下,不会对水环境产生影响;固体废物均采取有效措施处置,不会产生二次污染;各类设备采取

相应降噪措施经距离衰减后可满足标准；项目施工期结束将对临时占地和永久占地进行生态恢复。由此可见，项目在采取有效的污染防治措施和生态减缓措施后，本工程均可达标排放，对环境的影响在环境可接受范围之内。

1.5 环境影响评价主要结论

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，油气集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（QHSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和各环境要素预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而发生明显改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的。从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解工程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，掌握工程所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期对环境的影响程度，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) 评价本工程与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.1.2 评价原则

(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，优化本工程建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设工程的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，

根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设工程主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 环境保护相关法律			
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国草原法（2013 年修正）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
20	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
二 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-10-21
3	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
7	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
8	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
9	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
10	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
11	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-4-28
12	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	2018-06-16
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令（2019）第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业局、农业部 2021	2021-02-01

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		年第3号)	
6	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部 公告 2021年第3号	2021-02-05
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》的通知	环发(2015)4号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)》的通知	环办(2013)103号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发(2012)77号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发(2012)98号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发(2013)16号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评(2018)11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤(2019)25号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评(2017)4号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第37号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函(2019)910号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评(2020)1号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法(2016修订)	国务院令第666号	2016-02-16
19	挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
22	排污许可管理条例	国务院令第736号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评(2017)84号	2017-11-14
24	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评(2016)150号	2016-10-26
25	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办(2015)113号	2015-12-30
26	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)>的通知	环发(2015)163号	2015-12-10
27	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态(2017)48号	2017-05-27
28	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17
29	工矿用地土壤环境管理办法(试行)	生态环境部2018第3号	2018-08-01
30	重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行)	生态环境部2021第1号	2020-01-04
31	污染地块土壤环境管理办法(试行)	生态环境部令2017第42号	2017-07-01
32	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-21
四 地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例(2018年修订)	13届人大第7次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017年修订)	12届人大第29次会议	2017-05-27
6	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	2019-01-21
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(第一批)》	新政办发(2007)175号	2007-08-01
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字(2000)201号	2000-02-01
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函(2002)194号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函(2005)96号	2005-07-14
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发(2014)35号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发(2016)21号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发(2017)25号	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)	新环发(2017)1号	2017-01-01
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发(2018)80号	2018-03-27
16	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	新环发(2018)133号	2018-09-06

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	的通知		
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
18	新疆生态环境保护“十四五”规划	-	-
19	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
20	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
21	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-01
22	关于油气田滚动勘探开发项目竣工环境保护验收方式的复函	新环函〔2018〕1584号	2018-10-30

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
11	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	2011-06-01
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
15	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
16	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
17	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05
18	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01

2.2.3 其他

(1) 环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程院；

(2) 塔里木油田牙哈储气库建设相关设计资料，中油辽河工程有限公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括钻井工程、注采工程、地面工程、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期。施工期以站场建设、管线敷设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

影响因素	施工期					运营期				
	占地	废气 施工机械和车辆废气、施工扬尘	废水 试压废水、生活污水	固体废物 弃土弃方、建筑垃圾、生活垃圾	噪声震动 施工机械、施工车辆	废气 无组织挥发烃类、硫化氢	废水 无	固体废物 检修废润滑油、清管废渣	噪声 设备运转	风险事故 油气泄漏、起火爆炸
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	+
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+
土壤	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	动物、植物、景观、水土流失、生态系统
土壤	基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子 特征因子：石油烃	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NMHC、H ₂ S	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NMHC、H ₂ S
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	钻井固废、建筑垃圾、清管废渣、检修废润滑油
环境风险	-	凝析油、天然气、硫化氢

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，工程所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

工程开发区域 5.0km 范围内无地表水体。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

2.4.3 声环境

工程区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，油田开发区属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区，渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准》详解 2.0mg/m³的标准，硫化氢参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准限值

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO ₂ ）	50	80	200	
3	氮氧化物（NO _x ）	50	100	250	
4	细颗粒物（粒径小于	35	75		

	等于 2.5 微米, PM _{2.5})				
5	可吸入颗粒物(粒径 小于等于 10 微米, PM ₁₀)	70	150		
6	一氧化碳 (CO)		4000	10000	
7	臭氧 (O ₃)		160	200	
8	非甲烷总烃 (NMHC)			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详 解
9	硫化氢 (H ₂ S)			10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中 的 1h 平均浓度限值

(2) 水环境

工程开发区域 5.0km 范围内无地表水体。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 单位: mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色(铂钴色度单位)	≤15	19	硫化物(mg/L)	≤0.02
2	嗅和味	无	20	钠(mg/L)	≤200
3	浊度(NTU)	≤3	21	总大肠菌群(MPN/100mL或CFU/100mL)	≤3.0
4	肉眼可见物	无	22	细菌总数(CFU/mL)	≤100
5	pH(无量纲)	5.5≤pH< 6.5	23	亚硝酸盐(以N计)(mg/L)	≤1.0
6	总硬度(以CaCO ₃ 计)(mg/L)	≤450	24	硝酸盐(以N计)(mg/L)	≤20.0
7	溶解性总固体	≤1000	25	氰化物(mg/L)	≤0.05
8	硫酸盐(mg/L)	≤250	26	氟化物(mg/L)	≤1.0
9	氯化物(mg/L)	≤250	27	碘化物(mg/L)	≤0.08
10	铁(mg/L)	≤0.3	28	汞(mg/L)	≤0.001
11	锰(mg/L)	≤0.10	29	砷(mg/L)	≤0.01
12	铜(mg/L)	≤1.00	30	硒(mg/L)	≤0.01
13	锌(mg/L)	≤1.00	31	镉(mg/L)	≤0.005
14	铝(mg/L)	≤0.20	32	铬(六价)(mg/L)	≤0.05
15	挥发性酚类(以苯酚计)(mg/L)	≤0.002	33	铅(mg/L)	≤0.01
16	阴离子表面活性剂(mg/L)	≤0.3	34	苯(μg/L)	1.0
17	耗氧量(COD _{Mn} 法,以O ₂ 计)(mg/L)	≤3.0	35	甲苯(μg/L)	140
18	氨氮(以N计)(mg/L)	≤0.50	36	石油类(mg/L)	≤0.05

(3) 声环境

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)。

(4) 土壤环境

根据项目所在区域环境特征,油田内站场内建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准;

站场外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值, 见表 2.5-3。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	蒽	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

续表 2.5-3 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	监测因子	标准值
1	pH 值	pH>7.5 时各因子风险筛选值
2	砷	25
3	镉	0.6
4	铬	250
5	铜	100
6	铅	170
7	汞	3.4

8	镍	190
9	锌	300
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期无组织排放粉尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的新污染源无组织排放监控浓度限值；运营期，非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求；硫化氢无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的新污染源无组织排放监控浓度限值
非甲烷总烃 (厂界外)	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
硫化氢	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新建项目二级标准

(2) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)；运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准。

(3) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为无组织的非甲烷总烃、硫化氢挥发。

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，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} ——环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；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，分别可按 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 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$10\% \leq P_{\max} < 100\%$
三级评价	$P_{\max} < 10\%$

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.6 $^{\circ}\text{C}$
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-27.4 $^{\circ}\text{C}$
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

本工程面源调查清单详见表 2.6-3。

表 2.6-3 面源参数调查清单

污染源名称	坐标($^{\circ}$)		海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC	甲醇
集注站			938	320	300	7920	0.126	
井场			936	100	60		0.0048	0.074

估算结果详见表 2.6-4。

表 2.6-4 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	集注站井场无组织废气	非甲烷总烃	46.73	2.34	2.34	10	-
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	34.12	1.71		7	
		甲醇	0.5665	0.02		7	

表 2.6-3 的计算结果表明,无组织排放非甲烷总烃最大占标率 P_{\max} 为 2.34%, 甲醇最大占标率 P_{\max} 为 1.71%, $1\% \leq P_{\max} < 10\%$, 根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中大气环境评价工作分级判据判别,确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

(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,并结合本工程特点,考虑油田整体开发对大气环境的区域影响,最终确定将改扩建站场为中心,外延 2.5km 作为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 地下水

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表,本工程属地下气库项目,依据建设项目评价工作等级分级表(表 2.6-1),为 IV 类项目,不需要开展地下水环境影响评价。但是由于项目涉及到注采井的建设,在事故情况下可能会对地下水造成污染,因此,本评价对钻井施工对地下水的影响进行简要的分析评价,并提出相应的地下水环境保护对策。

表 2.6-1 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
40、气库(不含加气站的气库)	地下气库	/	IV 类	/

2.6.3 地表水

本项目生产污水送牙哈 7 处理站进行处理后各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的相关要求后回注油藏,不外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)的规定,本项目

为间接排放，地表水评价等级为三级 B。

2.6.4 生态

(1) 评价等级

本工程新增占地面积为 0.504km²，均为临时占地，以荒漠生态系统为主。工程影响区域内不涉及特殊敏感区和重要敏感区，本次评价将生态敏感性定为一般区域。本工程占地范围在 2km² 以内，按工程占地范围判定，评价等级为三级评价；新建集输管线 61.6km，按工程长度判定，评价等级为三级评价。根据《环境影响技术评价技术导则—生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，本工程生态评价工作等级定为三级，具体见表 2.6-4。

表 2.6-4 生态评价等级判定

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

(2) 评价范围

参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）4.6.3 生态章节的有关内容，确定本工程生态评价范围为：将站场外围扩展 1km，集输管线两侧各 0.2km 带状区域的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

2.6.5.1 评价等级

(1) 危险物质数量与临界量比值（Q）

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

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

式中：q₁、q₂、...q_n---每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁、Q₂、...Q_n---每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 $Q < 1$ 时，该工程环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

本工程危险物质集中于集油管线中，需计算集油管线中储油量、储气量、硫化氢量。本工程新建管线 61.6km，设置截断阀。

① 储气库最大存在量计算

参考 2021 年 3 月已批复的《温吉桑储气库群环境影响报告书》环境风险分析章节内容，本工程注气周期为 210 天，采气周期为 120 天，储气库库容 $6.9 \times 108 \text{m}^3$ ，工作气量为 $3.5 \times 108 \text{m}^3$ 。气田天然气密度为 0.61kg/m^3 ，则储气库天然气最大存在量为 213500t。

② 注采管线和双向输气管线中天然气、凝析油最大存在量计算

本工程各类管线参数见表 2.6-1。

表 2.6-1 管线管径核算表

管线名称	管径 mm	管线长度 km	压力 MPa
注气干线	DN250	4.5	36.68
注采支线	DN100	24.6	36.45
外部双向输气线	DN400	6.5	7

根据 $PV = nRT$ ，则 $P_0V_0/T_0 = P_1V_1/T_1$

式中：

V_0 —常压下天然气体积， m^3 ；

P_0 —环境压力，kPa (101.325kPa)；

T_0 —环境温度，K (取值为 273.15K)；

V_1 —管线体积， $V_1 = \pi d^2/4 \times L$ ；

P_1 —输气干线压力，Pa；

T_1 —管道内温度，K (20℃，取值为 293.15K)。

根据 $m = \rho V/1000$

m —管线中天然气最大存在量，t；

ρ —管线中天然气密度， kg/m^3 ；天然气密度为 0.61kg/m^3 ；

V —管线中天然气体积， m^3 。

经计算，选取最大井间管段 2.1km，注采干线天然气中甲烷最大存在量为 0.35t；凝析油最大存在量为 0.12t。

注采干线天然气中甲烷最大存在量为 4.68t；凝析油最大存在量为 0.2t。
双向输气管线天然气中甲烷最大存在量为 3.3t。

③甲醇加注撬中甲醇最大存在量计算

甲醇(防冻剂)、缓蚀剂全部罐装拉运至各站场，其中甲醇(防冻剂)主要作

用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，年用量为 1.5t。

④柴油最大存在量计算

钻井期柴油最大使用量为 2856t，每周周转一次，因此柴油最大储量为 190.4t。

本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 2.6-2。

表 2.6-2 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
储气库	1	甲烷	74-82-8	213500	10	21350
管线	2	甲烷	74-82-8	8.33	10	0.833
	3	凝析油	/	0.32	2500	0.00013
柴油储罐	4	柴油	/	190.4	2500	0.076
甲醇储罐	5	甲醇	67-56-1	1.5	10	0.15
总 Q 值Σ						21351.06

经计算，本工程 Q 值为 21351.06， $Q > 100$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 要求，对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

(2) M 值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，建设项目行业及生产工艺分值见表 2.6-3。将 M 划分为 (1) $M > 20$ ；(2) $10 < M \leq 20$ ；(3) $5 < M \leq 10$ ；(4) $M = 5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.6-3 行业及生产工艺(M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套

行业	评估依据	分值
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$ ； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价		

本工程行业属于表 2.6-3 中“石油天然气”，属于“石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)”中“气库”的项目，M 值确定结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 本工程 M 值确定一览表

序号	行业	生产工艺	M 分值
1	石油天然气	气库	10
项目 M 值			10

由表 2.5-4 可知，本工程 M 值为 10，以 M3 表示。

(3) 危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据危险物质数量与临界量比值(Q)和行业及生产工艺(M)确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)判断，分别以 P1、P2、P3、P4 表示，其判断依据

据见表 2.6-5。

表 2.6-5 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)依据一览表

危险物质数量与临界量比值(Q)	行业及生产工艺(P)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

本工程的 Q 值为 21353.62，M 值为 10，以 M3 表示，根据表 5.8-7 判断，本工程的 P 值以 P2 表示。

(4) 环境敏感程度(E)的分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度(E)等级分别进行判断。

①大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 的规定：

项目所在区域大气环境敏感程度是依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性来确定。大气环境敏感程度共分为三种类型：E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.6-6。

表 2.6-6 大气环境敏感程度分级原则一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据环境敏感目标调查结果可知，本工程周边 5km 范围内人口总数小于 1 万人，井场周边 500m 范围内人口总数小于 500 人，管线 200m 范围内无村庄分布。对照表 5.7-6 最终确定本工程大气环境敏感程度为 E3。

②地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 的规定：

区域地表水环境敏感程度依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性与下游环境敏感目标情况确定。区域地表水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 2.6-6。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级原则分别见表 2.6-7 和表 2.6-8。

表 2.6-7 地表水环境敏感程度分级原则一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 2.6-8 地表水功能敏感性分区原则一览表

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入接纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 2.6-9 境敏感目标分级原则一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

本工程周边无地表水，工程采气废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。地表水功能敏感性为低敏感 F3。对照表 2.6-11，最终确定地表水环境敏感目标分级为 S3。对照表 5.7-7 最终确定本工程地表水环境敏感程度分级为 E3。

③地下水环境敏感程度的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 的规定：项目所在区域地下水环境敏感程度依据地下水功能敏感性与包气带防污性能确定。区域地下水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 2.6-10。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.6-11 和表 2.6-12。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对值。

表 2.6-10 地下水环境敏感程度分级原则一览表

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 2.6-11 地下水功能敏感性分区原则一览表

分级	包气带岩石的渗透性能
敏感 G1	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 G2	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（如热水、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
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

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 2.6-12 包气带防污性能分级原则一览表

分级	环境敏感目标
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4}cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数	

本工程占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区, 亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区等, 不属于未划定准保护区以外的补给径流区。对照地下水功能敏感性分区表, 确定地下水功能敏感性为低敏感 G3。

根据气田区域调查结果, 评价区内大部分地区的包气带介质类型为第四系卵砾石, 其次为粉砂。调查区内大部分区域包气带厚度在 20m~50m 之间, 包气带垂向渗透系数: 根据新疆新工勘岩土工程勘察设计院有限公司在调查区域渗水试验结果, 区域包气带垂向渗透系数为 $53.28 \times 10^{-4} cm/s \sim 141.18 \times 10^{-4} cm/s$, 平均值为 $97.42 \times 10^{-4} cm/s$, 包气带防污性能属于“弱”类。确定包气带防污性能分级为 D1。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级, 对照地下水环境敏感程度分级表, 确定地下水环境敏感程度分级为 E2。

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 2.6-13。

表 2.6-13 建设项目环境风险潜势划分方法

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中毒危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	II
环境高度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境高度敏感区 (E3)	III	III	II	I
注: IV+为极高环境风险				

对照表 2.6-13, 确定本工程大气环境风险潜势为 III, 地表水环境风险潜势为 III, 地下水环境风险潜势为 III。因此本工程环境风险潜势综合等级为 III。

评价工作等级划分依据详见表 2.6-14。

表 2.6-14 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析*

注：简单分析是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

根据上表，本工程环境风险评价为简单分析

(2) 评价范围

本工程的环境风险评价等级为二级。本次大气环境风险评价范围为各工程内容边界向外扩 5km 作为评价范围。

地表水环境风险评价范围为管线两侧 200m 范围。

地下水环境风险评价范围与地下水环境评价范围一致。

即：采注区域评价范围：以采注工程两侧及地下水上游方向外延约 0.2km (L/2)，地下水下游方向外延约 0.4km (L)，约 6km² 的矩形区域；

输气管线评价范围：为管线两侧 200m 范围。

2.6.6 声环境

本工程噪声源主要包括施工期内设备噪声、运营期站场机泵噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》(GB3096-2008)中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009)中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)要求，“满足一级评价的要求，一般以建设工程边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设工程所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据工程特点，本次环评声环境评价范围为站场、管线向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

本项目为地下气库项目，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本项目属于“交通运输、管道运输业和仓储业”，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)附录 A，本项目属于IV类项目，不需要开展土壤环境影响评价。但由于本工程位于牙哈凝析气田范围内，对项目涉及地表的区域进行土壤现状监测，说明区域历史油田开采过程中对土壤的影响，并针对本项目提出相应土壤保护措施。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

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

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

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

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

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

2.8.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，作业区所在区域为荒漠戈壁，主要为荒漠生态系统。评价区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，没有固定集中的人群活动区。本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	工程区占用一般耕地	评价范围内	按规定进行补偿。临时占地及时平整，使得工程对敏感区的不利影响可接受。
2	水环境	评价范围内地下水	评价范围内	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
3	土壤环境	评价范围内土壤	评价范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
4	环境风险	工程区土壤、地下水、环境空气	评价范围内	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1 评价内容一览表

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

3.工程概况与工程分析

3.1 工程开发现状及环境影响回顾

3.1.1 工程开发现状

牙哈凝析气田隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由迪那油气开发部负责。迪那油气开发部是塔里木油田公司下属二级单位，包括牙哈凝析气田和迪那气田。牙哈凝析气田主要包含以下 YH5、YH7、YH23 三个区块，面积 772km²。行政上隶属于新疆阿克苏地区库车市。牙哈凝析气田目前主要建设有 4 座处理站；52 口油气水井，1 座固废填埋场及配套集输管网、道路、公寓等。牙哈凝析气田项目基本情况见表 3.1-1。区域开发概况分布图见图 3.1-1。

表 3.1-1 牙哈凝析气田现状情况一览表

序号	项目		工程内容		单位	数量
1	主体工程	油气集输工程	井场(合计 52 口)	注水井	口	3
				注气井	口	10
				采气井	口	33
				采油井	口	1
				封井	口	5
			集气管线	km	40	
			注水管线	km	7	
			注气管线	km	67	
			外输凝析油管线	km	12.7	
			外输液化气管线	km	12.7	
		油气处理工程	处理站(总计 4 座)	牙哈集中处理站	座	1
				牙哈 7 低压集气站	座	1
				牙哈 7 集气站(现状为向管道注入药剂)	座	1
				牙哈 5 试采点	座	1
2	环保工	废气	加热炉/导热油炉/热水锅炉/焚烧炉	燃料为天然气，燃料燃烧后产生的废气通过烟囱排放	台	18

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

	程		火炬设施 (总计 5 座)	牙哈集中处理站(包括高压火炬和低压火炬)	座	2	
				牙哈 7 低压集气站(包括高压火炬和低压火炬)	座	2	
				牙哈 5 试采点(放空火炬)	座	1	
2	环保工程	废水	生活污水处理站(1 座, 牙哈公寓东北角)	生活污水经化粪池、格栅、调节池、一体化装置(厌氧、好氧、沉淀)处理工艺处理达标后, 夏季用于周边植被绿化, 冬季排入晒水池	套	1	
			采出水处理站(1 座, 牙哈 7 低压集气站内)	污水回收池(内有鹅卵石)-加药泵加药-沉降罐-双滤料过滤器过滤-泵外输至各注水井回注, 污泥进入污泥干化池, 由有资质单位回收处理	套	1	
		固废	固废填埋场(1 座)	工业垃圾填埋池	座	8	
				生活垃圾填埋池	座	5	
		配套工程	供水	生活用水	水源井(YS-1~YS-4)	座	4
				生产用水	牙哈 7 低压集气站采出水处理装置处理达标后, 通过 YH15、YH7X-1、YH7-H5 三口井回注地层	座	1
	供电		变电所、变电站	牙哈 110kV 变电所	座	1	
				注气压缩机区 110/10kV 变电站	座	1	
	供热		公寓生活供热	公寓锅炉房燃气热水锅炉	座	5	
			牙哈集中处理站供热	利用导热油炉回油温度与水进行热交换	--	--	
		牙哈 7 低压集气站供热	真空加热炉	座	1		
	道路	主干道	牙一路	km	15.9		
井场路		--	km	20			
3	辅助工程	生活区	牙哈公寓	座	1		
4	依托工程	库车畅源生态环保科技有限责任公司	在库车市建有 50 万吨 HW08 危险废物和磺化泥浆处置站, 其中磺化泥浆和含油废物总处理能力为 50 万吨/年	--	--		

3.1.2“三同时”执行情况

2019年~2020年，塔里木油田牙哈气田开展了环境影响后评价工作，后评价报告为《迪那油气开发部牙哈凝析气田环境影响后评价报告书》。

后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于2021年3月获得了备案意见（备案意见见附件）。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，对工程区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。

根据后评价结论，自开发以来，牙哈凝析气田区域内已先后实施了新疆塔里木盆地牙哈凝析气田开发建设工程、牙哈污水蒸发池扩建工程、牙哈固废填埋场工程、牙哈凝析气田 YH7、YH5 区块地面建设工程、污水处理系统改造工程、牙哈凝析气田开发调整工程等一系列开发及辅助配套项目，经统计梳理，目前牙哈凝析气田各处理站、试采点、固废填埋场、污水蒸发池及单井等环评手续齐全。

本工程涉及站场及相关集输管线的环评及验收情况见表 3.1-1。

牙哈凝析气田环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 牙哈凝析气田现状环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批复文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	新疆塔里木盆地牙哈凝析气田开发建设工程	原国家环境保护总局	环审[2000]387号	2000年10月20日	原国家环境保护总局	环验[2001]054号	2001年8月27日
2	牙哈污水蒸发池扩建工程	原阿克苏地区环境保护局	--	2003年2月28日	原阿克苏地区环境保护局	--	2003年11月24日
3	牙哈固废填埋场	原阿克苏地区环境保护局	--	2003年6月2日	原阿克苏地区环境保护局	--	2003年12月15日

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

4	牙哈凝析气田 YH7、YH5 区块地面建设工程	原阿克苏地区环境保护局	--	2003 年 12 月 17 日	--	--	--
5	牙哈凝析气田环境影响后评价	--	--	--	--	--	--
6	天然气事业部各作业区生活污水处理系统改造工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字 [2016]444 号	2016 年 11 月 1 日	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字 [2017] 719 号	2017 年 12 月 29 日
7	新建轮南、牙哈区块垃圾填埋场工程(牙哈部分)	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字 [2016]504 号	2016 年 12 月 26 日	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字 [2017]720 号	2017 年 12 月 29 日
8	牙哈凝析气田开发调整工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函 [2016]283 号	2016 年 3 月 25 日	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	--	2019 年 6 月

各环保处理站及处理设施环保手续情况统计见表 3.1-3。

表 3.1-3 牙哈凝析气田主要区块环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评			验收		
		批复文号	批准时间	批复及报告建设内容	验收文号	验收时间	验收内容
1	新疆塔里木盆地牙哈凝析气田开发建设工程	环审[2000]387 号	2000 年 10 月 20 日	主要工程包括东部 YH23 区块、西部 YH5 区块和 YH7 区块的钻井、完井、采气、油气集输处理工程及公共辅助工程, 预计凝析气处理规模为 320 万立方米/天, 年产凝析油 50 万吨, 液化气 3 万吨。合理布线, 尽量少占草地和耕地。施工车辆应在设计便道上作业和行驶, 减少对植被和土壤的破坏	环验[2001]054 号	2001 年 8 月 27 日	验收范围为 YH23 区块的 13 口采气井、8 口注气井、1 口观察井及 YH7 区块试采井 1 口, YH5 区块备用井 2 口; 一期地面工程包括油气集输、处理、稳定、天然气回注、凝析油、液化气装车及配套工程等, 主要为集中处理站一座以及站内循环注气站一座, 26 公里的 110KV 电力线路、12.7 公里油气外输管线及铁路装车站等

2	牙哈凝析气田开发调整工程	新环函[2016]283号	2016年3月25日	本工程部署总井数38口,其中老井利用31口(水平井7口、直井24口),新钻井7口(水平井5口、直井2口),采气井23口,注气井15口。主要建设内容包括:新钻井7口(4口采气井、3口注气井),总钻井进尺39050,新建井口7座;新建采气管线11.14公里,注气管线40.69公里;新建1座注气压缩机厂房及配套的注气阀组1座;新建回注井1口及1套污水处理装置,装置处理能力为1900立方米/天,回注管线0.85公里	--	2019年6月	牙哈凝析气田开发调整工程实际部署总井数36口,其中老井利用31口(水平井7口、直井24口),新钻井5口(水平井4口、直井1口)。采气井23口,气藏平均日产气430×10 ⁴ m ³ ;注气井13口,平均日注天然气250×10 ⁴ m ³ 。主要工程包括新建5口井场(其中4口采气井,1口注气井),老井措施井5口(包括老井转采1口、老井转注4口);新建采气管线8.95km,注气管线33.21km。新建1座注气压缩机厂房及配套的注气阀组1座。新建1套污水处理装置,装置的处理能力为1900m ³ /d,回注管线0.75km
---	--------------	---------------	------------	---	----	---------	---

表 3.1-4 牙哈凝析气田处理站及设施环评手续情况一览表

序号	工程内容	所属项目	环评文件审批单位、批复文号、批复时间	验收文件验收单位、验收文号、验收时间
1	牙哈集中处理站	新疆塔里木盆地牙哈凝析气田开发建设工程	原国家环境保护总局,环审[2000]387号文,2000年10月20日	原国家环境保护总局,环审[2000]387号文,2001年8月27日
		牙哈凝析气田开发调整工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅,新环函[2016]283号,2016年3月25日	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司,2019年6月
2	牙哈7低压集气站	新疆塔里木盆地牙哈凝析气田开发建设工程	原国家环境保护总局,环审[2000]387号文,2000年10月20日;原新疆维吾尔自治区环境保护厅,新环函[2016]283号,2016年3月25日	原国家环境保护总局,环审[2000]387号文,2001年8月27日;中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司,2019年6月
3	牙哈5试采点	新疆塔里木盆地牙哈凝析气田开发建设工程	原国家环境保护总局,环审[2000]387号文,2000年10月20日	原国家环境保护总局,环审[2000]387号文,2001年8月27日
		牙哈气田牙哈5凝析气藏注气提高采收率试验方案地面工程	阿克苏地区生态环境局,阿地环函字[2019]184号,2019年4月9日	--
4	生活污水处理站	天然气事业部各作业区生活污水处理系统改造工程	原阿克苏地区环境保护局,阿地环函字[2016]444号,2016年11月1日	原阿克苏地区环境保护局,阿地环函字[2017]719号,2017年12月29日
5	牙哈固废填埋场	新建轮南、牙哈区块垃圾填埋场工程(牙哈部分)	原阿克苏地区环境保护局,阿地环函字[2016]504号,2016年12月26日	原阿克苏地区环境保护局,阿地环函字[2017]720号,2017年12月29日
6	采出水处理设施	牙哈凝析气田开发调整工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅,新环函[2016]283号,2016年3月25日	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司,2019年6月

表 3.1-5 牙哈凝析气田单井环保手续履行情况一览表

序号	井位名称	环评批复	验收文件
----	------	------	------

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

1	YH502	阿地环函字[2019]184号	--
2	YH503	阿地环函字[2019]184号	--
3	YH5	环函[2000]387号	环验[2001]054号
4	YH7-6H	新环函[2016]283号	自主验收
5	YH7-H2	新环函[2016]283号	自主验收
6	YH7-H1	新环函[2016]283号	自主验收
7	YH7-H3	新环函[2016]283号	自主验收
8	YH701	环函[2000]387号	环验[2001]054号
9	YH23-2-4H	新环函[2016]283号	自主验收
10	YH2	环函[2000]387号	环验[2001]054号
11	YH23-1-10	环函[2000]387号	环验[2001]054号
12	YH23-2-10	环函[2000]387号	环验[2001]054号
13	YH23-1-2H	新环函[2016]283号	自主验收
14	YH23-1-12	环函[2000]387号	环验[2001]054号
15	YH23-1-112	新环函[2016]283号	自主验收
16	YH23-1-14	环函[2000]387号	环验[2001]054号
17	YH23-1-H1	新环函[2016]283号	自主验收
18	YH301	环函[2000]387号	环验[2001]054号
19	YH301-1	环函[2000]387号	环验[2001]054号
20	YH23-1-118H	新环函[2016]283号	自主验收
21	YH23-1-18	环函[2000]387号	环验[2001]054号
22	YH23-1-111X	新环函[2016]283号	自主验收
23	YH23-1-8H	新环函[2016]283号	自主验收
24	YH304H	新环函[2016]283号	自主验收
25	YH23-1-20H	新环函[2016]283号	自主验收
26	YH3-1H	新环函[2016]283号	自主验收
27	YH23-1-13	环函[2000]387号	环验[2001]054号
28	YH23-1-22	环函[2000]387号	环验[2001]054号
29	YH23-1-24H	新环函[2016]283号	自主验收
30	YH3C	环函[2000]387号	环验[2001]054号
31	YH23-1-H26	环函[2000]387号	环验[2001]054号

32	YH302	环函[2000]387号	环验[2001]054号
33	YH23-1-30H	新环函[2016]283号	自主验收
34	YH23-1-8H	环函[2000]387号	环验[2001]054号
35	YH23-1-3H	新环函[2016]283号	自主验收
36	YH23-1-5	环函[2000]387号	环验[2001]054号
37	YH23-1-7	环函[2000]387号	环验[2001]054号
38	YH23-2-14	环函[2000]387号	环验[2001]054号
39	YH23-1-16	环函[2000]387号	环验[2001]054号
40	YH23-1-116H	新环函[2016]283号	自主验收
41	YH23-1-11	环函[2000]387号	环验[2001]054号
42	YH23-1-20	环函[2000]387号	环验[2001]054号
43	YH23-2-24H	新环函[2016]283号	自主验收
44	YH23-1-28	环函[2000]387号	环验[2001]054号
45	YH7X-1	环函[2000]387号	环验[2001]054号
46	YH15	新环函[2016]283号	自主验收
47	YH7-H5	新环函[2016]283号	自主验收
48	YH10CH	新环函[2016]283号	自主验收
49	YH501	环函[2000]387号	环验[2001]054号
50	YH23-1-6	环函[2000]387号	环验[2001]054号
51	YH303-1	环函[2000]387号	环验[2001]054号
52	YH303	环函[2000]387号	环验[2001]054号

3.1.3 区块环境影响回顾评价

结合牙哈凝析气田历年各工程竣工环境保护验收调查报告、《塔里木油田牙哈凝析气田环境影响后评价报告书》环境影响后评价调查结论以及环评组现场调查情况，本节分环境要素对本区域现有工程进行回顾性分析评价。

(1) 大气环境影响预测与评价结论

钻井期对大气环境造成的影响可通过单井解剖结果反映，THC 在 100 米范围内超标，NMHC 在 25 米范围内超标，NO_x、SO₂、CO 影响浓度均不超标，因 YH5、YH7 区块处于农田区内，附近有村庄等人群居住区，故在滚动开发期进行钻井时，将会对其附近的大气环境造成一定的影响。因钻井期污染属于阶段性局部污染，从影响时间及影响程度看，钻井期对大气环境影响是有限的，能为环

境所承受。营运期的大气污染主要来自集中处理站和装车栈桥烃类无组织排放，由此引起特征污染物 THC、NMHC 在评价区内含量超标，应加以注意。有组织排放的 THC、NO_x、SO₂、CO 等浓度除 NO_x 略有超标外，其它污染物均不超标。事故状态下，集中处理站大量天然气通过火炬燃烧排放，除 NO_x 在 3000 米以内超标外，其它污染物均不超标。综上所述，通过本工程大气环境影响分析从大气环境影响的角度来讲，本工程是可行的。

项目在施工期对环境空气的影响主要来自钻井、管线敷设过程中可能产生扬尘，土壤被扰动后导致的尘土飞扬。施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响分时间短、范围小，施工期钻井过程对大气环境所造成的影响较轻。运行期项目对大气环境的影响是持续的长期影响，排放的废气主要是无组织挥发的烃类气体，项目在生产工艺中采用全密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放。综上所述，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

(2)水环境影响分析结论

评价区地下水埋深，北深南浅，受水文地质环境条件影响，潜水含水层水质较差，不宜饮用。承压含水层在评价区西部水质较好，向东随着洪积扇向前缘延伸，地下水径流滞缓，交替不畅，至使地下水体中 Cl⁻、SO₄²⁻、溶解性总固体、总硬度等指标均有逐渐增加之趋势，水质不能饮用。牙哈凝析气田开发建设过程中各类活动对地下水影响较小，即使在事故状态下，如井喷发生后各类污染物也很难进入地下水，对地下水体影响不大。建成投产运营后均采用全线密闭输送生产方式，加上洗井、修井废水均由罐车拉往现有防渗蒸发池内，蒸发处理，正常工况下不影响地下水环境，在事故状态下，特别是管道泄漏对国道 314 以北砾石戈壁段及牙哈气田区块地下水均有影响；工程取水对评价区域内地下水资源影响不大。

钻井废水在作业期间存于井场中的泥浆池中，经自然蒸发干化后填埋处理。完井后对泥浆池进行固化处理后覆土填埋。钻井废水不会对地表水产生影响。生活污水收集至施工营地化粪池自然蒸发，不直接排放。生产及生活废水均不向地表水排放，不会对地表水环境产生环境影响。项目采出水处理合格后回注地层，注水深度为 5500m 以下，回注井一开井深为 1510m，封过项目区第四系 100m 深度，穿越地下含水层，地下含水层段三层套管保护，回注井进行了严格的隔水措

施，可以防止含油废水进入地下水含水层中。正常情况下，管套未发生破裂，由于地下水的相对稳定性，废水回注井对地下水影响很小。

(3) 声环境影响预测与评价结论

评价区除 YH7 井与居民区距离较近，最近处(约 100 米)外，其余建设地点周围没有常住居民，声环境现状良好。从目前声环境现状调查结果看，牙哈凝析油气田开发建设钻井噪声对作业工人影响较大，运营期对周围环境不产生噪声影响。钻井工人在生活区钻机噪声值一般在 55dB(A)左右，工人在活动房内休息基本不受钻井噪声影响。

本工程开发建设区域声环境质量现状较好，项目开发建设及运营中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

3.1.4 三废排放情况

本工程现有工程三废排放情况根据牙哈凝析气田环境影响后评价报告书进行整理。

(1) 废气污染物

牙哈凝析气田作业过程中存在的废气污染源主要包括真空加热炉、导热油炉、热水锅炉、乙二醇焚烧炉、燃气压缩机、火炬等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。涉及的废气治理设施如表 3.1-6 所示。火炬情况统计见表 3.1-7 所示。

表 3.1-6 牙哈凝析气田主要废气污染源情况统计表

序号	位置	装置名称	型号	数量	燃料	备注
1	牙哈公寓	热水锅炉	CWNS0.7-90/65-60/10-Q, 功率 0.70MW	2	天然气	共用 1 根 20m 高烟囱
2			CWNS0.23-60/10-Q, 功率 0.23MW	1		共用 1 根 20m 高烟囱
3			CWNS0.47-60/10-95/70-Q, 功率 0.28MW	1		
4			IZC-30-D, 功率 0.35MW	1		通过 1 根 20m 高烟囱排放
5	牙哈集中处理站	导热油炉	SC-RMW-4000-Q(Y)	3	天然气	各自经 20m 高烟囱排放
6		乙二醇焚烧炉	CY2010-127	1	天然气	经 20m 高烟囱排放
7		中压机组燃气压缩机	单台功率 470kW	2	天然气	--
8		中稳压机组燃气压缩机	单台功率 265kW	5	天然气	--
9	牙哈集中处理站	外输机组燃气压缩机	单台功率 1980 马力(约 1456kW)	2	天然气	--

10		高压注气燃气压缩机	单台功率 2650 马力(约 1949kW)	7	天然气	--
11	YH7 低压集气站	真空加热炉	315kW	1	天然气	设备间供暖及高架罐冬季保温, 经 10m 高烟囱外排
12	YH5 试采点	计量真空加热炉	630kW	1	天然气	生产气加热, 经 12m 高烟囱外排
13			200kW	1	天然气	计量气加热, 经 8m 高烟囱外排
14	YH23-1-112	真空加热炉	315kW	1	天然气	经 10m 高烟囱外排
15	YH23-1-118H	真空加热炉	--	1	天然气	经 8m 高烟囱外排
16	YH23-1-18	真空加热炉	630kW	1	天然气	经 12m 高烟囱外排
17	YH23-1-111X	真空加热炉	200kW	1	天然气	经 8m 高烟囱外排
18	YH304H	真空加热炉	200kW	1	天然气	经 8m 高烟囱外排
19	YH3C	真空加热炉	200kW	1	天然气	经 8m 高烟囱外排

表 3.1-7 牙哈凝析气田火炬统计情况表

序号	安装点位置	火炬类型	火炬数量 (个)	火炬高度 (m)
1	集中处理站	高压火炬	1	61
2		低压火炬	1	18
3	YH7 低压集气站	大火炬	1	24
4		小火炬	1	12
5	YH5 试采点	放空火炬	1	12

(2) 废水污染物产生及防治措施

牙哈凝析气田作业过程中存在的废水污染源主要包括牙哈公寓产生的生活污水以及牙哈集中处理站和 YH-7 低压集气站产生的气田采出水。

1) 生活污水

牙哈凝析气田生活区污水处理设施位于牙哈公寓东北侧, 主要处理牙哈生活基地区的生活污水, 设计污水处理规模 280m³/d, 实际污水处理量为 180m³/d, 采用“格栅+调节+A/O”工艺, 处理后的生活污水夏季用于站外绿化灌溉, 冬季经输水泵送至牙哈公寓南侧 2.5km 的 40000m³ 的生活污水晒水池中。

处理工艺如下:

① 预处理工段

a. 格栅井

在调节池前设置格栅井一座, 回转式机械格栅一套, 有效拦截进水中各种固态飘浮物, 如草木、垃圾、纤维等杂物。机械粗格栅间隙 5mm。

b.调节池

由于生活污水的水量变化幅度较大，废水在进入埋式一体化污水处理装置设置调节池进行水量和水质的调配，以保障后续污水处理的稳定运行。

②埋式一体化污水处理装置

项目生化单元采用“A/O 生物接触氧化法”工艺。工艺分为缺氧池、好氧池、沉淀池、消毒池、污泥池。

a.缺氧池

调节池内的污水采用污水提升泵提升至缺氧池。缺氧池内设置填料，以增大厌氧生物量。

b.好氧池

缺氧池出水流入好氧池，通过膜片式微孔曝气器向好氧池曝气。好氧池内设置填料，填料淹没在废水中。同时为好氧条件下硝化菌将 $\text{NH}_3\text{-N}$ 硝化为硝酸盐氮或亚硝酸盐氮。好氧池中污水一部分进入沉淀池进行沉淀，另一部分回流至缺氧池进行反硝化。

c.沉淀池、污泥池

好氧池出水进入沉淀池，沉淀池设计为竖流式沉淀池，经沉淀池沉淀后的污泥一部分由污泥泵回流至缺氧池，一部分作为剩余污泥从系统中排出进入污泥池。污泥池内污泥经过污泥好氧消化后最终经板框压滤机压滤排出，污泥经处理后，送垃圾填埋厂卫生填埋。

d.消毒池

经过上述处理工艺处理后的生活污水，使用固体氯片作为消毒剂进行消毒，保证出水稳定达标。

2)气田采出水

牙哈凝析气田在 YH-7 低压集气站建设有 1 套回注水处理装置，主要处理牙哈集中处理站和 YH-7 低压集气站产生的采出水，采出水经污水提升泵提升进入污水回收池后，然后通过提升泵泵入 2 座污水沉降罐中，提升过程中通过加药撬向管道中注入药剂。经过污水沉降罐沉降后进入三座串联的双滤料过滤器中过滤处理达标后，通过污水回注泵送入各回注井进行回注。

(3) 固体废物

牙哈固废填埋场共 13 座填埋池(其中 1#~6#容积 2300m³, 7#~8#容积 2000m³, 9#~13#容积 4000m³), 其中工业垃圾填埋池 8 座, 生活垃圾填埋池 5 座。目前已有 6 座填埋池(生活垃圾 1 座, 工业垃圾 5 座)已覆土封场。其余 7 座填埋池使用情况见表 3.1-8 所示。

牙哈凝析气田作业过程中产生的固废主要包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾。其中一般工业固体废物主要包括工业垃圾、建筑垃圾; 危险废物主要包括钻井废弃泥浆、岩屑、管线刺漏含油污泥、隔油池清淤产生的工业油泥; 生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。

工业垃圾、建筑垃圾以及生活垃圾由车辆拉运至牙哈作业区固废填埋场工业固废填埋池、生活垃圾池内进行储存、填埋处理。危险废物是管线刺漏产生的含油污泥、隔油池清淤的工业油泥, 该危险废物委托有资质单位进行处理。

表 3.1-8 牙哈凝析气田固废填埋场统计情况表

固废场名称	池子编号	容积(m ³)	尺寸(m)	防渗情况	现状
牙哈作业区固废填埋场(垃圾池)	1#工业垃圾填埋池	2300	50×23×2	具有防渗膜	已回填
	2#工业垃圾填埋池	2300	50×23×2	具有防渗膜	已回填
	3#生活垃圾填埋池	2300	50×23×2	具有防渗膜	已回填
	4#生活垃圾填埋池	2300	50×23×2	具有防渗膜	剩余 30%空间
	5#生活垃圾填埋池	2300	50×23×2	具有防渗膜	剩余 40%空间
	6#工业垃圾填埋池	2300	50×23×2	具有防渗膜	已回填
	7#工业垃圾填埋池	2000	50×20×2	具有防渗膜	已回填
	8#工业垃圾填埋池	2000	50×20×2	具有防渗膜	已回填
	9#工业垃圾填埋池	4000	50×40×2	具有防渗膜	剩余 30%空间
	10#工业垃圾填埋池	4000	50×40×2	具有防渗膜	空闲
	11#工业垃圾填埋池	4000	50×40×2	具有防渗膜	空闲
	12#生活垃圾填埋池	4000	50×40×2	具有防渗膜	空闲
	13#生活垃圾填埋池	4000	50×40×2	具有防渗膜	空闲

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”措施

根据现场踏勘结果, 现有工程各环保设施全部稳定运行, 各污染物均能达标排放, 现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔里木油田牙哈储气库建设工程

项目性质：新建

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，库车市地处东经 $82^{\circ}35' \sim 84^{\circ}17'$ ，北纬 $40^{\circ}46' \sim 42^{\circ}35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度193km，东西最大宽度164km，总面积为15379km²。

本工程位于塔里木油田牙哈凝析气田，由塔里木油田迪那油气开发部管辖，所在区域行政区隶属阿克苏地区库车市。

牙哈地区经历了多期构造演化，在纵向上可分为上、下两个构造层，即中、新生界构造层和古生界构造层。受加里东期和海西期强烈造山运动的影响古生界构造层只残存有寒武系，其断裂相当发育，并具有继承性发育的特征。牙哈大断裂控制了构造带的形成和发展，并使上下构造具有继承性。

整个牙哈构造带东西长约80km、南北宽约8km，面积640km²。中新生界共由六个主要圈闭组成，由西向东依次为牙哈1、牙哈102、牙哈5、牙哈2、牙哈6、牙哈4；古生界为被断裂复杂化的寒武系潜山断背斜，东西长约31km、南北宽约2.2km，面积46.1km²，本次储气库建设可行性研究的目标是牙哈2区块。

项目地理位置见图3.2.1，项目区域位置见图3.2.2。

3.2.1.3 建设规模

本工程为牙哈储气库建设的一期工程，共包括气藏工程、钻井工程和地面工程三部分。

①气藏工程：设计总井数 43 口（新钻注采井 17 口、老井利用 26 口），设计动用地质储量天然气 $257.89 \times 10^8 \text{m}^3$ 、凝析油 $1886.83 \times 10^4 \text{t}$ 。每年 3~9 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月~次年 3 月采气 120 天，日均注气 $1142.86 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日均产气 $2000.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年工作气量 $24.0 \times 10^8 \text{m}^3$ ，设计库容 $169.61 \times 10^8 \text{m}^3$ ，垫底气量 $145.61 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下储库运行压力 36.4~44.7MPa，运行 30 个周期（2051 年底）累产气 $933.74 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产油 $979.26 \times 10^4 \text{t}$ 。

②钻井工程：本方案共新钻注采井 17 口，井深 5230m，完钻目的层为古近系苏维依组。

③地面工程：

新建 YC-H1、YC-H2、YC-H3、YC-H4、YC-H5、YC-H6、YC-H7、YC-H8、YC-H9、YC-H10、YC-H11、YC-H12、YC-H13、YC-H14、YC-H15、YC-H16、YC-H17 共 17 座注采井场，其中 YC-H1、YC-H4、YC-H6、YC-H8 为新采气井，其余为新注采井。

利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口：YH23-1-10、YH23-1-106H、YH23-1-12、YH23-1-14、YH23-1-18、YH23-1-20H、YH23-1-22、YH23-1-24H、YH23-1-2H、YH23-1-8H、YH23-1-H1、YH3-1H、YH303-3X、YH304-2H；注气井 12 口：YH23-1-114X、YH23-1-116H、YH23-1-16、YH23-1-20、YH23-1-28、YH23-1-3H、YH23-1-8、YH23-2-10、YH23-2-14、YH23-2-24H、YH23-2-4H、YH303。

新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道；在牙哈集注站扩建集气装置 1 套、 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 $550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套；新建双向输气管道 6.5km，将集注站处理后天然气输送至克轮线 4#阀室和克轮复线 4#阀室。

分输站在阀室的东侧新建工艺装置区 1 处，在阀室南侧新建设备间一座，在新建工艺装置区的南侧布置太阳能板区域及太阳能控制室一座。在甲方 2#公寓的西侧毗邻建设公寓 1 座，在牙哈集中处理站中控室南侧新建办公楼一栋。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	工程名称	建设内容及规模	备注	
主体工程	钻井工程	新建 YC-H1、YC-H2、YC-H3、YC-H4、YC-H5、YC-H6、YC-H7、YC-H8、YC-H9、YC-H10、YC-H11、YC-H12、YC-H13、YC-H14、YC-H15、YC-H16、YC-H17 共 17 座注采井场。(YC-H1、YC-H4、YC-H6、YC-H8 为新采气井,其余为新注采井。)	新建	
		利用老注采井口 26 口,其中采气井 14 口:YH23-1-10、YH23-1-106H、YH23-1-12、YH23-1-14、YH23-1-18、YH23-1-20H、YH23-1-22、YH23-1-24H、YH23-1-2H、YH23-1-8H、YH23-1-H1、YH3-1H、YH303-3X、YH304-2H;注气井 12 口:YH23-1-114X、YH23-1-116H、YH23-1-16、YH23-1-20、YH23-1-28、YH23-1-3H、YH23-1-8、YH23-2-10、YH23-2-14、YH23-2-24H、YH23-2-4H、YH303。	已建	
	新建工程	注采井场	新建注采井场 17 座:注气规模为 $45\sim 86\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,采气规模为 $83\sim 152\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。	新建
	扩建工程	牙哈集注站扩建	新建集气装置 1 套、 $1000\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 $550\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套。	改建
		分输站扩建	分输站在阀室的东侧新建工艺装置区 1 处,在阀室南侧新建设备间一座,在新建工艺装置区的南侧布置太阳能板区域及太阳能控制室一座。	新建
	管线工程	注采集输管道	新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道 55.1km。	新建
		外输管道	新建双向输气管道 6.5km,将集注站处理后天然气输送至克轮线 4#阀室和克轮复线 4#阀室。	
辅助工程	公寓扩建	在甲方 2#公寓的西侧毗邻建设公寓 1 座。	新建	
	办公楼扩建	在牙哈集中处理站中控室南侧新建办公楼一栋。		
公用工程	道路	进集注站道路 3km(路基宽 7m) 井场道路 10km(路基宽 6m)		
	供配电	井场供电:YC-H1~H17 井电源引自附近牙油乙线和牙油甲线 10kV 架空线路,线路长度 8.5km,每口井变压器容量为 50kVA,杆上安装。每座井场新建光伏并网系统(无储能)1 套,计算负荷 15kW,装机功率 17kW。牙哈集注站供电:新建 110kV 变电站,2 路 110kV 电源引自牙哈 220kV 变电站,牙哈 220kV 变电站内扩容 1 台主变 180MVA,并扩建 110kV 间隔 2 套。分输站采用光伏系统(储能)供电。		
	自控系统	在各井场均设液控盘(配触摸屏)和远程终端单元(RTU)一套。本次在牙哈集注站新建机柜间,新建一套 DCS 控制站、新建原 SIS 系统的远程 IO 站、新建原 FGS 系统的远程 IO 站及一套火灾检测报警系统(FAS),新建一套可燃气体检测报警系统(GDS)。		
	通信系统	牙哈集注站新建外围安防系统、生产视频监控系统、扩音广播		

		设备系统、数据传输系统等，牙哈公寓、新建办公楼、分输站新建通信系统，在新建井口的生产数据和视频监控信号上传设计数据传输系统等。	
	给排水	生活生产由原牙哈处理站内给水系统，埋地敷设一条 DN50 新建场区供站内生产用水。绿化给水埋地敷设一条 DN80 由牙哈处理站内给水系统。 本工程排水通过排水管（DN200）直接排至原牙哈处理站内的生活污水排水管网。	
	消防	新建的 17 座注气井场采用移动灭火方式以扑灭初期火灾。集注站站站内设置固定消防给水系统。，天然气管压缩厂房设置室内外消防给水系统。110kV 变电站及变频装置室需设置室内外消防给水系统。	
	热工与暖通	新建 1 台 2000kW 撬装化吸收式热泵机组，采用站内天然气降温的余热水作为热泵的低温热源，通过水源热泵机组+换热器为供暖系统供热。新建 2 台 1000kW 导热油-固定管板式换热器，作为本工程供暖的备用热源，导热油由导热油锅炉提供。采注气井仪信间、变电站的仪表机柜间以及双向输气管道的设备间采用电采暖，其余单体采用 70/50℃ 低温热水采暖，热源来自站内换热机组。	
	防腐与保温	本工程注气管线采用三层 PE 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。站内保温设备采用复合铝镁硅酸盐卷毡保温，保温层厚度为 60mm。本工程中埋地管道保温采用聚氨酯泡沫夹克预制管，地上保温管线用憎水型复合铝镁硅酸盐保温。	
环保工程	废气	施工期：废气包括钻井机械、车辆尾气和施工扬尘等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 运营期：采出液密闭输送，设备超压放空时排放的废气，火炬燃烧废气； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施	
	废水	施工期：废水主要是管道试压水和生活污水。管线试压水采用清洁水，试压水经过沉淀后排放；生活污水依托牙哈公寓生活污水处理装置处理。 运营期：运营期主要为采气井产出水，送牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理后回注； 闭井期：无废水产生	
	噪声	施工期：施工过程中大型施工机械、车辆使用时以及焊接操作、施工人员活动等，选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：集注站压缩机和各种泵，选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：合理安排作业时间	
	固体废物	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔中油气田固废填埋场处理；钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后填埋处理，废弃磺化泥浆及岩屑拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至牙哈气田固废填埋场处理； 运营期：注气期产生的固体废物主要为旋流除尘器收集的粉尘，注气增压装置分离器产生的含油废滤芯，压缩机组检修时产生的废润滑油。采气期产生的固体废物为清管废渣，乙二醇再生系统产生的废活性炭。旋流除尘器收集的粉尘统一收集后运至牙哈气田固废填埋场填埋。注气增压装置分离器产生的含油废滤芯，压缩机组检修时产生的废润滑油和乙二醇再生系统产生的废活性炭交具有相关危	

		危险废物质的单位处置。清管废渣送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行无害化处置。生活垃圾经收集后定期送牙哈气田固废填埋场进行填埋； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送牙哈油气田固废填埋场处理	
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度及（开挖）面积；填埋所需土方利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 闭井期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	
	环境风险	运营期：管道设置阴极保护；站场内设备按照防爆等级进行设计，并按照规定采取防雷、防静电措施，并设有紧急切断阀和安全放空设施；加强管理	
依托工程	哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站	酸化压裂废水、钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理	
	牙哈7低压集气站采出水处理系统	运营期井场分离出的水输送至牙哈7低压集气站采出水处理系统，经处理达标后回注	
	牙哈油气田固废填埋场	施工期固废和生活垃圾生活垃圾进行分类储存，定期外运统一处置。	
	生活基地	本工程运营期依托牙哈油气田现有的组织机构管理。目前牙哈气田已建成基础设施完善的生活公寓	

3.2.1.5 工程投资

本工程建设总投资 35.02 亿元，其中钻井 16.18 亿元，地面工程 18.84 亿元。环境保护投资约 2770 万元，环境保护投资占总投资的 7.91%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程运营期新增劳动定员 22 人。

本工程施工人数约 270 人，施工天数约 327 天，施工期不设置生活营地，施工人员生活依托牙哈公寓。

3.2.2 流体性质参数

(1) 凝析油

NIII 凝析气藏凝析油具有低密度、低粘度、低胶质沥青质、高含蜡、高凝固点等特点。其密度变化范围为： $0.7846\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.8186\text{g}/\text{cm}^3$ 、平均为 $0.7989\text{g}/\text{cm}^3$ ；粘度变化范围为 $1.22\text{mPa}\cdot\text{s} \sim 2.92\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均为 $1.67\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；胶质与沥青质微量；含蜡量较高，变化范围为 $7.34\% \sim 13.95\%$ ，平均为 10.73% ；凝固点高， $10^\circ\text{C} \sim 24^\circ\text{C}$ ，平均为 16.46°C 。

E+K 凝析气藏凝析油密度变化范围为： $0.7797\text{g/cm}^3\sim 0.8681\text{g/cm}^3$ 、平均为 0.8135g/cm^3 ，比吉迪克底砂岩凝析气藏凝析油略高。粘度也略高于吉迪克组，变化范围为 $0.89\text{mPa}\cdot\text{s}\sim 32.15\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均为 $4.36\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；胶质与沥青质含量从微量到 11.99% ，也高于吉迪克组；含蜡量的变化范围为 $5.5\%\sim 20.08\%$ ，平均为 11.02% ；凝固点 $9^\circ\text{C}\sim 36^\circ\text{C}$ ，平均为 17.25°C 。

(2) 天然气

三个气藏天然气组分较为一致，其中 C_1 含量 $82\sim 85\%$ 之间， C_2+ 含量 10% 左右； CO_2 含量 $0.40\sim 0.46\%$ ， N_2 含量 $3\sim 9\%$ ，平均 $4.88\sim 5.62\%$ ；气比重 $0.63\sim 0.67$ 。甲烷含量高，非烃含量低。

(3) 地层水

NIII 凝析气藏地层水密度 $1.15\sim 1.20\text{g/cm}^3$ ，平均为 1.168g/cm^3 。地层水矿化度 $239189.5\sim 301730.4\text{mg/L}$ 。E+K 凝析气藏地层水密度 $1.08\sim 1.14\text{g/cm}^3$ ，平均为 1.117g/cm^3 。地层水矿化度 $137752.7\sim 214209.4\text{mg/L}$ 。水型为 CaCl_2 型。

3.2.3 储气库设计方案

3.2.3.1 总体布局

塔里木储气库群规划 4 座储气库，其中 2 座气田储气库：牙哈储气库和柯克亚储气库，2 个气田均已建注气开发设施，具备储气库的注采建设条件。另外 2 座油田储气库：东河储气库、塔中储气库，先进行先导试验，待试验结果论证正式建库可行性。牙哈储气库位于塔里木盆地北侧中部，阿克苏和巴州用气市场中心位置，且距离西气东输轮南支线起点——轮南集输总站较近，仅 84km ，地理位置优越，适合做为储气库为南疆用气主力市场和西气东输管道进行季节调峰和应急保供。储气库群布局详见图 3.2-3。

牙哈储气库工作气量为 $24\times 10^8\text{m}^3$ ，日注气 $1142.86\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，日产气 $2000.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；柯克亚储气库工作气量为 $3.5\times 10^8\text{m}^3$ ，调峰能力为 $292\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。柯克亚储气库主要为南疆和田、泽普、喀什调峰供气，牙哈储气库主要为阿克苏、巴州及且末东部环网供气。

本工程牙哈储气库新建 17 座注采井场，老井利用 26 口，地面工程利用已建设施。所有井口均位于牙哈 2 凝析气田，本工程新建集注站在已建牙哈集中处理站的北侧扩建，详见图 3.2-4。

3.2.3.2 建设规模

根据塔里木油田公司“十四五”及长远发展规划，结合天然气市场需求及外输管网能力，预测 2021~2025 年塔里木油田外输管道缺口气量 $2634 \sim 3105 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此塔里木油田储气库群（一期）冬季调峰规模 $2700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，储气库群（一期）平均采气规模 $2400 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；2026~2032 年塔里木油田外输管道缺口气量 $5082 \sim 5940 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此塔里木油田储气库群（二期）冬季调峰规模 $5300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，储气库群（二期）平均采气规模 $4600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。其中牙哈储气库（一期）建设规模 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （平均），年工作气量 $24 \times 10^8 \text{m}^3$ ，规划二期年工作气量 $50.4 \times 10^8 \text{m}^3$ 。本工程即为储气库群（一期）工程。

（1）注气装置建设规模的确定

牙哈集中处理站目前有 7 台燃驱压缩机，3 台电驱压缩机。已建 7 台燃驱注气压缩机已经运行 21 年，磨损、老化，其中 4 台存在缸体开裂等，机组问题较多，而储气库压缩机需要运行 20 年以上，因此，老燃驱压缩机不做为储气库常用注气压缩机继续使用。已建 3 台电驱注气压缩机的单台注气规模 $130 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （总共 $390 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），

本工程注入量最大为 $1415 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，另外已建 YH5 区块注气 $12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此，站内最大注气需求为 $1427 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，仍需要新建 $1037 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 注气能力，因此，需要新建注气压缩机组，拟扩建规模为 $1100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

（2）采气装置规模的确定

根据油藏工程方案，牙哈储气库日采气 $1660 \sim 2340 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，已建 2 套天然气处理装置处理能力分别为 $380 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 和 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，由于 YH7 和 YH3 区块需要继续生产， $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的 YH7 天然气处理装置不能做为牙哈储气库的采气处理装置，需要扩建采气处理规模 $1960 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此需要新建天然气处理装置，拟扩建规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

考虑冬季可能存在强采工况，装置的操作弹性均为 40%~110%。

3.2.4 主体工程

本工程主体工程包括钻井工程、站场工程、集输工程。

3.2.4.1 钻井工程

本工程新建 YC-H1、YC-H2、YC-H3、YC-H4、YC-H5、YC-H6、YC-H7、

YC-H8、YC-H9、YC-H10、YC-H11、YC-H12、YC-H13、YC-H14、YC-H15、YC-H16、YC-H17 共 17 座注采井场，其中 YC-H1、YC-H4、YC-H6、YC-H8 为新采气井，其余为新注采井。

利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口：YH23-1-10、YH23-1-106H、YH23-1-12、YH23-1-14、YH23-1-18、YH23-1-20H、YH23-1-22、YH23-1-24H、YH23-1-2H、YH23-1-8H、YH23-1-H1、YH3-1H、YH303-3X、YH304-2H；注气井 12 口：YH23-1-114X、YH23-1-116H、YH23-1-16、YH23-1-20、YH23-1-28、YH23-1-3H、YH23-1-8、YH23-2-10、YH23-2-14、YH23-2-24H、YH23-2-4H、YH303。

(1) 新钻井工程

本方案共新钻注采井 17 口，井深 5230m，总进尺 8.891 万 m，完钻目的层为古近系苏维依组。

单井单井钻井井场永久占地面积为 102000m²（75m×80m），临时占地面积为 204000m²（100m×120m）。注采井场总平面参考油田标准化设计。分别布置工艺装置区 1 处，以及机柜间 1 座，井场外设置放喷坑 1 座，放喷坑距离井场不小于 90m。钻井期平面布置见图 3.2-5。

① 井身结构

采用塔标II四开井身结构。一开 17 1/2"钻头钻至 800m 左右，确保 14 3/8"套管下至稳定泥岩段，封固浅部疏松地层；二开 13 1/8"钻头钻至距吉迪克组上砂体 70~100m 中完，下 10 3/4"套管封固吉迪克高压水层；三开 9 1/2"钻头钻至储层顶部（原则上剩余褐色泥岩垂厚 2m），悬挂 7 3/4"套管，回接 7 3/4"套管至井口；四开 6 5/8"钻头钻至完钻井深，悬挂 5 1/2"筛管。

② 钻井液

一开井段采用膨润土-聚合物体系；

二开井段采用聚合物/KCl-聚磺体系，上部井段增强包被、抑制性；进入康村组及时转磺，加强控制失水，增强抑制性、抗污染性能；

三开定向段采用KCl-聚磺体系，加足沥青类封堵剂，严控HTHP失水，增强抑制性，保证井壁稳定；

四开水平井段采用聚磺体系，加强封堵、严控失水；增强携带性能；保证泥

饼质量，加强润滑性。

表 3.2-2 钻井液设计表

开次	地层井段	钻井液体系	关键性能参数	主处理剂加量
一开	第四系~新近系库车组	膨润土-聚合物	密度: 1.10~1.15 粘度: 40~120 PV: 5~20, YP: 5~16	高粘、高切, 注重包被性能; 前 100m, 漏斗粘度不低于 100s。
二开	库车组~吉迪克组	聚合物/KCl-聚磺	密度 1.10~1.70 粘度 40~70 PV: 8~40, YP: 4~12 API 失水≤12 (转磺后 ≤5ml)	上部井段加强包被、抑制性 (3-5%KCl), 加足白沥青、聚合醇、乳化石蜡等防塌剂, 保证井壁稳定; 进入康村组, 加强控制失水及抑制性能 (HTHP 失水≤10ml, K+≥20000mg/L)。
三开定向	吉迪克组~苏维依组	KCl-聚磺	密度 1.18~1.26 粘度 40~60 PV: 6~17, YP: 4~12 API 失水≤5, HTHP 失水 ≤10	加足沥青类封堵剂, 严控 HTHP 失水, 保证井壁稳定。(K+含量≥20000mg/L, 沥青类封堵防塌剂加量≥3%) 保证泥饼质量, 加强携带性能。
四开水平	苏维依组	聚磺	密度 1.18~1.26 粘度 40~60 PV: 6~17, YP: 4~12 API 失水≤5, HTHP 失水 ≤10	加强封堵, 严控 HTHP 失水。(沥青类封堵防塌剂加量≥3%) 加入固体润滑剂, 降低摩阻辅助套管防磨; 加强携带性能。

③固井

a. 一开

采用常规密度水泥浆、常规方式一次上返封固全井, 封固表层易垮塌井段, 为下步钻进创造条件。

b. 二开

采用分级固井, 优先保障管鞋封固质量。

一级: 前置液 (钻井液密度+0.02g/cm³) +常规密度双凝水泥浆 (尾浆返至水层以上100m);

二级: 前置液 (钻井液密度+0.02g/cm³) +常规密度水泥浆。

c. 三开

采用尾管+回接固井。

尾管: 前置液 (钻井液密度+0.05g/cm³) +常规密度双凝水泥浆;

回接：前置液（钻井液密度+0.05g/cm³）+常规密度水泥浆；

全井段固井采用韧性水泥；选用带顶封的尾管悬挂器；回接固井采用预应力固井。

④钻井完井周期预测

结合钻井工程方案，参照已钻井实钻进度以及标准井设计，预测牙哈储气库新钻 17 口水平井钻井周期为 142 天，完井周期为 177 天。

(2) 老井利用工程

①老采气井利用

本工程利用老采气井共 14 口，其中 8 口老井井场设施完善，仍有 6 口早期建设的老气井，井口无地面安全阀或无放喷坑，存在安全隐患。无地面安全阀的采气井井号为：YH23-1-10、YH23-1-12、YH23-1-14、YH23-1-22、YH23-1-H1，无放喷坑的井号为 YH23-1-2H。老采气利用方式及封井时间及地面对应的处理方式见表 3.2-3。

表 3.2-3 采气井老井利用方案

序号	老井利用井号	目前井型	拟用井型	存在问题	处理方式
1	YH23-1-10	采气	采气	井口无地面安全阀	增加地面安全阀，计划 2028 封井
2	YH23-1-106H	采气	采气	/	2025 封井
3	YH23-1-12	采气	采气	井口无地面安全阀、无放喷坑	增加地面安全阀，计划 2028 封井
4	YH23-1-14	采气	采气	井口无地面安全阀、无放喷坑	地面不改造，储气库 2024 年 10 月投产，该井计划 2025 封井
5	YH23-1-18	采气	采气	/	2028 封井
6	YH23-1-20H	采气	采气	/	2031 年用于监测
7	YH23-1-22	采气	采气	井口无地面安全阀	增加地面安全阀，计划 2028 封井
8	YH23-1-24H	采气	采气	/	2025 封井
9	YH23-1-2H	采气	采气	无放喷坑	增加放喷坑，2031 做为监测井
10	YH23-1-8H	采气	采气	/	2025 封井
11	YH3-1-H1	采气	采气	井口无地面安全阀、无放喷坑	增加地面安全阀，放喷坑。计划 2028 封井
12	YH3-1H	采气	采气	/	2028 封井
13	YH303-3X	采气	采气	/	2025 封井
14	YH304-2H	采气	采气	/	2031 做为监测井

由上表可以看出YH23-1-14井计划于2025年封井，而本工程计划投产日期为

2024年10月，因此不对该井进行改造，地面加强监测管理。本次为YH23-1-10、YH23-1-12、YH23-1-22、YH23-1-2H、YH3-1-H1等5口采气井增设地面安全阀及放喷坑。

② 老注气井利用

本工程利用老注气井共12口，其中7口老井井场设施完善，仍有5口2000年期间建设的老井，井口无放喷流程，修井作业时，管道泄压困难。无放喷流程的井号为：YH23-1-3H、YH23-2-4H、YH23-1-16、YH23-1-20、YH23-1-28。老注气利用方式及封井时间及地面对应的处理方式见表3.2-4。

表 3.2-4 注气井老井利用方案

序号	老井利用井号	目前井型	拟用井型	存在问题	处理方式
1	YH23-1-114X	注气	注气	/	2028 封井
2	YH23-1-116H	注气	注气	/	2025 做为监测井
3	YH23-1-16	注气	注气	无放喷流程	增加地面放喷流程及放喷坑。该井计划 2028 封井
4	YH23-1-20	注气	注气	无放喷流程	增加地面放喷流程及放喷坑。该井计划 2031 封井
5	YH23-1-28	注气	注气	无放喷流程	增加地面放喷流程及放喷坑。计划 2031 封井
6	YH23-1-3H	注气	注气	无放喷流程	地面不改造，本项目 2024 年 10 月投产计划，该井 2025 改为监测井
7	YH23-1-8	注气	注气	/	2031 封井
8	YH23-2-10	注气	注气	/	2031 封井
9	YH23-2-14	注气	注气	/	2028 封井
10	YH23-2-24H	注气	注气	/	2025 做为监测井
11	YH23-2-4H	注气	注气	无放喷流程	地面不改造，本项目 2024 年 10 月投产计划，该井 2025 封井
12	YH303	注气	注气	/	2028 封井

由上表可以看出 YH23-1-3H、YH23-2-4H 这 2 口井分别于 2025 年改为监测井或封井，而本工程计划投产日期为 2024 年 10 月，因此不对上述两口井进行改造，地面加强监测。仅为 YH23-1-16、YH23-1-20、YH23-1-28 等 3 口注气井增设放喷流程。

3.2.4.2 地面工程

(1) 注采井场

1) 设计参数

单井注采气能力见表 3.2-5。

表 3.2-5 单井注采气量表（平均值）

序号	名称	注气量 10 ⁴ m ³ /d	采气量 10 ⁴ m ³ /d	采气产油量 t/d	井口压力 MPa	井口温度℃	井口注入压力 MPa
1	YC-H1	-	50~130	70.82~142.50	16.13~22.81	72.82~90.08	-
2	YC-H2	70.9~90	130	10.83~79.17	16.07~18.42	87.89~90.53	33.72~37.41
3	YC-H3	66.19~90	110	4.45~35.62	15.02~17.64	83.42~86.29	33.33~37.49
4	YC-H4	-	50~130	6.49~109.17	13.12~21.81	72.07~90.89	-
5	YC-H5	60.48~90	110	4.17~19.17	18.87~19.83	84.21~85.38	32.88~37.67
6	YC-H6	-	50~120	39.17~126.67	15.26~23.26	72.83~87.77	-
7	YC-H7	66.19~90	130	9.17~34.17	15.48~16.00	88.72~89.38	33.58~37.15
8	YC-H8	-	50~120	15.83~55.83	17.12~21.63	71.05~87.75	-
9	YC-H9	67.62~90	120	13.33~31.67	17.48~18.03	87.16~87.63	33.00~37.41
10	YC-H10	61.43~90	130	1.67~12.51	15.14~16.50	89.15~90.95	32.99~37.34
11	YC-H11	66.19~90	120	2.50~15.83	16.79~17.19	88.39~88.93	33.60~37.13
12	YC-H12	66.19~90	120	2.50~14.17	17.05~17.45	87.84~88.37	33.51~37.21
13	YC-H13	66.19~90	130	5.83~57.50	15.42~16.49	89.51~90.21	33.92~37.43
14	YC-H14	67.14~90	100	2.50~39.17	17.97~20.0	81.73~83.60	33.84~37.55
15	YC-H15	66.19~89.52	100	4.17~38.33	18.12~20.20	82.86~84.89	33.99~37.60
16	YC-H16	62.38~81.43	100	2.50~50.83	18.14~19.75	82.64~83.98	33.99~37.60
17	YC-H17	60~84.76	100	2.50~50.83	18.18~20.18	82.29~83.81	33.51~36.72
18	合计	1142.86	2000				

2) 井口设计参数

①注气系统设计压力：41MPa；

③ 注气系统设计温度：70℃；

④ 采气系统设计压力：14MPa；

⑤ 采气系统设计温度：95℃；

⑥ 注采井注气规模：60~90×10⁴m³/d；⑦注采井采气规模：50~130×10⁴m³/d。

3) 工艺流程

根据注采生产工况，新建注采井设置两种工艺方案，注采合一计量方案和注采分开计量方案。

井场注气工艺流程：注气管线来气后，依次经截断阀、止回阀、流量计、角式节流阀，注入注气井口，井口可通过流量计控制角式节流阀开度调节流量，保证井口的注气量，流量计前设手动放空阀门，事故状态下可放空井口的天然气至

井口放喷坑。

井场采气工艺流程：采气井产的天然气经角式节流阀、流量计、截断阀，通过采气管线输往下游阀组，采气压力通过节流阀后压力变送器控制角式节流阀开度调节压力，保证下游管线压力，在出井场采气管线设置安全阀，管线超压时，放空井口天然气，保护后续管道。

(2) 牙哈集注站

本工程新建集气装置 1 套、 $1000\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 $550\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套。

1) 已建设施适应性分析

①注气装置

a.注气量需求分析

根据油藏工程方案，牙哈储气库日注气 $809\sim 1415\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，另外已建 YH5 区块注气 $12\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，因此，站内最大注气需求为 $1427\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

b.适应性

已建 7 台燃驱注气压缩机已经运行 21 年，磨损、老化和开裂等问题较多，不做为储气库常用注气压缩机继续使用，仅用做储气库的备用压缩机，已建 3 台电驱注气压缩机的单台注气规模 $130\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ （总共 $390\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ），仍需要新建 $1037\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 注气能力，因此，需要新建注气压缩机组，拟扩建规模为 $1100\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

②天然气处理装置

根据油藏工程方案，牙哈储气库日采气 $1660\sim 2340\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，已建 2 套天然气处理装置处理能力分别为 $380\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 和 $100\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，由于 YH7 和 YH3 区块需要继续生产， $100\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的 YH7 天然气处理装置不能做为牙哈储气库的采气处理装置，需要扩建采气处理规模 $1960\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，因此需要新建天然气处理装置，拟扩建规模为 $2000\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

③凝析油稳定装置

根据油藏工程方案，储气库投运后 2025 年的产油量最大，日产油 $579.39\text{t}/\text{d}$ ($19.12\times 10^4\text{t}/\text{a}$)，已建凝析油稳定装置处理能力为 $50\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，即 $1500\text{t}/\text{d}$ ，因此已建装置能满足凝析油处理需求，但已建装置运行 21 年，后期还需要运行

30年，设备腐蚀严重，博孜凝析油稳定项目（见附件，环评批复：阿地环审[2022]9号）中对其中一台凝析油一级闪蒸罐进行更换，本次对另1台闪蒸罐进行更换。

④轻烃分馏装置

由于注气为克轮复线来气，气源为克拉2气田和克深气田产天然气，天然气的组分较贫，因此随着储气库的逐年运行，牙哈储气库采出天然气组分趋势越来越贫，尤其是新建17口注采井，气量较大，去新建天然气处理装置处理，根据不同预测的组分及凝析油产量拟合，新建天然气处理装置生产液烃量见表3.2-6。

表 3.2-6 新建天然气处理装置的液烃产量预测

名称	单位	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
日产量	t/d	348.0	303.5	283.2	269.7	248.4	235.3	224.6	221.0	207.1	196.3	186.8	180.8	170.9	159.4	152.6
名称	单位	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051		
日产量	t/d	148.1	141.0	135.8	130.5	127.5	122.3	118.1	114.4	112.1	107.2	103.9	100.5	98.6		

已建轻烃分馏装置适应性分析见表3.2-7，已建装置能满足本工程处理需求。

表 3.2-7 已建轻烃分馏装置适应性分析表

序号	项目名称	已建轻烃分馏装置	《博孜凝析油稳定及储运工程》建轻烃分馏装置	备注
1	处理能力	277t/d	450t/d	
2	实际进料量	209t/d	233t/d	
3	富余量	68t/d	217t/d	285t/d
4	新增处理量	98.6~348t/d		
5	是否满足需求	满足（除2024-2025年）		

由于本工程2024年底投产，2025年轻烃分馏装置无法满足需求，但仅运行4个月，因此，本次不对已建轻烃分馏设施进行扩建。

⑤空氮系统

本工程的仪表风用量需求为32.9m³/min，《博孜凝析油稳定及储运工程》建设10m³/min空压机1台，富余仪表风气量为5m³/min，已建和待建仪表风系统不能满足新建装置的用气需求。

表 3.2-8 仪表风量需求一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	气动阀用量	m ³ /h	150	
2	注气压缩机用量	m ³ /h	684	
3	制氮用量	m ³ /h	1140	
4	合计	m ³ /min	32.9	

本工程的氮气用量需求为5.73m³/min，已建制氮装置的氮气富余气量为4m³/min，已建制氮系统不能满足新建装置的用气需求。

表 3.2-9 氮气风量需求一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	注气压缩机用量	m ³ /h	344	
2	合计	m ³ /min	5.73	

⑥导热油系统

已建导热油装置适应性分析见表 3.2-10，已建和待建装置能满足本工程处理需求。

表 3.2-10 已建导热油装置适应性分析表

序号	项目名称	已建导热油装置	《博孜凝析油稳定及储运工程》建导热油装置	备注
1	设计热负荷	3台 4000kW, 2用1备	2台 5500kW, 2用	
2	可提供热负荷	7200kW	9000kW	
3	已用热负荷	6800kW	7459kW	最大量
4	富余热负荷	400kW	2441kW	
5	新增热负荷	1320kW		
6	是否满足需求	满足		

2) 注气工艺系统

①设计参数

- a.注气系统设计规模：1490×10⁴m³/d；
- b.注气系统扩建规模：1100×10⁴m³/d；
- c.注气进站压力：6.5~7.0MPa；
- d.压缩机前管线设计压力：10MPa；
- e.注气出站压力：32.31~38.76MPa；
- f.注气压缩机后管线设计压力：41MPa；
- g.注气进站温度：10℃~25℃；
- h.天然气出站温度：≤55℃；
- i.天然气管线设计温度：70℃；
- j.注气期运行时间：210d。

②外输（取气）装置

注气流程：双向输气管道来天然气压力为 6.5~7.0MPa，进站经计量后，小部分天然气去已建注气装置，大部分天然气进入旋流分离器和过滤分离器，分离除去游离水和杂质，分离后天然气去注气压缩机。

采气流程：露点控制装置来气和已建脱水脱烃装置来气经过计量后进入双向输气管道外输。

工艺流程见图 3.2-8。

③注气装置

外输（取气）装置来天然气进入 2 台离心压缩机增压后经空冷器冷却至 55℃ 以下，再经注气干线和注气阀组注入井口。

工艺流程见图 3.2-9。

3) 采气处理工艺系统

①设计参数

a.采气处理设计规模：2000×10⁴m³/d；

b.采气进站压力：11MPa；

c.天然气出站压力：7.2~7.6MPa；

d.J-T 阀前管线设计压力：14MPa；

e.J-T 阀后管线设计压力：10MPa；

f.采气进站温度：56~60℃；

g.天然气出站温度：32℃；

h.天然气管线设计温度：70℃；

i.天然气出站水露点≤-5℃；

天然气出站烃露点≤-3℃；

j.采气期运行时间：120 天。

②集气工艺装置

YC-1#生产干线和 YC-2#生产干线来原料气（11MPa，60℃，合计 2000×10⁴m³/d）进站后，通过生产汇管进生产分离器，分离原料气（10.9MPa，60℃）与站内采暖水进行换热，换热至 56℃去空冷器，冷却至 35℃后大部分原料气去新建 2 套露点控制装置，少部分原料气去已建脱水脱烃装置，原料气分离器来的液相一起汇入生产分离器液相出口，汇合液相去已建的凝析油一级闪蒸罐，流程见图 3.2-10。

③脱水脱烃工艺

集气装置来天然气经过原料气预冷器，与处理后干气换热至 24℃，进入原料气分离器将油水分离，分离后原料气注入乙二醇贫液，进三股流换热器与干气和液烃换热，原料气温度降至-6℃，经过 J-T 阀节流制冷原料气温度降至-17.5℃，进入低温分离器将水和液烃分离，分离后干气和液烃去三股流换热器换热，干气

再进入原料气预冷器换热后去外输，液烃再进醇烃液三相分离器分离，分离的乙二醇富液去乙二醇再生装置，分离的液烃去已建轻烃分馏装置，分离的气相去已建中压机入口分离器，流程见图 3.2-11。

④辅助工艺系统

a.乙二醇再生系统

——设计参数

设计压力为 1.6MPa；

设计温度为 50~160℃。

——设计规模

经过计算，80%乙二醇贫液需求为 4.2t/h，乙二醇再生循环量规模为 120t/d。

——工艺流程

集注站内设 2 套乙二醇再生装置（1 用 1 备），装置主要包括乙二醇再生橇、MEG 贫液缓冲罐和 MEG 补充罐。

露点控制装置来乙二醇富液（15.7℃），经过过滤器过滤后进入 MEG 再生塔，在 MEG 再生塔顶部换热，换热至 50℃进入 MEG 富液缓冲罐进行缓冲分离，经过活性炭过滤器和机械过滤器后进入 MEG 贫液换热罐与乙二醇贫液换热至 80℃，从 MEG 再生塔中部进入，MEG 再生塔塔顶气经过再生塔塔顶空冷器冷却进入污水系统，MEG 再生釜的乙二醇贫液（0.08MPaG，143℃）经过 MEG 贫液换热罐、MEG 贫液空冷器、MEG 贫液泵、进入 MEG 贫液缓冲罐。

乙二醇再生系统流程见图 3.2-12。

b.乙二醇注入系统

——设计参数

乙二醇注入泵进口设计压力为 1.6MPa；

乙二醇注入泵出口设计压力为 14MPa。

——设计规模

根据计算，单套露点控制装置的乙二醇注入量为 2.1t/h，合计注入量为 4.2t/h。

——工艺流程

新建 1 套乙二醇注入设施，在正常生产过程中乙二醇贫液主要注入到露点控制装置中三股流绕管换热器的管程。MEG 贫液缓冲罐中的乙二醇贫液，由乙二

醇贫液注入泵增压。

注乙二醇系统设备主要包括 MEG 贫液缓冲罐、MEG 补充罐、乙二醇注入泵。

c.空氮站

本工程仪表风用量需求为 $32.9\text{m}^3/\text{min}$ ，新建空压机 3 台，2 用 1 备，规格 $20\text{m}^3/\text{min}$ ，新建 25m^3 仪表风储罐 2 台。

本工程的氮气用量需求为 $5.73\text{m}^3/\text{min}$ ，新建制氮橇 1 台，规格 $6\text{m}^3/\text{min}$ ，氮气纯度 99%，新建 25m^3 氮气储罐 1 台。

d.放空系统

——设计参数

高压放空系统设计压力 4.0MPa;

高压火炬放空量： $928\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$;

——工艺流程

高压系统和低压系统放空分开设置，来自集气装置、脱水脱烃装置、注气装置等需要放空的高压放空气体进入高压火炬；来自乙二醇再生装置等需要放空的低压放空气体和各工艺装置停工泄压的低压放空气体进入低压放空系统。

由放空系统来的天然气，经放空汇管进入火炬燃烧。放空时，各系统根据控制要求开启放空阀，经放空阀和限流孔板后通过放空汇管输送至火炬，放空汇管设置流量开关，监测到流量后，自动开启点火系统，同时关闭氮封系统。高压放空火炬设置一个塔架和一套点火系统。火炬分别设分液罐，不放空时采用动态氮气密封。为保证燃烧效果，减少环境污染，火炬头采用高能点火火炬头。

e.进站道路

拟建站内道路为 6m 宽水泥混凝土道路。

(3) 分输站

新建双向输气管道从克轮复线 4#阀室取气，牙哈集注站采气期天然气外输至克轮复线 4#阀室和克轮线 4#阀室，在克轮复线 4#阀室建设发球筒以及流量调节装置，扩建为分输站。

1) 设计参数

取气设计规模： $1490\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$;

外输设计规模：2340×10⁴m³/d；

取气出站压力：6.5~7.0MPa；

外输进站压力：7.2~7.6MPa；

取气出站温度：20~25℃；

外输进站温度：25~30℃。

2) 工艺方案

取气流程：克轮复线 4#阀室来天然气经过流量计、调节阀外输至牙哈集注站。

外输流程：为了灵活操作，将牙哈集注站来气接入克轮复线和克轮线，牙哈集注站来天然气经过两路计量调节，分别去克轮复线 4#阀室和克轮 4#阀室。流程见图 3.2-13。

分输站平面布置图见图 3.2-14。

(4) 扩建公寓

在甲方 2#公寓的西侧毗邻建设公寓 1 座。平面布置见图 3.2-15。

(5) 新建办公楼

在牙哈集中处理站中控室南侧新建 3 层办公楼一栋，建筑面积 1560m²。平面布置见图 3.2-16。

3.2.4.3 集输工程

(1) 注采集输

本工程新建注采管道共计 50.7km。注采合输，注气期将集注站来气输送至各注采井，采气期将井口来气输送至集注站。注采井均接入集注站，注采管线路由尽量避免穿越村庄及人口稠密区域，总体上呈东北向西南方向尽量同沟敷设。注采集输管道线路长度统计如表 3.2-11 所示。注采管道的线路走向如图 3.2-13 所示。

表 3.2-11 新建注采气管线一览表

序号	名称	起止点	规格 mm	材质	长度 km
----	----	-----	-------	----	-------

1	YC-1#采气干线	YC-1#采气阀组~集注站	D406×13	22Cr	4.5
2	YC-H1 采气支线	YC-H1~YC-1#采气阀组	D168×6	22Cr	2.1
3	YC-H2 采气支线	YC-H2~YC-1#采气阀组	D168×6	22Cr	1.1
4	YC-H4 采气支线	YC-H4~YC-1#采气阀组	D168×6	22Cr	1.1
5	YC-H14 采气支线	YC-H14~YC-1#采气阀组	D168×6	22Cr	1.7
6	YC-H15 采气支线	YC-H15~YC-1#采气阀组	D168×6	22Cr	0.9
7	YC-H16 采气支线	YC-H16~YC-1#采气阀组	D168×6	22Cr	1.0
8	YC-H17 采气支线	YC-H17~YC-1#采气阀组	D168×6	22Cr	1.9
9	YC-2#采气干线	YC-2#采气阀组~集注站	D406×13	22Cr	1.0
10	YC-H5 采气支线	YC-H5~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	2.1
11	YC-H6 采气支线	YC-H6~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	1.1
12	YC-H8 采气支线	YC-H8~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	1.1
13	YC-H9 采气支线	YC-H9~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	2.1
14	YC-H10 采气支线	YC-H10~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	1.9
15	YC-H11 采气支线	YC-H11~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	1.1
16	YC-H12 采气支线	YC-H12~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	0.8
17	YC-H13 采气支线	YC-H13~YC-2#采气阀组	D168×6	22Cr	1.5
18	YC-1#注气干线	集注站~YC-1#注气阀组	D273×22	L485Q	4.5
19	YC-H2 注气支线	YC-1#注气阀组~YC-H2	D114×10	L485Q	1.1
20	YC-H14 注气支线	YC-1#注气阀组~YC-H14	D114×10	L485Q	1.7
21	YC-H15 注气支线	YC-1#注气阀组~YC-H15	D114×10	L485Q	0.9
22	YC-H16 注气支线	YC-1#注气阀组~YC-H16	D114×10	L485Q	1.0
23	YC-H17 注气支线	YC-1#注气阀组~YC-H17	D114×10	L485Q	1.9
24	YC-2#注气干线	集注站~YC-2#注气阀组	D273×22	L485Q	1.0
25	YC-H5 注气支线	YC-2#注气阀组~YC-H5	D114×10	L485Q	2.1
26	YC-H9 注气支线	YC-2#注气阀组~YC-H9	D114×10	L485Q	2.1
27	YC-H10 注气支线	YC-2#注气阀组~YC-H10	D114×10	L485Q	1.9
28	YC-H11 注气支线	YC-2#注气阀组~YC-H11	D114×10	L485Q	2.2
29	YC-H12 注气支线	YC-2#注气阀组~YC-H12	D114×10	L485Q	0.8
30	YC-H13 注气支线	YC-2#注气阀组~YC-H13	D114×10	L485Q	2.5

(2) 外输工程

本工程新建双向输气管道 1 条，牙哈集注站~克轮复线 4#阀室，管径 D1016×16，长度 6.5km，设计压力 10MPa，设计最大输量 $4200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本工程输气管道线路可基本取直，无大型穿跨越，无路由比选方案。

管道路由：起自克轮复线 4#阀室，向东北敷设穿越克轮伴行路，沿已建管

线和道路敷设，至牙哈集中处理站前向北穿越油田公路后向东敷设至牙哈集注站。与已建取气和外输管道并行间距大于 10m，局部最小较近不小于 6m。

本工程外输管线平面布置图详见图 3.2-14。

3.2.5 辅助工程

配套给排水、供配电、结构、自控、通信、消防等辅助工程。

3.2.5.1 给排水及消防

(1) 给排水

生活生产由原牙哈处理站内给水系统，埋地敷设一条 DN50 新建场区供站内生产用水。

绿化给水埋地敷设一条 DN80 由牙哈处理站内给水系统。

本工程排水通过排水管（DN200）直接排至原牙哈处理站内的生活污水排水管网。

(2) 消防

本工程消防保护对象分别为新建的 17 座注气井场，根据《石油天然气工程设计防火规范》规定，井场属于五级站场，可不设消防给水系统，采用移动灭火方式以扑灭初期火灾。

本工程集注站生产规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，根据《石油天然气工程设计防火规范》规定，站内设置固定消防给水系统。站内设有 2 座天然气压缩机厂房，单座建筑面积 1380m^2 ，体积大于 15000m^3 ，属于甲 A 类厂房；根据《建筑设计防火规范》（2018 年版）和《石油天然气工程设计防火规范》规定，天然气压缩厂房设置室内外消防给水系统。

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019，110kV 变电站及变频装置室需设置室内外消防给水系统。

3.2.5.2 供配电

(1) 牙哈集注站供电方案

根据国网公司区域电网管理规定，结合附近的 220kV 电网现状，牙哈储气库一、二期统筹考虑。储气库一期新建 110kV 变电站，2 路 110kV 电源引自牙哈 220kV 变电站，牙哈 220kV 变电站内扩容 1 台主变 180MVA，并扩建 110kV 间隔 2 套。一期新建牙哈 220kV 变电站至储气库新建 110kV 变电站 110kV（按照 220kV

等级建设，降压运行，二期升压运行）线路 2×40km。

(2) 井场供电

YC-H1~H17 井电源引自附近牙油乙线和牙油甲线 10kV 架空线路，线路长度 8.5km，每口井变压器容量为 50kVA，杆上安装。每座井场新建光伏并网系统（无储能）1 套，计算负荷 15kW，装机功率 17kW。

(3) 分输站（克轮复线 4#阀室扩建）供电方案

分输站采用光伏系统（储能）供电。

3.2.5.3 建筑

本工程建筑物如下表所示。

表 3.2-15 建筑物一览表

序号	站场名称	单体名称	层数	建筑面积	结构形式	耐火等级	火灾危险性分类
1	集注站部分	压缩机厂房（一）	1	1380m ²	钢结构	二级	甲（a）类
2		压缩机厂房（二）	1	1380m ²	钢结构	二级	甲（a）类
3		乙二醇泵房	1	180m ²	钢结构	二级	丙类
5		辅助生产用房	1	582m ²	框架结构	二级	戊类
6		空氮间	1	288m ²	框架结构	二级	丁类
7		110kV 变电站	2	2876m ²	框架结构	二级	丙类
8		变频装置室	1	1760m ²	框架结构	二级	丁类
9		低压配电室（一）	1	170m ²	框架结构	二级	丁类
10		低压配电室（二）	1	170m ²	框架结构	二级	丁类
11		维修厂房	1	540m ²	钢结构	二级	戊类
12		料棚	1	864m ²	钢结构	二级	戊类
13		公寓及办公楼	水箱间	1	166m ²	框架结构	二级
14	扩建公寓		3	2900m ²	框架结构	二级	-
15	办公楼		3	1560m ²	框架结构	二级	-
合计				14916m ²			

3.2.5.4 自控

(1) 新建注气井（17口）

在各井场均设液控盘（配触摸屏）和远程终端单元（RTU）一套。井口仪表信号通过有线方式传至 RTU，RTU 再通过以太网将生产数据上传至牙哈集中处理站原有 SCADA 系统，完成井场所有生产数据的显示、存储、报警、报表等功能，并可实现远程关井。

(2) 牙哈集注站

本次工程在牙哈集中处理站站北新建集注站，站内新建注气装置、集气装置、脱水脱烃装置、乙二醇再生及注入装置等配套辅助设施，新增装置区管理和控制依托集中处理站现有中控室；综合本次新增检测仪表、控制阀较多，现场

距离牙哈集中处理站中控室较远，本着技术先进、安全适用、经济合理的原则，本次设计在牙哈集注站新建机柜间，本次设计新建一套 DCS 控制站、新建原 SIS 系统的远程 IO 站、新建原 FGS 系统的远程 IO 站及一套火灾检测报警系统(FAS)，新建一套可燃气体检测报警系统（GDS）。所有系统数据均上传至牙哈集中处理站现有 SCADA 系统实时/历史数据服务器进行数据存储（管理）。

3.2.5.5 通信

本工程建设以下通信相关系统：1) 牙哈集注站外围安防系统，2) 牙哈集注站生产视频监控系统，3) 牙哈集注站扩音广播设备系统，4) 新建变电所电力数据传输系统，5) 新建牙哈储气库 110kV 变电站光通信系统，6) 牙哈集注站数据传输系统，7) 牙哈集注站光电缆敷设，8) 牙哈集注站场区门禁系统，9) 牙哈集中处理站场区周界报警系统，10) 牙哈集中处理站场区智能巡检机器人，11) 牙哈公寓扩建部分通信系统，12) 新建办公楼部分通信系统，13) 新建分输站部分通信系统，14) 新建井口部分通信系统，15) 无线集群系统扩容部分，16) 线路巡检系统，17) 安眼工程建设部分，18) 反无人机主动防御系统。

3.2.5.6 防腐与保温

(1) 防腐

本工程注气管线采用三层 PE 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。站内管道采用防腐层进行保护；设备外壁采用防腐层保护，内壁采用防腐层和牺牲阳极的联合保护措施。

(2) 设备保温方案

站内保温设备采用复合铝镁硅酸盐卷毡保温，保温层厚度为 60mm，铁丝捆扎，外包彩板，彩板厚 0.75mm。对设备上的阀门、法兰等不规则形状工件缠绕油性防腐蚀胶带（带配套保护带）进行保护。

(3) 管道保温方案

本工程中埋地管道保温采用聚氨酯泡沫夹克预制管，管径 $\leq 219\text{mm}$ 保温层厚度为 30mm。管径 $\geq 219\text{mm}$ 保温层厚度为 40mm，外防护层采用聚乙烯塑料，外护层厚度为 3mm。

地上保温管线用憎水型复合铝镁硅酸盐保温，保温厚度 50mm，外包厚度 0.7mm 彩板。

3.2.5.7 非标设备

本工程主要的非标设备见下表。

表 3.2-16 非标设备表

序号	设备名称	规格 (mm)	设计压力 (MPa)	设计温度 /°C	工作介质	容器类别	数量	壳体材质	设备质量(t)
一	集气装置区								
1	生产分离器 13.2MPa	DN2200×12000	13.2	70	天然气、油、水	III	2	Q345R	78
2	采气-水换热器	DNΦ900×8000	13.2	70	天然气、油、水	III	2	Q345R	32
二	露点控制装置区								
1	原料气预冷器	DN900×8000	9.9/13.2	50	天然气	III	4	Q345R	55
2	原料气分离器 13.2MPa	DN1800×5800	13.2	70	天然气	III	2	Q345R	35
3	低温气分离器 9.9MPa	DN1800×5800	10	-30/50	气、油、水、乙二醇	III	2	16MnDR	24
4	醇烃液三相分离器 4.0MPa	DN1600×7000	4.0	70	气、油、水、乙二醇	II	2	Q345R	16
三	乙二醇再生及注入装置区								
1	MEG 贫液缓冲罐 0.68MPa	DN2400×9000	0.68	70	乙二醇	II	1	Q245R	10
2	MEG 补充罐 0.68MPa	DN2400×9000	0.68	70	乙二醇	II	1	Q245R	10
四	空氮站								
1	仪表风储罐 PN1.1MPa	DN2400×6600	1.1	70	空气	II	2	Q245R	9
2	氮气储罐 1.1MPa	DN2400×6600	1.1	70	氮气	II	1	Q245R	9
五	牙哈集中处理站更换								
1	凝析气-回注气换热器 (A、B)	DN950×8000	13.2	70	凝析气	III	1	Q345R	55
2	凝析气-回注气换热器 (C、D)	DN950×8000	13.2	70	凝析气	III	1	Q345R	55
3	凝析油一级闪蒸罐	D1800×9000	9.9	70	气、油、水	III	2	Q345R	32
4	凝析油二级闪蒸罐	D2000×10000	2.7	70	气、油、水	III	1	Q345R	30
六	站外阀组								
1	高压计量分离器 14MPa	Φ1200×6000	14	100	凝析气		2	Q345R	18
七	采气余热回收装置								
1	1.5m ³ 水箱	1500×900×1200		60	水		1	Q245B	0.8
2	导热油/水换热器	DN800×5540	1.0	80	导热油		2	Q345R	8

3.2.6 依托工程

本工程依托工程主要包括牙哈 7 低压集气站采出水处理系统、哈拉哈塘钻试修处理站、牙哈气田固废填埋场，各依托工程基本情况介绍如下：

3.2.6.1 牙哈 7 低压集气站采出水处理系统

(1) 基本概况

牙哈凝析气田在 YH-7 低压集气站建设有 1 套回注水处理装置，主要处理牙哈集中处理站和 YH-7 低压集气站产生的采出水，采出水经污水提升泵提升进入

污水回收池后，然后通过提升泵泵入 2 座污水沉降罐中，提升过程中通过加药撬向管道中注入药剂。经过污水沉降罐沉降后进入三座串联的双滤料过滤器中过滤处理达标后，通过污水回注泵送入各回注井进行回注。牙哈 7 低压集气站采出水处理工艺流程图见图 3.1-1。

(2) 依托可行性分析

根据牙哈储气库的地质开发方案，需排水增加储气空间。为高效开展排水建库工作，兼顾污水地面处理能力及提高原油采收率，根据开发方案预测指标产水量最高 $9.35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，日产水量 $289.09 \text{m}^3/\text{d}$ ，外输至牙哈 7 低压集气站采出水处理系统，站内已建装置满足处理需求。

排水主要为采气井产出水，油藏工程提供的排水预测见下表。

表 3.2-17 牙哈储气库采气井排水水量预测表

年份	年排水量 10^4m^3	日排水量 m^3/d	日产气量 t/d	备注
2021	9.54	289.09	458.18	
2022	5.60	169.81	450.00	
2023	6.91	209.38	450.00	
2024	2.57	214.32	1050.00	
2025	1.41	117.24	2050.00	
2026	1.08	89.83	2050.00	
2027	0.78	64.75	2050.00	
2028	0.80	66.29	2875.00	
2029	0.69	57.62	4250.00	
2030	0.65	54.07	4250.00	
2031	0.60	49.91	4250.00	
2032	0.65	54.22	4250.00	
2033	0.70	58.30	4250.00	
2034	0.70	57.98	4250.00	
2035	0.65	53.89	4250.00	
2036	0.64	53.59	4250.00	
2037	0.66	55.36	4250.00	
2038	0.69	57.51	4250.00	
2039	0.67	55.71	4250.00	
2040	0.69	57.53	4250.00	
2041	0.68	56.54	4250.00	
2042	0.69	57.50	4250.00	
2043	0.74	61.68	4250.00	
2044	0.72	60.24	4250.00	
2045	0.67	55.95	4250.00	
2046	0.65	53.99	4250.00	
2047	0.68	56.31	4250.00	
2048	0.65	54.25	4250.00	
2049	0.62	51.90	4250.00	
2050	0.61	50.52	4250.00	
2051	0.59	49.12	4250.00	
2052	1.69	51.11	266.67	

根据迪那油气开发部提供的牙哈凝析气田采气日报，牙哈 7 低压集气站目前的采出水处理量 $1310 \text{m}^3/\text{d}$ ；博孜凝析油稳定及储运工程产出的含油污水为 $16 \text{m}^3/\text{d}$ 。

综上所述，牙哈 7 低压集气站采出水总处理量为 1615.09m³/d，牙哈 7 低压集气站采出水设计处理规模（2000m³/d）满足要求。

3.2.6.2 哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

本项目钻井聚磺泥浆体系固废、生活垃圾、钻试修废水等依托塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站是塔里木油田钻试修废弃物环保处理站的组成部分，已于 2016 年 11 月取得自治区环保厅《关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）环境影响报告书的批复》（新环函[2016]1626 号）。钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻试修废水处理规模 120m³/d。竣工环境保护验收工作正在进行中。

本项目采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境（850℃以上）使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处置后的固体废物可满足黑龙江省《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）中垫井场及通井路控制指标要求。

该工艺路线中物料走向包括固废暂存池——上料装置——输送装置——给料装置——物料预烘——高温氧化窑，烟气走向包括二次燃烧室——烟气急冷（物料预烘）——旋风除尘——水膜（或袋式）除尘——洗涤塔——烟囱排放。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

（2）依托可行性

钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻试修废水处理规模 120m³/d。本工程钻井聚磺泥浆产生量为 54.9m³/d，可依托哈拉哈塘钻试修处理站处理。

3.2.6.3 牙哈气田固废填埋场

牙哈固废填埋场共 13 座填埋池(其中 1#~6#容积 2300m³, 7#~8#容积 2000m³, 9#~13#容积 4000m³), 其中工业垃圾填埋池 8 座, 生活垃圾填埋池 5 座。目前已有 6 座填埋池(生活垃圾 1 座, 工业垃圾 5 座)已覆土封场。其余 7 座填埋池使用情况见表 3.1-8 所示。

本工程施工期生活垃圾 2.3t, 运营期生活垃圾 3.63t, 可依托其处理。

3.3 工程分析

3.3.1 施工期工艺过程及排污节点分析

施工期主要有钻(完)井及井下作业等地下工程施工, 井场、集注站、注采管线、道路及配套工程等地面工程施工。运行期主要有天然气注采、集输及处理。

3.3.1.1 钻井工程

钻井作业可分为三个阶段: 钻前准备、钻井、固井与完井、测井。

1) 钻前准备主要包括: 平整井场、循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备、泥浆池修建、清污分流系统以及活动房布置等。

2) 钻井施工: 钻井是破岩和加深井眼的过程, 包括首次钻进和再次钻进。首次钻进是指埋设导管后(导管在首次开钻时起引导钻头下钻和作为钻井液出口作用)、下表层套管前的第一次钻进。再次钻进指封表层套管固井后的各次钻进。

3) 固井与完井: 固井就是在已钻成的井眼内下套管, 而后在套管与井眼间的环形空间内注入水泥浆, 将套管和地层固结成一体的工艺过程, 从而防止井眼的坍塌, 形成永久的油气通道, 防止地下各层流体的互窜。固井后, 对固井质量进行检查(试压和测井)。

4) 测井: 在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法, 测定井斜和固井质量, 判断油气层位置等, 以便及时采取相应措施, 保证钻井质量, 即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后, 利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定层位, 检查固井质量并确定射孔层位等。

5) 污染物无害化处理: 完井后在井口装上采气树, 其余设备将拆除搬迁,

同时对钻井作业中的废水、钻井岩屑、废弃泥浆等进行无害化处理。

项目产污环节图见图 3.3-1。

3.3.1.2 地面工程

本工程地面工程主要包括新建 17 口注采井场、扩建牙哈集注站新建分输站和集输管线等。在建设过程中，由于施工开挖、建筑材料特别是碎石、沙等的堆放，工程施工期间，挖土、运土、填土、夯实和汽车运输过程中的扬尘等，都将给周围大气环境带来一定程度的污染；场地施工机械的使用，对场地周围的声环境产生一定的影响；施工人员生活污水和施工废水，对地表水体造成一定影响；施工垃圾主要来自施工所产生的建筑垃圾和施工队伍生活产生的生活垃圾；施工前期开挖形成的裸露地表，开挖弃土的堆放；运输车辆、施工机械对地表的碾压，对局地生态环境造成一定影响。站场施工工艺流程及产污环节示意图见图 3.3-2。

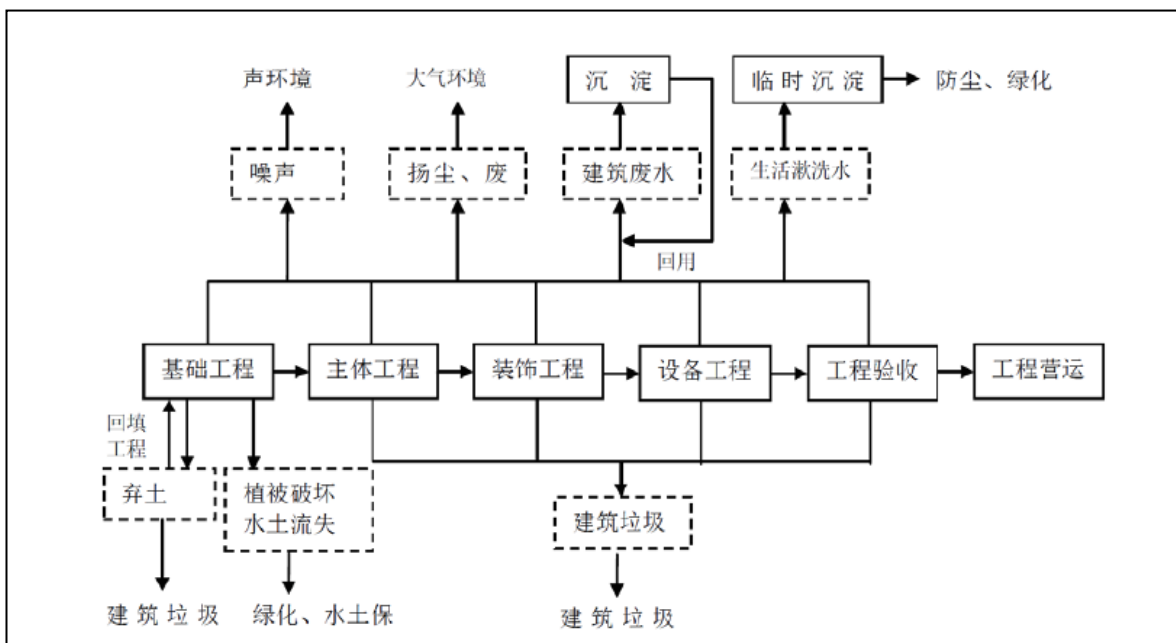


图 3.3-2 站场施工工艺流程及产污环节示意图

3.3.1.3 集输工程

集输工程主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、

连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 10m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 管线穿越工程

1) 穿越油田公路

本工程双向输气管道穿越油田伴行路 2 次，由于穿越道路两侧为盐碱地或棉田，为了减少破坏植被，公路穿越方式采用顶管穿越。

本工程沿线公路穿越见表 3.3-1。

表 3.3-1 公路穿越统计表

序号	穿越类型	穿越长度 (m) /次	备注
1	三级道路穿越	100/2	顶管

2) 穿越沟渠

本工程双向输气管道穿越冲沟、沟渠 2 处。

表 3.3-2 沟渠穿越统计表

序号	穿越类型	穿越长度 (m) /次	备注
1	沟渠、冲沟小型穿越	160/2	大开挖

3) 与其它建（构）筑物交叉

本工程管道与地下通信电缆、光缆和现有管道多次交叉。穿越方式按照规范的要求，穿越时，管道应在其下部通过，垂直净距符合《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）的相关要求。并对穿越的电（光）缆和管道采取妥善的保护措施。

表 3.3-3 其他穿越统计表

序号	穿越类型	穿越长度 (m)	备注
1	已建管道交叉穿越	120	开挖
2	地下通信光缆交叉穿越	4 处	开挖

具体穿越和做法说明如下：

本工程管道穿越公路采用顶管穿越方式，其他一般地段采取大开挖方式施工。套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m。

管线穿越一般地段采取大开挖方式施工，见图 3.3-3。

图 3.3-3 一般地段管道施工方式断面示意图

穿越油田伴行路段采用顶管方式施工，顶管施工是在地下开挖，不用开挖地面，在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道和周围土壤的摩擦力，将管道按设计的坡度顶入土中，并将土方运走。一节管子顶入土层之后，再下第二节管子继续顶进。见图 3.3-4。

图 3.4.4 顶管施工方式断面示意图

穿越施工技术措施

1) 敷设方式

敷设方式上，为避免河流冲刷及动水浮力对管道安全的影响，本穿越管道采取全断面冲刷线下沟埋敷设的方式。

在埋深上，严格遵循 GB50423-2013《油气输送管道穿越工程设计规范》的有关要求，将管道置于河床稳定层下一定深度，确保管道安全。

2) 管沟开挖及回填

为便于施工的正常进行，建议避开雨季和冬季直接采用机械开挖。管沟可采用放坡开挖形式，考虑到安全因素，建议管沟开挖按 2 层台阶开挖，边坡坡度均按 1:1 考虑。临时弃土堆放距管沟开挖边缘应有 3m 的距离，以免由于人工堆载引起沟壁垮塌。

对于管沟开挖宽度，施工时只要在满足开挖条件、管段顺利下沟就位和偏差符合施工规范，可尽量减小底宽尺寸。

对于管沟回填，在主河槽管段就地安装或吊装或拖管就位后，用细土回填至管顶 200mm 后再散抛卵（块）石（粒径不应超过 250mm），最后利用原河床质回填，恢复原貌。

两岸管道应在设计标高基础上超挖 200mm，管道下沟后，采用细土回填至管顶 200mm 后再直接利用原河床质按施工规范回填。

(4) 管线组装

当钢制管道水平走向或高程发生变化时，在地形地物条件允许的情况下优先采用弹性敷设，若条件所限不能采取弹性敷设时，采用热煨弯管。

(5) 管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底贴紧，不允许有悬空现象。

(6) 管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后可用作场地降尘用水。

(7) 站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

(8) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.5m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工阶段工艺流程见图 3.3-5。

3.3.2 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自汽车尾气排放、施工噪声、施工人员生活污水和生活垃圾等，平整场地和堆放设备扰动地表等。

3.3.2.1 生态影响因素

本工程生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。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。

本工程站场扩建工程在现有站场西侧，新增永久占地。本工程新增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。地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，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，本工程占地面积为 50.41hm²，其中永久占地 16.05 hm²，临时占地 34.36 hm²，工程占地类型主要为草地（其他草地）、未利用地，详见表 3.3-4。

表 3.3-4 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (m ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	注采井场	102000	204000	306000	17 口新钻井
2	集注站	95000	0	0	
3	注采管线	0	551000	551000	注采管线总长度 55.1km，作业带范围按 10m 计算
4	双向输气管线	0	65000	65000	双向输气管线长度 6.5km，作业带范按 10m 计算
5	道路	58500	19500	78000	道路长度 13km，道路宽度为 4.5m，作业带范围按 6m 计算
合计		160500	343600	504100	

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本项目施工期大气污染源主要：施工开挖、填筑、混凝土拌和及车辆运输产生的粉尘与扬尘；施工焊接烟气、机械设备和车辆废气。

(1) 废气

本工程施工期钻井采用电网供电，施工期废气主要包括钻井井场、管线、道路作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

①施工扬尘

该项目施工过程中的大气污染物主要来自于施工场地的扬尘。根据相关类比监测数据，施工场地扬尘浓度平均值为 1.5~3.0mg/m³，在距离施工场地 50m 处，

施工场地产生的扬尘 $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中规定的颗粒物无组织排放监控浓度限值，项目施工过程中要定期洒水降尘，减少对外环境空气的影响。

②车辆行驶扬尘

根据有关文献，车辆行驶的动力扬尘占总扬尘的60%，车辆行驶产生的扬尘，在道路完全干燥的情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q=0.123 (V/5) (W/6.8)^{0.85} (P/0.5)^{0.75}$$

式中：Q——汽车行驶时的扬尘，kg/km 辆；

V——汽车速度，km/h；

W——汽车载重量，t；

P——道路表面粉尘量， kg/m^2 。

下表为一辆载重量约5.0t，通过1段长度为500m路面时，不同表面清洁程度不同行驶速度情况下产生的扬尘量，由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大，而在同样车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。因此，限速行驶和保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效办法。

表 3.3-5 不同车速和地面清洁程度时汽车扬尘产生量 单位：kg/km. 辆

路况 车速 (km/h)	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	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15	0.0850	0.1429	0.1937	0.2403	0.2841	0.4778
20	0.1133	0.1950	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

③焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工期间，管沟开挖施工过程中使用的大型机械由于使用柴油机等设备，将产生车辆尾气和燃烧烟气。管道工程一般分段施工，施工机械及车辆排放的废气较分散，排放量相对较少，时间较短，对区域环境空气影响较小。

本项目焊接工序随管道敷设分段进行，由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

(2) 废水污染源

本工程施工期产生的废水主要包括钻井工程废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 60~100m³，平均 90m³。本工程新钻 17 口注采井，产生的酸化压裂废水约为 1530m³。

酸化压裂废水中污染物浓度情况见表 3.4-6。

表 3.4-6 酸化压裂废水水质

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	1000~2000	160~2600	<200	0.1~0.2	0.2~0.3

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

③试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。根据类比调查，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 61.6km，试压废水约为 154m³。

试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

④生活污水

本工程新钻井 17 口，完井周期 177 天。钻井人数共 150 人，按每人每天用水量 100L 计算，则生活用水量为 2655m³，生活污水产生量按用水量的 80% 计算则总产生量为 2124m³。

管线和地面站场施工人员生活污水产生量按 80L/人·日计算，人数一般为

120人，施工期大约5个月（150天），生活污水排放量约为1440 m³。

本工程不设施工营地，施工期间产生生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存后，拉运至牙哈公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

(3) 固体废物污染源

本工程施工建设过程中产生的固体废弃物主要包括施工废料、弃土，钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废弃物、沾油的废防渗材料和生活垃圾。

① 钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（m³）

D—井眼的平均直径（m）

h—井深（m）

本工程单井钻井进尺为5230m，钻井泥浆产生量见表3.3-7。

表 3.3-7 本工程单井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m ³	钻井液体系
一开	0~800	444.5	171.04	膨润土-聚合物
二开	800~4234	333.4	353.92	聚合物/KCl-聚磺
三开	4234~4885	241.3	118.36	KCl-聚磺
四开	4885~5230	168.3	96.27	聚磺
合计			744.39	

根据以上计算可知，本工程共产生钻井泥浆 12654.59m³，其中非磺化水基泥浆为 2929.59m³，磺化水基泥浆为 9725.00m³。

② 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入泥浆不落地系统。本工程钻井岩屑可用下式计算：

$$W = 1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑排放量，m³

D——井的直径，m

h——井深，m

本工程单井钻井进尺为 5230m，产生的岩屑量见表 3.3-8。

表 3.3-8 本工程单井岩屑产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	岩屑量 m ³	钻井液体系
一开	0~800	444.5	272.98	膨润土-聚合物
二开	800~4234	333.4	659.21	聚合物/KCl-聚磺
三开	4234~4885	241.3	65.46	KCl-聚磺
四开	4885~5230	168.3	16.88	聚磺
合计			1014.53	

根据以上计算可知，排放的岩屑总量为 17246.93m³。其中非磺化水基泥浆岩屑为 4640.61m³，磺化水基泥浆岩屑为 12606.32m³。

在钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理以上岩屑储存区底部均铺设 HDPE 防渗膜。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③机械废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为 0.5t/口，本工程新钻井 17 口，废润滑油量产生量为 8.5t，可委托有资质单位进行无害化处理。按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最

小。

④沾油的废防渗材料

在钻井过程中，会产生破损的沾油废防渗布等，参照临近钻井过程中产生的废防渗布数量可知，本工程单井井场钻井期产生的废防渗布为 0.5t，本工程新钻井 17 口，产生量总计为 8.5t，可委托有资质单位进行无害化处理。

⑤施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建集输管线长度约 61.6km，产生的施工废料为 12.32t，施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后，统一拉运至牙哈固废填埋场处理。

⑥生活垃圾

钻井施工队伍按 150 人计，每人每天产生 0.5kg 生活垃圾，施工期约 177 天，则施工期间产生生活垃圾 13.3t；地面施工队伍按 120 人计，施工期约 150 天，则施工期间产生的生活垃圾 9 t。施工现场不设置施工营地，生活垃圾随车带走，现场不遗留。生活垃圾统一拉运至牙哈固废填埋场处理。

⑦土石方

本项目管线约为 61.6km，管线施工开挖宽度为 2m，深度为 1.2m。根据油田提供资料类比，本项目共开挖土方 147840m³，回填土方 147840m³，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目土石方平衡见下表 3.3-9。

表 3.3-9 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	3.624	3.624	0	0	0	—

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裕量，剩余土方用于场地平整，无弃方产生。

(4) 噪声污染源

本工程噪声主要来自施工机械及运输车辆等。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-10。

表 3.3-10 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强 (dB(A))	噪声源名称	源强 (dB(A))
钻机	110	挖掘机	85
泥浆泵	105	吊装机	85
推土机	85	混凝土搅拌机	90
电焊机	85	运输车辆	78

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.3-11。

表 3.3-11 施工期污染物排放汇总

项目	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期废气	施工扬尘	/	环境空气
		焊接烟气、车辆尾气	/	
废水	管道试压水	SS	154m ³	试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘。
	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	3654m ³	不设置施工营地，生活污水依托牙哈公寓现有生活污水处理设施处理
	酸化压裂废水		1530 m ³	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置。
固体废物	钻井	泥浆	12654.59t	综合利用
		岩屑	17246.93t	妥善处置
		废润滑油	8.5t	可委托有资质单位进行无害化处理
		沾油的废防渗材料	8.5t	可委托有资质单位进行无害化处理
	施工废料	施工废料	12.32t	统一收集后，委托库车城乡建设投资（集团）有限公司定期清理并处置
	生活垃圾	/	22.3t	生活垃圾随车带走，现场不遗留，委托库车城乡建设投资（集团）有限公司定期清理并处置。
噪声	施工机械	/	78-110	声环境

3.3.3 运营期环境影响因素分析

由于地下储气库的主要作用是季节性调峰，运行中有注气、采气两种不同的工况，在不同工况下的运行工艺是不同的，从而导致污染物排放情况不同，因此本次评价按注气阶段和采气阶段两方面进行分析。

3.3.3.1 注气阶段

(1) 废气

注气期废气主要为无组织排放的烃类。

本工程从输气到注采全部都是在密闭系统中进行的，正常情况下是不向大气环境排放污染物质的，但由于井场注采管道、阀门及管道接头处不可避免会有一些量的天然气以无组织的形式进入大气环境。

本工程无组织挥发废气参考采用《污染源核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备与管线组件密封点泄露的公式进行核算。

其计算公式如下：

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

$D_{\text{设备}}$ —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；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

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

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

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

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，取 5040h。

根据上述公式计算注气过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-12。

表 3.3-12 注气期 VOCs 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (kg/a)
17 座注采井场	阀门	0.064	180	174.17
	法兰	0.085	180	231.3
集注站	注气增压装置	压缩机	2	2.2
		其他	2	2.2
合计				409.87

由上述公式核算结果可知，本工程无组织 VOCs 的产生量约为 0.410t/a。

(2) 废水

本工程注气阶段无废水产生。

(3) 噪声

地下储气库在注气阶段噪声源主要是集注站的过滤分离器、注气压缩机。站场主要发声设备见表 3.3-13。

表 3.3-13 注气期主要发声设备及声源值

序号	设备名称	声源值 dB (A)	数量 (台)	降噪措施	降噪后声源值 dB (A)
1	过滤分离器	85	1	基础减振,安装隔振垫,隔声效果不低于 25dB (A)	60

2	压缩机	95	2	安装于隔声降噪的压缩机厂房内, 墙壁隔声达到25dB (A)以上	70
---	-----	----	---	----------------------------------	----

(4) 固体废物

注气期产生的固体废物主要为旋流除尘器收集的粉尘, 注气增压装置分离器产生的含油废滤芯, 压缩机组检修时产生的废润滑油。

①旋流除尘器收集的粉尘

粉尘来自于旋流除尘器, 主要成份为粉尘, 属于一般工业固体废物。根据其 他储气库气站运行经验, 旋流除尘器收集的粉尘约 3kg/a, 统一收集后运至牙哈 固废填埋场填埋。

②含油废滤芯

含油废滤芯来自于注气增压装置分离器。根据《国家危险废物名录》(2021 年版), 含油废滤芯属于危险废物, 危险废物类别为 HW49 其他废物, 含有或 沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质, 代码为 (900-041-49), 废含油废滤芯产生量约 0.5t/a, 交具有相关危险废物资质的单 位处置。

③废润滑油

废机油来自于压缩机更换维修过程产生的废润滑油。根据《国家危险废物名 录》(2021 年版), 废机油属于危险废物, 危险废物类别为 HW08, 废矿物油 与含矿物油废物, 产生过程为车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机 油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等, 代码为 (900-214-08), 根据调查, 压缩机组每年检修两次, 本工程废润滑油产生量约 0.3t/a, 交具有相关危险废物 资质的单位处置。

3.3.3.2 采气阶段

(1) 废气

采气期废气主要为无组织排放的甲醇、非甲烷总烃。

①无组织挥发废气

本工程从输气到注采全部都是在密闭系统中进行的, 正常情况下是不向大气 环境排放污染物质的, 但由于井场、站场阀门及管道接头处不可避免会有一些 的天然气以无组织的形式进入大气环境。

本工程无组织挥发废气参考采用《污染源核算技术指南 石油炼制工业》

(HJ982-2018) 中设备与管线组件密封点泄露的公式进行核算。

其计算公式如下：

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

$D_{\text{设备}}$ —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；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{\text{TOC},i}$ —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；

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

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

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，取 2880h。

根据上述公式计算注气过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-14、3.3-15。

表 3.3-14 采气期 VOCs 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型			排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (kg/a)
17 座注采井场	井场	阀门	0.064	180	99.54
		法兰	0.085	180	132.19
集注站	采气增压装置	压缩机	0.073	2	1.26
		其他	0.073	2	1.26
	各个装置	阀门	0.064	1791	990.35
双向输气管道	4#阀室	阀门	0.064	52	28.75
		法兰	0.085	21	15.42
合计					1268.77

表 3.3-15 采气期甲醇排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型			排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (kg/a)
17 座注采井场	甲醇加注撬	泵	0.074	17	10.86
合计					10.86

由上述公式核算结果可知，本工程无组织 VOCs 的产生量约为 1.28t/a，甲醇的产生量为 0.011t/a。

2. 废水

本工程采气期内，废水主要为集注站产生的采气废水。

采气废水产生量随采气量变化而变化。根据开发方案预测指标产水量最高 $9.35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程最大产水量为 $289.09 \text{m}^3/\text{d}$ 。

采气废水可利用现有牙哈凝析气田采出水处理装置，其工艺技术为“混凝沉降+压力过滤”，最终采气废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，不向外环境排放。

3. 噪声

采气阶段噪声源主要是集配分离装置生产分离器、烃水露点控制装置、乙二醇再生系统等。另外，事故状态下火炬放空也是较大噪声源。

站场采气期主要发声设备见表 3.3-16。

表 3.3-16 采气期主要发声设备及声源值

序号	设备名称		声源值 dB (A)	数量 (台)	降噪措施	降噪后声源值 dB (A)
1	集配分离装置	生产分离器	75	2	基础减振,安装隔振垫,隔声效果不低于 25dB (A)	50
2	烃水露点控制装置	分离器	75	3	基础减振,安装隔振垫,隔声效果不低于 25dB (A)	50
3	乙二醇再生系统	泵	80	6	基础减振	60
4		空冷器	90	2	基础减振,安装隔振垫,隔声效果不低于 25dB (A)	65
5		过滤器	85	1	基础减振,安装隔振垫,隔声效果不低于 25dB (A)	60
6	火炬放空	火炬	110	1	偶发	110

4. 固体废物

采气期产生的固体废物为清管废渣，乙二醇再生系统产生的废活性炭和生活垃圾。

①清管废渣

本工程输气管线每年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg ，本工程新建管线共计 61.6km ，每次废渣量约 70.84kg ，清管废渣中含有少量管道中的油，根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名

录》（2021年1月1日），清管废渣属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-001-08，石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，危险特性为 T，I”。送有资质单位进行无害化处置。

② 乙二醇再生系统产生的废活性炭

本工程乙二醇再生系统需设置活性炭过滤器 2 套，活性炭的吸附率一般在 0.1-0.3kg/kg，本评价取 0.2kg/kg，每年更换一次，过滤乙二醇有机物为 3.5t/a，则产生的活性炭（包括有机物）约为 0.7t/a。根据环境保护部令第 15 号《国家危险废物名录》（2021年1月1日），废活性炭属于“HW49 其他废物，废物代码 900-039-49，烟气、VOCs 治理过程（不包括餐饮行业油烟治理过程）产生的废活性炭，危险特性为 T”。送具有危废处理资质的单位进行无害化处置。

③ 生活垃圾

本工程新增劳动定员 22 人，按照每日人均 0.5kg 估算，每天产生 11kg，年产生量约为 3.63t/a，集中收集后送牙哈固废填埋场埋场。

3.4 清洁生产

清洁生产就是将整体预防的环境战略持续应用于生产过程、产品和服务中，以增加生态效率和减少人类及环境的风险。即指不断改进设计，使用清洁的能源、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产(污染预防)已被证明是优于污染末端控制且需优先考虑的一种环境保护战略。采用清洁生产工艺，可减轻建设项目的末端处理负担、提高建设项目的环境可靠性、提高建设项目的市场竞争力并降低建设项目的环境责任风险。

3.4.1 生产工艺与装备水平

(1) 运行期在井场，加强气井井口的密闭集输，减少井口天然气的无组织挥发，在站场，控制分离器压力，减少放空，并对设备的选型设计充分考虑其承压能力。

(2) 由于气库在采气井口及进站阀组的切换阀采用开关无磨损的轨道球阀，该阀采用硬密封，耐冲蚀，能达到零泄漏，避免天然气挥发。

(3) 天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程，可提高天然气输送量，降低天然气损耗，从而节约能源，降低对大气环境的污染。

(4) 在天然气可能发生泄漏危险事故的地点设置可燃气体浓度报警器。

(5) 根据储气库特点，本工程采用 SCADA 系统集中管理，并设置小型 PLC 控制系统，除完成各生产装置生产数据的采集、储存、处理外，还可发出控制指令，实施相关站场和线路截断阀的紧急关断，自动检测可燃气体 CH_4 ，最大限度地减少由于事故造成的大气污染物的排放。

(6) 本工程选用高质量节流阀，减小站内管道流速，选用高质量低分贝的机泵，将噪声较大的发电机等布置在有隔声设施的房间内。

以上措施，从生产工艺技术和设备选型上充分体现了清洁生产的原则。

3.4.2 资源和能源利用

集注站尽可能选用节能型（国家推广产品）、标准型的专用设备，所有设备均指定专人负责保养，并定期进行检修，以保证设备运行正常，保持设备状态良好，杜绝设备空转现象。注重运用科技，推广科技成果。积极采用各种有利于节能的新技术、新产品、新材料和新工艺，使生产与科研密切结合，以提高工作效率、降低生产成本。

3.4.3 废物的回收利用

钻井过程中的泥浆循环使用：进入钻柱的泥浆由钻柱外环形空间上返到井口后首先经振动筛清除掉大尺寸的砂粒，然后通过泥浆模进入泥浆循环系统，再由钻井泥浆泵经泥浆管线将泥浆打入套管内循环使用。

本工程钻井过程泥浆循环利用率达到 90% 以上。

3.4.4 节能措施

(1) 合理优化工艺流程，充分利用地层能量、热量和冷量，采用高效的冷换设备、分离器等。

(2) 采用先进的自控手段和安全措施，减少天然气放空损失。

(3) 根据露点控制装置冬季运行的特点，集注站冷却系统采用干式空冷，可达到节水节能的效果。

(4) 总体布局合理紧凑，流程顺畅，工艺管线短，有利于减少动力消

耗、降低能耗。

(5) 低压器采用电容无功补偿，降低无功损耗，变压器采用低损耗节能型变压器。

3.4.5 污染防治措施

本工程各站场使用清洁的天然气做能源，产生的大气污染物很少。产生的生产废水，经处理后全部回注，不外排。产生的固废合理处置。

以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.4.6 完善的环境管理制度

在储气库建设和生产过程中，积极推行QHSE管理体系，对全体员工进行相应的QHSE培训，使公司的员工自觉遵守QHSE管理体系以保护其人身安全和周围环境，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范气田开发建设行为，对钻井生产、井下作业、施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使钻井队、作业队伍实施清洁生产有法可依、有章可循，规范了企业及职工的生产行为。推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治、清洁生产工作。

3.4.7 清洁生产结论

综上所述，本工程使用的技术符合国家关于清洁生产的政策、法规，在工艺选择、设备选型及资源消耗等方面均比较先进，资源能源利用、废物回收利用、污染防治、生态保护等方面均达到国内先进水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

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

本工程运营期主要废气污染物为油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

本工程生产过程中不产生废水。

由上可知，建议考核指标：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为1.68t/a。

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

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与《产业结构调整指导目录》（2019年本）符合性分析

本工程为储气库建设项目，根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，项目属于“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”类别中的第3条“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，属于鼓励类项目。因此，本工程属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策。

3.6.2 与《印发〈关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见〉的通知》（发改能源规〔2018〕637号）相符性分析

文件中指出：加强储气和调峰能力建设，是推进天然气产供储销体系建设的重要组成部分。天然气作为优质高效、绿色清洁的低碳能源，未来较长时间消费仍将保持较快增长。尽快形成与我国消费需求相适应的储气能力，并形成完善的调峰和应急机制，是保障天然气稳定供应，提高天然气在一次能源消费中的比重，推进我国能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效能源体系的必然要求。

各企业要切实落实国家天然气发展专项规划等对地下储气库工作气量的约

束性指标要求。加快全国地下储气库的库址筛选和评估论证，创新工作机制，鼓励各类投资主体参与地下储气库建设运营。

本工程计划开展塔里木油田牙哈储气库建设工程，落实了文件要求，因此本工程的建设符合《印发〈关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见〉的通知》要求。

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

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》所称煤炭、石油、天然气开发，包括煤炭、石油、天然气的勘探、开采、储存、运输。本工程为地下储气库，本条例要求也适用于本工程建设内容。

第八条 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。

第九条 新建、改建、扩建煤炭、石油、天然气开发项目，开发单位应当进行环境影响评价，编制环境影响评价文件，报环境保护主管部门审批。环境影响评价文件未经批准，发展和改革、国土资源等有关部门不予办理相关手续，开发单位不得开工建设。

煤炭、石油、天然气开发项目建设过程中，开发单位应当同时实施环境影响评价文件及其审批部门审批意见中提出的环境保护对策措施；在项目建设、运行过程中产生不符合经审批的环境影响评价文件的情形的，开发单位应当组织环境影响的后评价，并采取改进措施。

第十条 煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

第十一条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。

第十二条 煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。

第十五条 煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。

第十六条 煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。

第二十三条 石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。

第二十四条 石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。

对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。

对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。

第二十五条 石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。

第二十六条 运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。

第二十七条 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。

煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

第二十九条 煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。

第三十条 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测，采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害。

第三十一条 煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：

(一) 建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；

- (二) 震裂、压占等造成土地破坏的；
- (三) 占用土地作为临时道路的；
- (四) 油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。

第三十二条 煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。

第三十三条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市牙哈凝析油气田作业区，项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于塔里木河国家级水土流失重点预防区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。要求在开发范围内因地制宜植树种草等措施，保护和改善生态环境。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

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

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）符合性分析见表 3.6-1。

表 3.6-1 与“环办环评函[2019]910号”符合性

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	各有关单位编制油气发展规划等总体规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》，已于 2022 年 4 月中旬上报审批部门，本工程在天然气储气库部署范围内。	符合

2	<p>油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性不良影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。</p>	<p>《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已经就规划实施的累积性、长期性不良影响进行分析，提出了预防和减轻不良环境影响的对策措施。</p>	符合
3	<p>规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护区、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。</p>	<p>《塔里木油田分公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》已结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，明确了预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实了“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求。</p>	符合
4	<p>油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。</p>	<p>本工程为储气库项目，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性。</p>	符合
5	<p>涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。</p>	<p>本项目已要求回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。</p>	符合
6	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻</p>	<p>钻井工程废弃钻屑及其他固体废物，遵</p>	符合

	屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家及地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	循减量化、资源化、无害化原则，按照国家及地方有关固体废物的管理规定进行处置；运营期产生的危废，委托有具有危废处理资质的单位进行无害化处理。	
7	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本工程最大限度的减少了烃类无组织挥发。	符合
8	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
9	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本工程针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施。	符合
10	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	本工程建成后归属迪那油气开发部管辖，迪那油气开发部具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资。	符合
11	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	工程建成后归属迪那油气开发部管辖，迪那油气开发部具备完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，项目正式开工后，要求企业每年向具有管辖权的生	符合

	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。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管	
12	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。海洋油气勘探开发活动终止后，相关设施需要在海上弃置的，应当拆除可能造成海洋环境污染损害或者影响海洋资源开发利用的部分，并参照有关海洋倾倒废弃物管理的规定进行。拆除时，应当编制拆除环境保护方案，采取必要的措施，防止对海洋环境造成污染和损害。	已提出工程设施闭井后须采取有效的生态环境保护措施。	符合
13	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公开和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.6.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建筑施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

本工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后，拉运至牙哈固废填埋场处置。工程施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.6 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划》中提到：“严控“两高”行业新增产能。根据全区和各城市功能定位，严格执行国家产业准入政策。推进挥发性有机物污染治理。在煤化工、石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等重点行业开展挥发性有机物综合治理，在煤化工、石化行业开展“泄漏检测与修复”技术改造。强化节能环保指标约束。提高节能环保准入门槛，健全重点行业准入条件，公布符合准入条件的企业名单并实施动态管理。严格实施污染物排放总量控制，将二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机物排放是否符合总量控制要求作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。”

本工程不属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中“鼓励类、限制类和淘汰类”，视为“鼓励类”，符合国家产业政策要求。项目满足《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》和园区规划及规划环评的有关要求。本工程对二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机物排放总量都进行了核算。符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划》相应的环保要求。

3.6.7 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》中提到：“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备。对于含高浓度 VOCs 的废气，宜优先采用冷凝回收、吸附回收技术进行回收利用，并辅助以其他治理技术实现达标排放。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”

本工程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，环评建议企业定期开展“设备泄漏检测及修复”工作（LDAR 工作），定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；采用密闭性高的阀门及管件，同时建立有 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐。符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相关要求。

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木区域的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2021-2025 年）

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘查开发区域布局划分为环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金十个勘查开发区。环塔里木能源资源勘查开发区：行政区主要包括巴音郭楞蒙古自治州、阿克苏地区、克孜勒苏柯尔克孜自治州、喀什地区、和田地区的山前地区及沙漠腹地。

本工程属于油气开发项目，属于环塔里木能源勘查开发区，本工程符合新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划要求。

3.7.3 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济

基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本项目属于石油开采项目，行政区隶属新疆库车市管辖，属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

“十四五”时期是开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，是贯彻落实新时代党的治疆方略的关键五年。新疆生态环境保护“十四五”规划从“准确识变，科学把握新发展阶段”、“坚持创新引领，推动绿色低碳发展”、“应对气候变化，控制温室气体排放”、“加强协同控制，改善大气环境”、“强化‘三水’统筹，提升水生态环境”、“加强源头防控，保障土壤环境安全”、“推进农业绿色生产，改善农村生态环境”、“坚持系统保护，维护生态安全”、“强化风险防控，严守生态环境底线”、“加强安全监管，确保核与辐射安全”、“加强能力建设，提升环境监管水平”、“深化改革创新，建设现代环境治理体系”、“规划实施保障措施”等几个方面对新时期区域生态环境保护工作提出了新思想、新原则、新目标。规划要求在“十四五”时期，生产生活方式绿色转型成效显著，国土空间开发保护格局得到优化，能源开发利用效率大幅提升，能耗和水资源消耗、建设用地、碳排放强度得到有效控制，简约适度、绿色低碳的生活方式加快形成；生态环境质量持续改善，主要污染物排放总量持续减少，空气质量稳步改善，重污染天气明显减少，水环境质量保持总体优良，水资源合理开发利用，巩固城市黑臭水体治理成效，城乡人居环境明显改善；生态系统质量稳步提升。生态安全屏障更加牢固，生物多样性得到有效保护，生物安全管理水平显著提高，生态系统服务功能不断增强；环境安全得到有效保障，土壤污染风险管控和安全利用水平巩固提升，固体废物与化

学物质环境风险防控能力明显增强，核安全监管持续加强，环境风险得到有效管控；现代环境治理体系进一步健全，生态文明制度改革深入推进，生态环境治理能力突出短板加快补齐，生态环境治理效能得到新提升。

其中，规划提出要坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合，坚持淘汰落后与鼓励先进相结合，支持产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进，坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展，引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变，加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量；适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化；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。

本工程的建设严格执行新要求、新标准，同时塔里木油田分公司不断优化调整开采工艺，推动油田产能开发过程中节能环保的发展，使企业向绿色生产、清洁生产转变。产能井场建有 RTU 一体化系统，信息上传至联合站，井场基本实现了无人值守。本工程在建成运营过程中，实施全流程密闭集输，严格控制 VOCs 等污染物的无组织挥发；钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后综合利用，危险废物严格按照《危险废物转移管理办法》（部令 2021 第 23 号），实施危险废物转移管理制度，同时按照新发布实施的《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）文件进行管理和要求。

综上，本工程的建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

3.8 选线合理性分析

本工程建设内容为地面工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

(1) 站场选址合理性分析

本工程需要对牙哈集注站进行扩建。根据现状用地情况，在站内进行设备扩建，无需新增占地，选址合理。站址周围无地表水系，无不良地质现象。

(2) 管线选线合理性分析

①注采管线

根据储气库内部站场及管网布局方案，结合现场踏勘调查，考虑到每座井场的位置、现场已建电力线、单井线、水塘、道路及房屋分布等因素，为减少占地同时尽量取直敷设，各注采管道走向描述如下：

1) YC-H1~2、YC-H4、YC-H14~17 井的采气管道与注气管道

采气管道与注气管道同沟敷设，敷设至 YC-1#阀组，YC-1#阀组与 YC-H3 井合建。

2) YC-H5~6、YC-H8~13 井的采气管道与注气管道

采气管道与注气管道同沟敷设，敷设至 YC-2#阀组，YC-2#阀组与 YC-H7 井合建。

3) YC-1#阀组采气干线与注气干线

采气干线与注气干线同沟敷设，向东北敷设至牙哈集注站，长度 4.5km。

4) YC-2#阀组采气干线与注气干线

采气干线与注气干线同沟敷设，向东北敷设至牙哈集注站，长度 1.0km。

本工程新建注采管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积。

②外输管线

本工程取气管道线路起点为克轮复线 4#阀室，终点为牙哈集注站。线路沿途为农田，属一级地区。线路可基本取直，无大型穿跨越，无路由比选方案。

管道路由：起自克轮复线 4#阀室，向东北敷设穿越克轮伴行路，沿已建管线和道路敷设，至牙哈集中处理站前向北穿越油田公路后向东敷设至牙哈集注

站。与已建取气和外输管道并行间距大于 10m，局部最小较近不小于 6m。

图 3.8-1 线路走向图

本项目新建外输管线 1 条，施工过程中严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围。项目新建管线 6.5km，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，工程选址选线基本合理。

3.9“三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目各类工程均不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。

(2) 环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，土壤环境质量执行《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）中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本报告对建设项目采取的“三废”污染防治措施进行具体阐述，分析稳定达标排放可行性(具体见第 6 章节)。通过对本项目排放污染物的环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境影响预测(具体见第 5 章节)，在采取适宜污染防治措施后，能够维持区域环境质量现状，符合各要素环境功能区要求。在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会

对环境质量底线产生冲击。

(3) 资源利用上线

本工程为天然气储气库项目，原辅材料及能源消耗合理分配，不涉及资源利用上线。

(4) 生态环境准入清单

本工程为储气库建设项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，项目属于“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”类别中的第 3 条“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，属于鼓励类项目。

根据《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改〔2020〕1880 号)、《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)的通知》(新发改规划〔2017〕89 号)和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)的通知》(新发改规划〔2017〕1796 号)文规定，本项目所在行政区库车市未列入该清单。

新疆维吾尔自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、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。重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。

《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(阿行署发〔2021〕81 号)，本项目位于库车市一般管控单元(环境管控单元编码

ZH65290230001)。具体管控要求符合性能分析见表 3.9-1。

本工程严格按照以上管控要求执行，且实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对项目区周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

图 3.9-1 本工程与生态保护红线的位置关系图

表 3.9-1 生态环境分区管控方案符合性分析

序号	管控要求	本项目	是否相符
1	空间布局约束 1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本项目不占用基本农田；在油气田开采过程中进行生态修复措施。	符合
2	污染物排放管控 1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目工程内容不涉及。	符合
3	环境风险防控 1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。	本项目制定了土壤监督性监测，企业定期安排巡井工作，对站场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。	符合
4	资源利用效率 1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤	本工程运营期不产生废水。	符合

序号	管控要求	本项目	是否相符
	废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。		

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

库车市位于天山中部南麓,塔里木盆地北缘,地理位置为北纬 $40^{\circ} 46'$ ~ $42^{\circ} 35'$ 、东经 $82^{\circ} 35'$ ~ $84^{\circ} 17'$ 之间,东与巴音郭楞蒙古自治州的轮台县为邻,东南与尉犁县相接,南靠塔克拉玛干沙漠,西南与沙雅县相连,西以渭干河为界与阿克苏地区的新和县隔河相望,西北与拜城县接壤,北部与巴音郭楞蒙古自治州和静县毗连,属阿克苏地区东端。县境南北长 193km,东西宽 164km,全县面积 1.52 万 km^2 ,西距行署驻地阿克苏市直线距离 227.5km,公路里程 257km。

牙哈凝析气田位于库车市东部,北为天山让脉,南临塔克拉玛干沙漠,东距轮台县城约 63km,距塔指大涝坝基地约 25km,西距库车市城区约 45km。本工程工程区地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位,呈东西走向,在乌(乌鲁木齐)喀(什)公路(314 道)以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层,却勒塔克背斜(低山)和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地,东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层,均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部,其北侧即为沿山前砾质平原隆起,东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉,东西走向,海拔 1400~4550m,后山呈高山地貌,海拔 4000m 以上为积雪带,为库车平原提供着水源;前山区海拔在 1400~2500m 之间,为风化作用强烈的低山带;低山带前局部有剥蚀残丘,海拔高程在 1300m 左右;低山带以南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔小于 1200m。平均坡降 0.8%,自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原

和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。

牙哈凝析气田位于洪冲积平原带，地势平坦，略有起伏，地表海拔 967~1003m，西部稍高，东部略低，坡度较小。

图 4.1-1 本项目地理位置图

4.1.3 水文地质

(1) 区域地质构造控水作用

① 塔里木盆地构造控水条件

塔里木盆地是发育在地台上的一个大型断陷盆地，是一个复杂的叠合式复合盆地，具有多旋回的发展历史。新构造作用使地台缓慢抬升，以基底的拗陷、隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

② 第四系松散地层赋水介质分布

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压(自流)水。

(2) 区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河、阿克苏河及其它河流出山口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出山口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南(或西南)向北(或东北)径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~

20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠中。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流(盆地西南缘为由西南向东北径流)至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。

4.1.4 气候、气象

工程所在地库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干燥，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风力活动频繁。根据库车市气象站近 30 年的气候资料统计，结果见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市气象资料

气象要素	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均值
气压 (hPa)	901.7	898.5	895.4	892.9	891.1	888.1	886.7	888.9	893.9	898.8	902.2	903.3	893.3
气温 (°C)	-7.1	-1.4	6.9	15.2	20.3	23.5	25.3	24.2	19.4	11.5	2.8	-5	11.4
空气湿度 (%)	64	52	40	31	34	39	41	43	45	48	55	66	47
风速 (m/s)	1.4	1.8	2.2	2.6	2.5	2.5	2.5	2.2	2.0	1.7	1.4	1.2	2.0
降水 (mm)	1.8	2.9	3.4	2.7	8.7	18.1	12.9	11.6	7.0	3.2	1.1	1.2	74.5
最大风速 (m/s) / 风向	7.7	10.5	20.0	20.0	27.0	18.0	18.0	15.0	18.0	16.3	17.5	9.0	27.0
最多风向	E	ENE	NNW	NNW	NNW	WSW	WNW	NNW	NW	N	NNW	N	NNW
频 (%)	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	19	21	15	15	16	14	14	16	18	19	14	13	16
蒸发量 (mm)	25.0	53.8	149.9	264.2	337.0	359.0	370.4	319.5	229.2	143.7	61.9	24.0	2337.6

(1) 日照与气温：每年日照时间 2947h，日照百分率 67%，7 月份最长，日平均 9.1h，12 月份最短，日平均 6.1h。年平均气温 11.4°C，年极端最高气温 41.5°C，极端最低气温 -27.4°C，平均日较差 11.9°C。

(2) 降水与蒸发：年平均降水量 74.5mm，多集中每年 6-8 月份(夏季)。小时最大降水量 30.3mm(1960 年 6 月 4 日)，年最小降水量为 33.6mm，最长无水期 153 天。年平均蒸发量可达 2337.6mm。

(3) 地温与冻土：地表下深度 40cm 的地温变化与气温变化同步，大于 40cm 时，随着深度的增加，温度的滞后性越大，高低温均滞后于气温。地表极端最高地温为 69°C，极端最低地温 -33°C。

(4) 湿度：年平均相对湿度 47%，12 月份相对湿度 66%，3-10 月份相对湿

度 50% 以下。

(5) 风速风向：年平均大风日（瞬间风速 $\geq 17\text{m/s}$ ）18 天，多出现在 4-6 月，占全年大风日 85%，风后浮尘有时持续数日，平均风力 9-10 级，历史瞬间最大风速 40m/s。历年最多风向为 N（北风），频率 16%，其中静风为 14%，SW（西南风）和 NNW（北北西风）各为 9%，E（东风）为 7%，年平均风速为 2.0m/s。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 区域生态功能区划

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。工程所在生态功能区的主要生态服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，保护目标为“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”，发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”，具体见表 4.2-1。生态功能区划见图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区
主要生态服务功能	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	
主要生态环境问题	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	
主要保护目标	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	
主要保护措施	节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	
适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	

本工程为牙哈凝析气田地下气库建设工程，其功能定位为南疆五地州和西气东输管网的季节调峰、事故应急供气、战略应急供气，与该区域主要生态服务功能及发展方向一致。

4.2.2 生态系统结构和特征

本工程位于牙哈凝析气田，区域地貌为库车河流域山前冲洪积平原，地表平坦开阔，区域生态类型属于荒漠生态系统和农田生态系统的复合生态类型，结构

简单，农田和荒漠镶嵌分布。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统，系统由灌木、半灌木、小半灌木构成初级生产力。土壤主要为盐土和棕漠土，属于典型的盐生荒漠。本工程荒漠生态系统与农田生态系统交错，与自然及人工植被相嵌分布。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的农田区域周边，与人工植被相嵌分布。所以在防止农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面有一定作用。

农田生态系统作物主要是人工栽培的棉花，居民点分布于农田区域平坦地带及周边区域，形状和内部结构比较规则。

图 4.2-1 生态功能区划

4.2.3 土地利用现状

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与工程范围进行叠加，以确定工程区的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

工程所在区域土地利用现状见图 4.2-2。

4.2.4 土壤类型

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图及现场踏勘结果，本工程所在区域土壤类型主要为漠境盐土。

漠境盐土，是漠境地区由于气候干旱，淋洗微弱而形成的积盐土壤。其特点是盐分在剖面不同深度累积，漠境盐土亚类主要分布于洪积扇前部，是山洪将含盐风化物 and 地层中的盐分与洪积物一起带至洪积扇上沉积，随物质沉积与水分蒸发，而使土壤表层与心土层盐分累积而形成盐土。漠境盐土分布地区气候异常干旱，少雨多风蒸发强烈。山地母岩和成土母质含有大量的可溶性盐，并有几乎纯质的盐分结晶，这些盐类无法被雨水淋洗，往往溶解于天山雪水或山洪中，使流经盐岩的径河和河水矿化度增高，径流流至平原地区，流速减缓，受强烈干燥气候蒸发的影响，大量盐分富积地表。但也有部分径流补充入地下水，因而在高矿化度地下水的影响下，土壤大量积盐，全剖面可见白色的盐结晶，往往形成盐壳、盐盘或盐晶簇。漠境盐土的盐分组成比较复杂，既有以中性盐为主形成的氯化物、硫酸盐氯化物、氯化物硫酸盐、硫酸盐盐土；也有受当地植被影响而形成的硝酸盐盐土。漠境盐土除含大量的可溶性盐外，还含有大量的碱土金属碳酸盐和石膏。漠境盐土由于所处干旱的环境，加之本身含有大量的盐分，因此大面积的开垦农用存在极大困难，应尽可能保持现有植

图 4.2-2 土地利用现状图

被，骆驼刺等盐生植物，作为放牧用地，但也应加强管理。

工程区土壤类型具体见图 4.2-3。

4.2.5 植被

本工程所在区域植被类型在分区上属于塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠省、阿克苏-库尔勒州。工程区分布的植被主要有盐穗木、骆驼刺等。植被类型见图 4.2-4。

4.2.6 动物

本工程所在区域按中国动物地理区划划分，属于蒙新区西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中游区。评价区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘。气候极端干燥，地处荒漠，生境简单。

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，本工程区域内主要栖息分布着一些耐旱型野生动物，如子午沙鼠、密点麻蜥和沙百灵等，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。

4.2.7 水土流失现状

水土流失是新疆维吾尔自治区重大的生态环境问题，水土流失导致水土资源破坏、生态环境恶化、自然灾害加剧，威胁生态安全、防洪安全、饮水安全，是自治区经济社会可持续发展的较突出的制约性因素。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区(新甘蒙高原盆地区)一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水區、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。本工程所在的库车市属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区(II-4-1nh)。该区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木

河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

根据新水水保[2019]4号，新疆维吾尔自治区共划分了2个自治区级水土流失重点预防区，4个自治区级水土流失重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。本工程所在的库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区。该区域应注重保护现有植被，重点推进重点推进煤矿行业、石油天然气行业、城区建设水土流失综合治理工作。

本工程所在的塔里木盆地北部区水土流失类型以风力侵蚀为主，该区南部毗邻塔克拉玛干沙漠北缘，受风沙危害大，风蚀强烈，天山南坡夏季常发生阵发性降雨和暴雨，加之中低山带山体破碎，地表多为第四纪松散堆积物，植被稀少，暴雨形成的水蚀侵蚀作用强烈，面蚀、沟蚀十分发育。根据新疆维吾尔自治区2020年水土保持公报，库车市轻度侵蚀面积为3437.65km²，占总侵蚀面积的94.19%，中度侵蚀面积为173.16km²，占4.74%，强烈侵蚀面积为33.95km²，占0.93%，极强烈侵蚀面积为5.18km²，占0.14%；从土地利用分布上看，水土流失主要发生在其他土地和草地。

4.2.8 生态环境现状小结

根据现场和资料收集，本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。工程所在区域生态类型属于荒漠生态系统和农田生态系统的复合生态类型，根据《新疆生态功能区划》，工程区处于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，区域主要植被有盐穗木、骆驼刺等，动物主要为子午沙鼠、密点麻蜥和沙百灵等耐旱型野生动物。

工程区所在的库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区，水土流失类型以风力侵蚀为主。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处阿克苏地区库车市，根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均	28	40	70	达标
CO	第95百分位数日平均	1000	4000	25	达标
O ₃	第90百分位数日平均	90	160	56.3	达标
PM _{2.5}	年平均	60	35	171.4	超标
PM ₁₀	年平均	198	70	282.9	超标

注：监测数值中PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂这四项为浓度均值，CO为24小时平均浓度第95百分位数，O₃为日最大8小时平均浓度第90百分位数；二级标准值中PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂这四项为年均值，CO为24小时平均值，O₃为日最大8小时平均值。

由上表可知：2020年项目所在地阿克苏地区SO₂、NO₂年平均浓度及CO、O₃日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本工程所在区域环境空气为不达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 监测点位

本次环评委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)在项目实施区域内布设6个监测点，对特征污染物非甲烷总烃和硫化氢进行监测。

监测点位基本信息见表4.3-2和图4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息 单位：mg/m³

编号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时间	监测时段	相对本工程方位及距离
		经度	纬度				
G1	牙哈集中处			硫化	2022.2.7	隔2h	位于本

	理站上风向			氢、非 甲烷 总烃	~2022.2. 13	采样 1 次, 采 样 4 次, 取 其最大 测定 值。	工程评 价范围 内
G2	YC-H12 下风 向						
G3	YC-H17 上风 向						
G4	YC-H10 下风 向						
G5	YC-H15 上风 向						
G6	YC-H2 下风 向						

(2) 监测因子

监测项目：硫化氢、非甲烷总烃。

(3) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2.0mg/m³，硫化氢执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

(4) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

(5) 监测结果统计

硫化氢、非甲烷总烃监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 硫化氢、非甲烷总烃监测结果统计一览表 单位：mg/m³

编号	监测点	指标	监测因子	
			H ₂ S	非甲烷总烃
G1	牙哈集中处理站上风向	最大浓度(mg/m ³)	<1.0×10 ⁻³	0.78
G2	YC-H12 下风向		<1.0×10 ⁻³	0.81
G3	YC-H17 上风向		<1.0×10 ⁻³	0.70
G4	YC-H10 下风向		<1.0×10 ⁻³	0.74
G5	YC-H15 上风向		<1.0×10 ⁻³	0.78
G6	YC-H2 下风向		<1.0×10 ⁻³	0.70
评价标准(mg/ m ³)			.01	2.00
最大占标率 (%)			0	40.5%
超标率(%)			0%	0%
达标情况			达标	达标

从上表看出，项目所在区域非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解 2.0mg/m³，硫化氢满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的浓度限值（0.01mg/m³）要求。

4.4 地表水环境现状调查与分析

本工程周边 5km 范围内无天然地表水体，项目施工期少量试压废水用于降尘，不外排；运营期不产生废水。因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价。

4.5 地下水环境现状调查与评价

(1) 监测点位

本次委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对工程所在区域地下水水质进行了监测。

监测点位信息见表 4.5-1，监测点位置见图 4.3-1。

表 4.5-1 地下水环境监测点位信息

序号	监测点名称	地理坐标	与本工程位置关系	监测日期	井深 (m)	水位 (m)
1	喀让古二村水井		工程区	2022.2.8	180	80
2	艾日克博依村水井		工程区西侧约 10.1km		180	80
3	塔格玛克村水井		工程区西侧约 11.9km		180	80
4	农田机井 1#		工程区南侧约 1.5km		200	90
5	农田机井 2#		工程区南侧约 8km		200	90

(2) 监测项目

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、色度、嗅和味、浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、苯、甲苯、石油类，共 41 项。

(3) 监测时间及频率

采样时间为 2022 年 2 月 8 日，各点位采样 1 次。

(4) 监测分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监

测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。各地下水监测因子分析及检出浓度等情况见监测报告。

（5）评价方法

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

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

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

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH ——pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

（6）评价标准

地下水环境质量现状评价按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准进行评价，其中该标准中未列明的石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准进行评价。

（7）监测及评价结果

地下水环境质量现状监测及评价结果详见表 4.5-5。

根据评价结果可知，石油类未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准要求；钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰部分监测点出现了不同程度的超标现象，其中钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标原因与区域水文地质条件有关，锰超标可能与农田施用肥料

等因素有关；其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准要求。

表 4.5-5 地下水环境质量现状评价结果

监测项目	单位	喀让古二村水井		艾日克博依村水井		塔格玛克村水井		农田机井 1#		农田机井 2#		标准值
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
色度	度	<2	/	<2	/	<2	/	<2	/	<2	/	≤15
嗅和味	/	等级为 0, 无任何臭和味	/	等级为 0, 无任何臭和味	/	等级为 0, 无任何臭和味	/	等级为 0, 无任何臭和味	/	等级为 0, 无任何臭和味	/	无
浊度	度	<1	/	<1	/	<1	/	<1	/	<1	/	≤3
肉眼可见物	/	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/	无
K ⁺	mg/L	7.86	/	11.8	/	7.94	/	9.91	/	8.20	/	/
Na ⁺	mg/L	119	0.595	245	1.225	112	0.560	517	2.585	494	2.470	≤20 0
Ca ²⁺	mg/L	82.8	/	124	/	94.9	/	165	/	125	/	/
Mg ²⁺	mg/L	34.2	/	76.9	/	37.9	/	92.8	/	65.9	/	/
CO ₃ ²⁻	mmol/L	0.00	/	0.00	/	0.00	/	0.00	/	0.00	/	/
HCO ₃ ⁻	mmol/L	3.33	/	3.37	/	2.83	/	1.20	/	1.23	/	/
pH	无量纲	7.1	0.067	7.1	0.067	7.2	0.133	7.1	0.067	7.1	0.067	6.5~ 8.5
总硬度	mg/L	376	0.836	644	1.431	401	0.891	836	1.858	628	1.396	≤45 0
溶解性总固体	mg/L	968	0.968	1610	1.610	1098	1.098	3289	3.289	2678	2.678	≤10 00
硫酸盐	mg/L	247	0.988	437	1.748	288	1.152	881	3.524	614	2.456	≤25 0
氯化物	mg/L	208	0.832	340	1.360	207	0.828	1.35×10³	5.400	1.20×10³	4.800	≤25 0

监测项目	单位	喀让古二村水井		艾日克博依村水井		塔格玛克村水井		农田机井 1#		农田机井 2#		标准值
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
铁	mg/L	<0.03	/	0.08	0.267	<0.03	/	<0.03	/	<0.03	/	≤0.3
锰	mg/L	<0.01	/	0.01	/	<0.01	/	0.13	1.300	0.16	1.600	≤0.1 0
铜	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	≤1.0 0
锌	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	≤1.0 0
铝	mg/L	<0.009	/	<0.009	/	<0.009	/	<0.009	/	<0.009	/	≤0.2 0
挥发酚	mg/L	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	≤0.0 02
阴离子表面活性剂	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	≤0.3
耗氧量	mg/L	0.46	0.153	0.38	0.127	0.35	0.117	0.38	0.127	0.45	0.150	≤3.0
氨氮	mg/L	<0.025	/	<0.025	/	<0.025	/	<0.025	/	<0.025	/	≤0.5 0
硫化物	mg/L	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	≤0.0 2
总大肠菌群	MPN/100mL	<10	/	<10	/	<10	/	<10	/	<10	/	≤3.0
细菌总数	CFU/mL	54	0.540	42	0.420	51	0.510	54	0.540	40	0.400	≤10 0
亚硝酸盐氮	mg/L	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	≤1.0 0
氰化物	mg/L	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	≤0.0 5
硝酸盐氮	mg/L	2.13	0.107	1.10	0.055	3.83	0.192	<0.004	/	<0.004	/	≤20. 0

监测项目	单位	喀让古二村水井		艾日克博依村水井		塔格玛克村水井		农田机井 1#		农田机井 2#		标准值
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
氟化物	mg/L	0.036	0.036	0.353	0.353	<0.006	/	0.885	0.885	0.898	0.898	≤1.0
碘化物	mg/L	<0.02	/	<0.02	/	<0.02	/	<0.02	/	<0.02	/	≤0.08
汞	mg/L	<0.00004	/	<0.00004	/	<0.00004	/	<0.00004	/	<0.00004	/	≤0.001
砷	mg/L	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	≤0.01
硒	mg/L	<0.0004	/	<0.0004	/	<0.0004	/	<0.0004	/	<0.0004	/	≤0.01
镉	mg/L	<0.001	/	<0.001	/	<0.001	/	<0.001	/	<0.001	/	≤0.005
六价铬	mg/L	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	≤0.05
铅	mg/L	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	≤0.01
苯	μg/L	<0.4	/	<0.4	/	<0.4	/	<0.4	/	<0.4	/	≤10.0
甲苯	μg/L	<0.3	/	<0.3	/	<0.3	/	<0.3	/	<0.3	/	≤70.0
石油类	mg/L	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	≤0.05

4.6 声环境现状

4.6.1 监测点位

本次声环境现状进行委托监测，在集中处理站四周、YC-H12 井、YC-H17 井、YC1#注气阀组、YC-H2 井共布设 8 个监测点位。监测点位信息见表 4.6-1。监测报告见附件 11。

表 4.6-1 监测点位信息一览表

监测点位名称	监测因子	监测时间	监测频率	监测单位
集中处理站四周	等效连续 A 声级 (Leq)	2022 年 2 月	连续监测 2 天， 每天昼、夜间各 监测一次。	新疆新环监测检测研究院（有限公司）
YC-H12 井				
YC-H17 井				
YC1#注气阀组				
YC-H2 井				

4.6.2 监测方法

本次噪声测量采用 AWA5688 多功能声级计，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

4.6.3 评价标准

集中处理站声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准，即昼间 65dB（A），夜间 55dB（A）；阀组及井场声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.6.4 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.6.5 监测结果

监测结果统计见表 4.6-2。

表 4.6-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标 情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
集中处理 站	1#（南）	43	43	65	达标	40	40	55	达标
	2#（东）	41	41		达标	39	39		达标
	3#（北）	44	44		达标	41	41		达标
	4#（西）	45	45		达标	43	43		达标
YC-H12		41	41	60	达标	39	39	50	达标
YC-H17		40	40		达标	38	39		达标
YC1#注气阀组		40	41		达标	38	38		达标

YC-H2	41	42		达标	38	39		达标
-------	----	----	--	----	----	----	--	----

从上表可以看出，集中处理站四周监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准要求；阀组及井场各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

4.7 土壤环境

4.7.1 监测点位

本工程土壤环境评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ 964-2018）规定，在工程占地范围内布设1个表层样；在占地范围外布设2个表层样点。

监测点位信息详见表4.7-1。

表 4.7-1 土壤监测点位信息

监测项目	监测点位	监测时间	监测频率	监测因子	监测单位
土壤	占地范围内 1 YC-1#阀组 41°41'37.09"N 83°25'02.70"E	2022.2.7	表层样 0-0.2m 取样	①《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子； ②特征因子：石油烃。	新疆新环监测检测研究院（有限公司）
	占地范围外 2 YC-1#阀组外 41°41'37.39"N 83°25'01.80"E				
	3 YC-H12井场外 41°41'57.67"N 83°27'43.19"E				

4.7.2 监测因子

土壤监测因子如下：

（1）基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，

苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)，监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌共9项。

(2) 特征因子：石油烃。

4.7.3 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准要求。

4.7.4 评价方法

采用标准指数法：

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

式中： C_i —— i 污染物的监测值；

S_i —— i 污染物的评价标准值；

P_i —— i 污染物的污染指数

4.7.5 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表4.7-2、4.7-3。

表 4.7-2 土壤现状监测及评价结果一览表 (YG-1#阀组占地内表层样)

序号	检测项目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	pH			8.14		
2	六价铬	mg/kg	5.7	<0.5	-	达标
3	汞	mg/kg	38	0.15	0.0039	达标
4	砷	mg/kg	60	8.33	0.1388	达标
5	铜	mg/kg	18000	28	0.0016	达标
6	镍	mg/kg	900	80	0.0889	达标
7	镉	mg/kg	65	0.19	0.0029	达标
8	铅	mg/kg	800	13.3	0.0166	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.0013	-	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	<0.0011	-	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	<0.001	-	达标
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.0012	-	达标
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.0013	-	达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.001	-	达标
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.0013	-	达标
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.0014	-	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	0.0051	0.00001	达标
18	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.0011	-	达标

19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	0.0037	0.0004	达标
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.0012	-	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	0.0049	0.00001	达标
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.0013	-	达标
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.0012	-	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.0012	-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	0.0085	0.017	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	0.001	0.0023	达标
27	苯	mg/kg	4	<0.0019	-	达标
28	氯苯	mg/kg	270	<0.0012	-	达标
29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<0.0015	-	达标
30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<0.0015	-	达标
31	乙苯	mg/kg	28	<0.0012	-	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	0.0033	0.00001	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	0.0038	0.00001	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.0012	-	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	<0.0012	-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
37	苯胺	mg/kg	260	<0.1	-	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	<0.1	-	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	-	达标
42	蒽	mg/kg	1293	<0.1	-	达标
43	二苯并[α , h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	-	达标
45	萘	mg/kg	70	<0.09	-	达标
46	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	6.1	0.0014	达标

表 4.7-3 土壤监测结果一览表（占地外表层样）

序号	项目	单位	YC-1#阀组		YC-H12 井场		标准限值 (mg/kg) pH>7.5	是否达标
			Ci	Pi	Ci	Pi		
1	pH	无量纲	8.63	-	8.57	-	/	/
2	总砷	mg/kg	8.92	0.3568	9.54	0.3816	25	达标
3	镉	mg/kg	0.17	0.2833	0.19	0.3167	0.6	达标
4	铜	mg/kg	29	0.28	28	0.28	100	达标
5	铅	mg/kg	11	0.0155	15	0.882	170	达标
6	总汞	mg/kg	0.195	0.0574	0.062	0.0182	3.4	达标
7	镍	mg/kg	78	0.4105	69	0.3632	190	达标
8	铬	mg/kg	64	0.256	53	0.212	250	达标
9	锌	mg/kg	82	0.2733	77	0.2567	300	达标
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	9	0.002	<6	-	4500	达标

从表中可以看出，占地内土壤 pH 在 8.14，为弱碱性土壤。各项监测因子均

满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值。石油烃标准指数为 0.0014, 远小于标准值, 土壤质量状况良好。

占地外表层土壤的 pH 为弱碱性土壤; 土壤中镉、砷、铅、铜、镍、锌、汞、铬等重金属元素含量均可满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)。石油烃的标准指数 <0.002 , 远小于标准值, 土壤质量状况良好。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在荒漠戈壁和农田绿洲背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

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 5.1-1。

表 5.1-1 开发建设对生态环境的影响

工程阶段		开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	轻
	影响特征	部分可逆	可逆
	影响时间	中、短期	短期
	影响范围	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程新钻注采井 17 口，新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道 55.1km，新建牙哈集注站至克轮线 4#阀室和克轮复线 4#阀室双向输气管道 6.5km，扩建公寓 1 座，新建办公楼 1 栋，在牙哈集注站北侧新建集气装置 1 套、1000×10⁴m³/d 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 550×10⁴m³/d 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套，将阀室扩建为分输站。同时配

套建设自控、仪表、消防、道路等辅助设施。本工程占地面积为 50.41hm²，其中永久占地 16.05hm²，临时占地 34.36hm²。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在气田区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划》（2018-2030 年），工程区位于塔里木河国家级水土流失重点预防区范围内。

本工程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，因此可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现为：

（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，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤

中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了土壤的盐分含量。

(3) 对管线、井场的危害

本工程地面工程建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，进而增加水土流失的影响。

5.1.2.3 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

由影响因素分析和储气库建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的草地、裸地等。在站场和管线已定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本工程投入运营后，其中有 16.05hm² 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 34.36hm² 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大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

(2) 石油类污染对植被的影响

在储气库运营过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是凝析油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是生产过程中不慎将凝析油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往储气库资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(3) 事故排放对植被的影响

工程建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为凝析油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对凝析油和采出水的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

施工期对野生动物生存环境、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减少。井场、管线和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，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动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

5.1.2.5 对景观及生态系统结构、功能影响分析

① 景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

工程区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系

统、道路、油田设施有规律地相间组成。本工程永久占地面积较小，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

②对生态系统结构、功能的影响

本工程站场、管线工程及道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本工程的影响亦较小。并且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，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠戈壁和农田绿洲生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前项目所在区域内已存在一定人为干扰，人为保持着绿洲农业生态环境，生态完整性较好。本工程建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，本工程对生态系统稳定性的影响不大。

5.1.2.6 水土流失影响分析

拟建工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟及地基开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②工程临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本工程所在区域库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域土壤侵蚀强度以轻度为主，但仍应加强水土保持综合治理工作，减小因工程的建设而产生

生的水土流失。

5.1.3 小结

本工程所在的阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区，工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地 16.05hm²，临时占地 34.36hm²。工程施工会造成一定的生物量损失，但不会使区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且人为活动较多，工程施工对野生动物影响也不大。工程施工期应加强水土保持综合治理，减少因工程施工造成的水土流失。

表 5.1-2 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	工程占用 <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 checked="" type="checkbox"/> （盐穗木、骆驼刺等） 生境 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生物群落 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （荒漠戈壁和农田绿洲生态系统） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <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： $(0.81) \text{ km}^2$ ；水域面积： $(\quad) \text{ km}^2$				
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 checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>			
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input 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 checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" 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"/> ；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 type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" 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"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" 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 checked="" 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 checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>			
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可 <input checked="" type="checkbox"/> ；“（ <input type="checkbox"/> ）”为内容填写项。					

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

本工程主要为地面工程，施工期废气主要包括地面设施、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

(1) 运输车辆扬尘影响

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在施工期，主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。施工期要求建设单位合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

(3) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、 TSP 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随施工的结束而消失，进入运营期后，区域空气环境质量将会有所改善。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

(1) 常规气象资料分析

库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。多年平均风速为 2.03m/s ，最大风速为 27m/s ，全年盛行北风。年平均气温为 10.6°C ，夏季最高气温 40.5°C ，冬季最低气温 -25.5°C 。

(2) 风向、风速

① 全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。

本次环评采用库车市气象站 2020 年 1 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日逐日逐次的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，全年及四季风向频率分布和风速变化情况分析结果见表 5.2-1，图 5.2-1 是库车市全年及四季的风向玫瑰图。

图 5.2-1 库车市 2020 年全年及各季度风向玫瑰图

全年主导风向为北风，年平均风速为 1.79m/s ，多年最大风速为 16.0m/s ，年平均静风频率为 1.38% 。一年中各季的主导风向均为 N，相应的平均风速分别为春季 2.06m/s 、夏季 2.04m/s 、秋季 1.07m/s 、冬季 1.50m/s 。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

表 5.2-1 库车市 2020 年全年及四季风向频率 (%) 分布、风速变化统计表

风向		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WN W	NW	NNW	C
风频 (%)	春	18.39	11.29	4.38	4.32	5.68	4.75	3.28	3.01	3.45	3.98	7.44	5.11	3.05	3.04	5.83	11.61	1.38
	夏	17.66	10.55	4.35	5.25	7.56	5.53	3.31	2.36	4.17	5.12	8.97	4.66	2.72	1.90	4.12	10.69	1.09
	秋	14.58	9.33	4.48	3.76	4.26	4.66	3.35	4.08	4.94	5.39	8.83	2.99	2.58	3.71	8.29	13.86	0.91
	冬	21.20	12.87	4.21	3.75	5.04	4.85	3.57	2.70	2.24	3.16	5.49	4.81	2.79	3.11	6.68	12.04	1.47
	全年	20.19	12.45	4.49	4.49	5.88	3.94	2.87	2.92	2.41	2.22	6.44	8.06	4.12	3.43	4.21	9.81	2.08
风速 m/s	春	1.73	1.25	1.19	1.57	2.54	2.43	1.91	1.77	1.61	1.84	2.23	2.03	1.51	1.39	1.88	2.08	1.79
	夏	2.14	1.34	1.21	1.62	2.89	2.68	2.00	1.75	1.66	2.00	2.48	2.15	1.43	1.57	2.35	2.53	2.06
	秋	1.88	1.27	1.36	1.62	2.46	2.77	2.26	2.22	1.84	2.20	2.36	1.93	1.74	1.75	2.19	2.56	2.04
	冬	1.48	1.23	1.12	1.50	2.43	2.39	1.88	1.57	1.36	1.33	1.87	1.86	1.52	1.18	1.63	1.63	1.57
	全年	1.52	1.16	1.06	1.54	2.25	1.71	1.45	1.35	1.28	1.30	1.99	2.10	1.42	1.09	1.19	1.47	1.50

② 月平均温度及风速

月平均温度统计见表 5.2-2 及图 5.2-2。

表 5.2-2 2020 年平均温度月变化统计表 单位：℃

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
温度	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	4.67

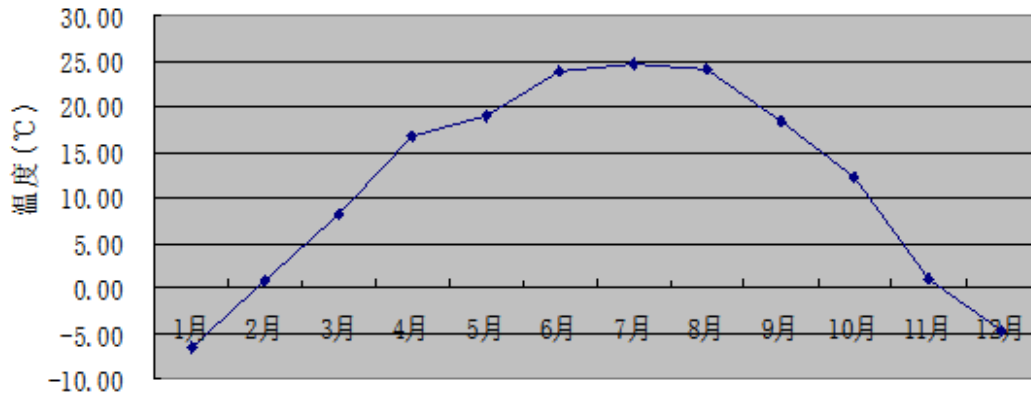


图 5.2-2 2020 年平均温度月变化统计图

由表 5.2-3 和图 5.2-1 可见，库车市 2020 年气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为 -6.6℃；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.66℃。

2020 年月平均风速统计见表 5.2-3 及图 5.2-3。

表 5.2-3 2020 年平均风速的月变化统计表 单位：m/s

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风速	1.36	1.74	2.09	1.96	2.13	2.22	2.01	1.89	1.70	1.51	1.51	1.42

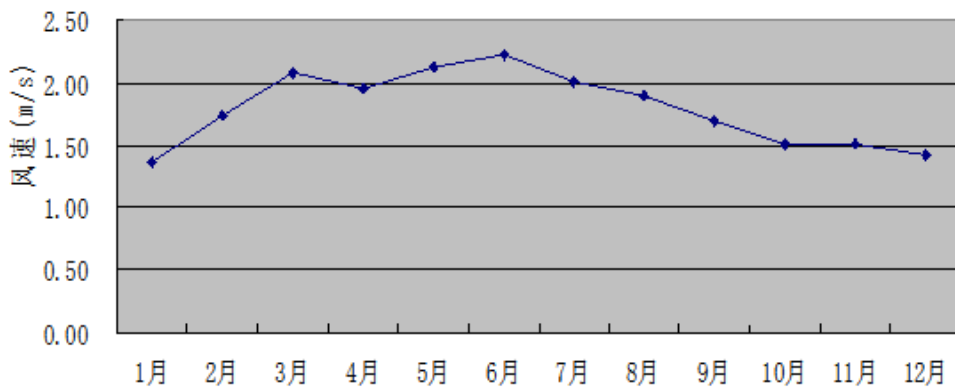


图 5.2-3 2020 年平均风速的月变化统计图

库车市 2020 年月平均风速变化不大，在 1.36~2.22m/s 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速 1.80m/s，有利于大气污染物扩散，也同时容易引起

风沙。9月到次年2月份风速均低于年平均风速 1.80m/s，不利于大气污染物的扩散。

2020 年季小时平均风速的日变化统计见表 5.2-4。

表 5.2-4 2020 年季小时平均风速的日变化统计表

小时 (h) 风速 (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.67	1.61	1.75	1.76	1.82	1.81	1.92	1.87	1.73	1.86	2.15	2.44
夏季	1.92	1.75	1.98	1.76	1.73	1.54	1.64	1.60	1.52	1.65	1.88	2.24
秋季	1.48	1.58	1.43	1.41	1.38	1.34	1.40	1.49	1.53	1.49	1.45	1.77
冬季	1.26	1.36	1.43	1.37	1.34	1.37	1.30	1.39	1.24	1.37	1.36	1.41
小时 (h) 风速 (m/s)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.44	2.48	2.45	2.70	2.87	2.78	2.66	2.29	1.70	1.56	1.53	1.61
夏季	2.33	2.51	2.46	2.52	2.61	2.48	2.38	2.28	2.05	1.83	2.03	2.18
秋季	1.90	2.08	2.06	2.15	2.19	1.99	1.67	1.21	1.06	1.13	1.20	1.35
冬季	1.67	1.84	1.93	2.09	2.10	1.96	1.73	1.41	1.19	1.23	1.25	1.32

由表 5.2-4 可见，库车市 2020 年各季度平均风速以中午 12 时至夜间 21 时风速较大，其中下午 17 时风速最大，早、晚风速相对较小。由此可见，中午及下午一定时段内有利于污染物的扩散。

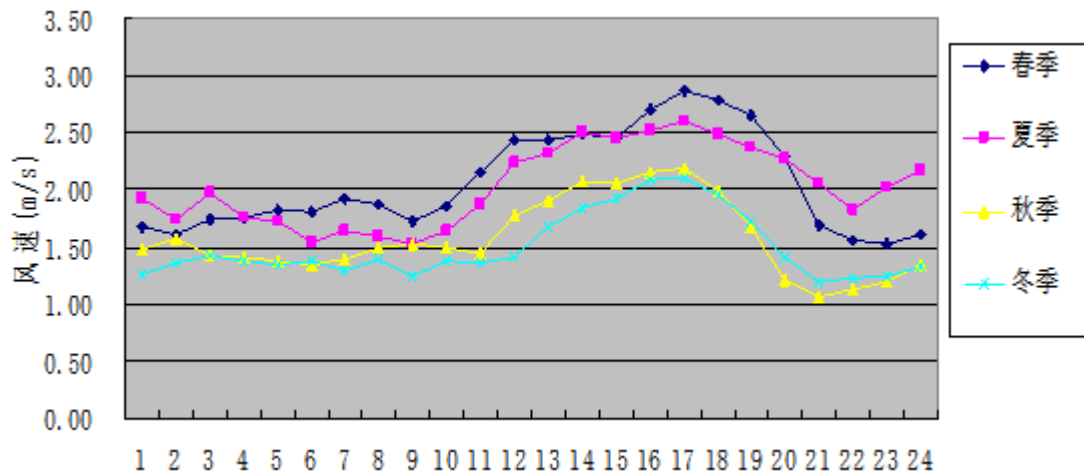


图 5.2-4 2020 年季小时平均风速的日变化图

5.2.2.2 大气环境影响预测与评估

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为无组织排放的 NMHC、甲醇。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》详解，以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值；甲醇执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 的排放限值（ $3.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定,本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式,可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度,以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件,包括一些最不利的气象条件,在某个地区有可能发生,也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。估算模型参数见表 5.2-5。

表 5.2-5 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度/°C		41.6°C
最低环境温度/°C		-27.4°C
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑海岸线 熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

(4) 污染源参数

表 5.2-6 注气期 VOCs 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (kg/a)
17 座注采井场	阀门	0.064	180	174.17
	法兰	0.085	180	231.3
集注站	注气增压装置	压缩机	2	2.2
		其他	2	2.2
合计				409.87

由上述公式核算结果可知,本工程无组织 VOCs 的产生量约为 0.410t/a。

表 5.2-7 采气期 VOCs 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型			排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (kg/a)
17 座注采井场	井场	阀门	0.064	180	99.54
		法兰	0.085	180	132.19
集注站	注气增压装置	压缩机	0.073	2	1.26
		其他	0.073	2	1.26
	各个装置	阀门	0.064	1791	990.35
双向输气管道	4#阀室	阀门	0.064	52	28.75
		法兰	0.085	21	15.42
合计					1268.77

表 5.2-8 采气期甲醇排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型			排放系数 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (kg/a)
17 座注采井场	甲醇加注撬	泵	0.074	17	10.86
合计					10.86

运营期间本项目产生的大气污染物主要为注、采阶段井场、集注站生产过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物（非甲烷总烃）和甲醇。

根据《石化行业 VOCS 污染源排查工作指南》要求中石油炼制行业对本项目无组织废气进行核算，则本项目 17 座注、采井场新增非甲烷总烃排放量为 0.64t/a，集注站新增的非甲烷总烃排放量为 0.996t/a，外输管线新增的非甲烷总烃排放量为 0.044t/a，新增的甲醇排放量为 0.011t/a。

运营期本项目无组织排放的 NMHC、甲醇参数见表 5.2-9。

表 5.2-9 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度 (m)	矩形面源		年排放小时数 (h)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度		长度 (m)	宽度 (m)		NMHC	甲醇
集注站			938	320	300	7920	0.126	
井场			936	100	60		0.0048	0.074

(5) 预测结果

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。

估算模式预测结果见表 5.2-10。

表 5.2-10 本项目无组织 NMHC 污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{\max} (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	集注站井场无组织废气	非甲烷总烃	46.73	2.34	2.34	10	-
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	34.12	1.71		7	
		甲醇	0.5665	0.02		7	

根据以上预测结果可知：

测范围内，项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、甲醇最大落地浓度占标率均小于 10%，其中集注站非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度为 $46.73 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 2.34%，最大落地浓度出现距离为 10m；井场无组织废气非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度为 $34.12 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 1.71%，无组织废气甲醇最大地面浓度点预测浓度为 $0.5665 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.02%。

无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 10m 范围内。

预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》详解中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值；甲醇下风向地面浓度均低于《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中 $3.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的浓度限值。

5.2.2.3 大气环境影响分析

(1) 无组织排放挥发性有机物环境影响分析

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOCs) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等)、含氧有机化合物 (醛、酮、醇、醚、酯、酚等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本项目油气集输及处理采用密闭流程，设备密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

(2) 无组织排放甲醇环境影响分析

注醇工艺阶段性进行,通过预测可看出井场无组织排放甲醇可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2排放限值。因此,本项目向大气挥发的甲醇对周边环境产生的影响较小。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-9 大气污染物无组织排放量核算结果(无组织)

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
				标准名称	浓度限值/(mg/m ³)	
1	注采	非甲烷总烃	日常维护,做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0mg/m ³	1.679
2	注醇	甲醇		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	0.06mg/m ³	0.01

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物(PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(非甲烷总烃、硫化氢)		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	(2020)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 type="checkbox"/>		不达标区 <input checked="" 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"/>
环境监测计划	污染源监测	监测因子:(NMHC、甲醇)		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"/>			
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m			
	污染源年排放量(t/a)	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (1.679) t/a 甲醇: (0.01) t/a

5.3 水环境影响分析

5.3.1 地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。

（1）水污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

①施工期

本工程施工期产生的废水主要包括钻井工程废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

钻井期间钻井废水循环利用，不外排；酸化压裂废水利用回收罐收集，加碱中和后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处置；管道试压废水回用于洒水抑尘；生活污水排入生活污水池暂存，最终拉运至牙哈公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

本工程施工期废水处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对区域水环境产生明显不利影响。

②运营期

本工程运营期废水主要为采气期产生的采出水。这部分废水依托牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求后回注地层。

本工程运营期废水处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对区域水环境产生明显不利影响。

（2）依托污水处理设施的环境可行性分析

①哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站污水处理工艺为均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺，主要包括预处理（均质除油）、破乳絮凝、固液分离、过滤等工序，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标》（Q/SY TZ 0466-2016）生产回注水质指标要求。

该站废水设计处理规模为 $10.95 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $300 \text{m}^3/\text{d}$ ），现状处理规模为

$8.77 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($240 \text{m}^3/\text{d}$)，本工程施工期酸化压裂废水产生量估算为 $1530 \text{m}^3/\text{a}$ ，因此该站能满足本工程酸化压裂废水处理需求。

②牙哈公寓生活污水处理设施

牙哈凝析气田生活区污水处理设施位于牙哈公寓东北侧，其设计处理规模为 $10.22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($280 \text{m}^3/\text{d}$)，目前实际处理量为 $6.57 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($180 \text{m}^3/\text{d}$)，处理工艺采用“格栅+调节+A/O”工艺，处理后的生活污水可满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中的二级标准要求 and 《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 中 C 级标准，夏季用于站外绿化灌溉，冬季经输水泵送至生活污水晒水池中。

本工程施工期生活污水总产生量为 $37548 \text{m}^3/\text{a}$ ，但钻井工程与管线、站场等地面工程分期开展，因此牙哈公寓生活污水处理设施可接纳并处理本工程施工期产生的生活污水。

③牙哈 7 低压集气站采出水处理系统

牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理工艺为：废水经污水提升泵提升进入污水回收池后，然后通过提升泵泵入 2 座污水沉降罐中，提升过程中通过加药撬向管道中注入药剂，经过污水沉降罐沉降后进入三座串联的双滤料过滤器，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)表 1 和表 2 控制指标后，通过污水回注泵送入各回注井进行回注。牙哈 7 低压集气站污水处理装置设计规模为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $1100 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $900 \text{m}^3/\text{d}$ ，本工程采出水最大产生量为 $289.09 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此可依托该处理系统处理。

因本工程评价范围内无地表水体，且采出水等废水均不外排，因此本工程的实施对地表水环境的影响可接受。

5.3.2 地下水环境影响分析

5.3.2.1 水文地质条件

(1) 地层岩性

工程所在区域出露第四系上更新统、中更新统和全更新统的冲洪积层；侏罗系中统克拉苏组、下统塔里奇克组；三叠系中下统俄霍布拉克组；二叠系上统皮尔包古兹组；石炭系中统虎拉山组。地层由新至老分述如下：

1) 第四系(Q)

①全新统冲洪积层(Q₄^{al+pl}): 上覆于调查区大部分区域, 主要由碎石、角砾及细、中砂、粉土组成, 局部含少量粘土。该层厚度 10~50m。

②上更新统洪积层(Q₃^{pl}): 分布于调查区大部分区域, 由圆砾和卵石组成, 夹砂及砂土。该层厚度 60~150m。

③中更新统洪积层(Q₂^{pl}): 主要分布于调查区西侧, 由砾石、砂土组成。该层厚度 30~75m。

2) 侏罗系(J)

①下统塔里奇克组(J_{1t})

主要为灰色粉砂岩、泥岩、炭质泥岩及灰白色中粗粒砂岩和煤层。从东至西 600km 范围内均有煤系及地层沉积。含煤 16 层, 煤厚 37.58m。主要分布在调查区北侧。

②下统阿合组(J_{1a})主要为一套巨厚的灰白、灰黄色砾岩、砂砾岩、砂岩等组成。含植物化石, 炭化植物茎及镜煤透镜体。中下部夹有粉砂岩, 砂质泥岩及薄煤层。与下伏含煤塔里奇克组(J_{1t})地层冲刷接触。

③中统克拉苏组(J_{2k})

其下段为一套深灰、灰绿及紫红色砾岩、砂岩、砂质泥岩、泥灰岩、炭质泥岩及煤层。上段为灰黄、灰绿及紫红色砂质泥岩、砂岩夹薄层炭质泥岩、菱铁矿层及煤层, 结构复杂, 变化较大。

3) 三叠系中下统俄霍布拉克组(T_{1-2eh})

由两绿两紫相间沉积的砾岩、泥岩、砂岩、粉砂岩组成。

4) 二叠系上统皮尔包古兹组(P_{2p})

该地层为含砾岩、砂砾岩、砂岩夹砂泥岩、灰岩、粉砂岩, 顶部为炭质页岩。主要分布在调查区北侧。

5) 石炭系中统虎拉山组(C_{2h})

该地层为灰色薄层泥质粉砂岩、硅质岩、斜长石-阳起石片岩、尚有较少的玄武质火山角砾岩、硅质泥质粉砂岩、钙质粉砂岩、凝灰岩等。

(2) 含水层特征

调查区为山间盆地冲洪积平原, 受地形地貌、地层岩性、地下水补给径流条件影响, 潜水埋深由山前向盆地中心逐渐变浅。工程区以松散岩类孔隙水为主,

局部具微承压特征。根据地层岩性、岩石组合关系及其水文地质特征，调查区内地下水类型可分为第四系松散岩类孔隙水、中生界碎屑岩类孔隙—裂隙水及古生界基岩风化裂隙水。

1) 第四系松散岩类孔隙水

主要分布于区内山间盆地冲洪积平原、沟谷内及两侧阶地上，由上更新统一全新统松散的砂砾卵石层组成，以潜水为主，局部地段具微承压性。含水岩组主要为松散的卵砾石及砂土层，渗透性较强，渗透系数 $0.5\sim 40\text{m/d}$ ，其补给源主要为大气降水渗入补给，水量中等—丰富，单井涌水量多为 $1000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}$ ，地下水埋深在 $3.42\sim 59.46\text{m}$ 。

2) 中生界碎屑岩类孔隙—裂隙水

分布于侏罗系下统的塔里奇克组、侏罗系中统的克拉苏组、恰克玛克组等地层之中，岩性主要由砂岩、泥岩、粉砂岩、泥岩夹砂岩、砂砾岩、炭质页岩和煤层组成，含水岩组主要由砂岩、粉砂岩、砂砾岩等组成，以潜水为主，多以层间裂隙水存在；深部由于泥岩、炭质页岩等相对弱透水层的存在，具有承压性，属于裂隙层间承压水，多分布于第四系地层下部基岩地层中。主要通过上部第四系孔隙水垂直入渗或侧向补给。侏罗系下统单泉流量小于 0.5L/s ，侏罗系中统单泉流量大于 1.0L/s ，单井最大涌水量 $10\text{m}^3/\text{d}$ 左右。

3) 古生界基岩风化裂隙水

主要赋存于北部山区的泥盆系—二叠系地层中，岩性主要为砾岩、砂岩、灰岩、粉砂岩、硅质岩、凝灰岩等，含水岩组主要由砾岩、砂岩、粉砂岩等组成，地下水主要贮存在风化裂隙中，以潜水为主，局部微承压。主要接受山区冰雪融水和大气降水的补给，单泉流量多为 $0.5\sim 3.0\text{L/s}$ 。

(3) 区域地下水化学特征

调查区内地下水水化学类型多样，主要以 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{NaMg}$ 型为主，大多数水样中 Na^+ 和 Cl^- 、 SO_4^{2-} 含量偏高，水的化学成分是水与岩石相互作用形成的，属典型干旱区地下水化学特征。在干旱区由于空气湿度不够，渗入岩土里的水分不足以抵消蒸发的水分损失，则产生毛细上升流失，毛细流失水远远超过渗入水。蒸发过程中，可溶性化合物在表层岩土里得以聚积。到了潜水水位上涨的季节，矿物颗粒又迁移进入水中。

(4) 区域地下水补给、径流与排泄分析

调查区地下水主要接受大气降雨、冰雪融水入渗及山前侧向地下径流的补给,山前平原区为径流区,地下水在沟谷及河流等低洼地带以泉的形式溢出地表,是主要排泄方式,此外侧向径流也是地下水排泄的方式之一。

1) 补给

调查区及上游地区无常年地表水流,地下水补给来源主要是大气降雨、冰雪融水和山前侧向径流等。影响补给量的因素取决于包气带岩性和地形条件。

①大气降雨

调查区年降水量约 79.9mm, 并且降水期较为集中(一般 6 月至 7 月), 山区丰富的降雨, 除部分通过孔隙、裂隙渗入地下外, 大部分形成地表径流, 随着沟谷流入盆地平原, 从而补给盆地平原区地下水。

②冰雪融水

调查区冬季降雪期较长, 一般集中在 11 月份至次年 3 月份, 积雪厚度最深达 50cm, 至 4 月份开始融化, 冰雪融水通过上部强透水的松散层直接下渗补给地下水, 是该区地下水接受补给的重要来源。

③侧向地下径流补给

调查区主要位于天山南侧, 山区地下水接受补给后, 沿岩石裂隙和地形地势大体由北向南径流, 以此补给评价区地下水。

2) 径流

调查区地下水接受补给后, 含水层中的地下水在水头压力作用下, 大体自北向南径流。至 1840m 等水位线以南, 由于地势平坦, 受补给水量小, 地下水水力坡度仅有 0.16%, 南部提克买克附近水力坡度 1.87%。

3) 排泄

虽然该区蒸发强烈, 但由于区内地下水位埋深均大于极限蒸发深度, 因此蒸发对潜水地下水影响可忽略。区内地下水排泄方式主要为侧向径流排泄。调查区南侧边界为地下水侧向径流排泄边界。评价区地下水接受补给后, 顺地势大体由北向南运移, 从南侧径流排出评价区。

(5) 地下水动态变化

区内地下水位 4~5 月份有一次高峰值, 为冰雪融水丰水期, 2 月份有一次低峰值, 为枯水期, 6~7 月份为相对平水期。

5.3.2.2 地下水环境影响分析

5.3.2.2.1 正常状况

正常状况下，本工程施工期及运营期废水均不对外排放，不会对区域地下水环境产生明显不利影响。

5.3.2.2.2 非正常工况

储气库在生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在操作失误或处理措施不当、井损等导致的套外返水等工程事故；自然灾害引起的污染事故；地层压力过大导致井喷事故；管线、阀组运行过程中，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使凝析油泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田的地下水体均有产生污染的风险。

储气库运行过程对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 穿透污染影响分析

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

① 预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对工程区下游第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

气井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类、COD 等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数

模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.02m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，考虑最不利情况，注采井区域渗透系数取最大值为 3.441m/d，水力坡度为 1.5‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.2m ² /d	$D_L=aLu$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	27%	依据《水文地质手册》（第二版），有效孔隙度 $n=0.27$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	根据工程分析，本工程采出水中石油类浓度为 100mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-2、表 5.4-3，图 5.4.2。

表 5.4-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	100.000	0	100.000	0	100.000
5	53.900	20	66.800	50	82.200
10	18.100	40	23.200	100	30.600
15	3.600	60	3.550	150	3.07
20	0.408	80	0.221	200	0.068
24	0.05	89	0.05	203	0.05
27	0.01	96	0.01	219	0.01
35	0.000	100	0.005	250	0.000
40	0.000	120	0.00	300	0.000
45	0.000	140	0.000	350	0.000
50	0.000	160	0.000	400	0.000
50	0.000	180	0.000	500	0.000

表 5.4-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	24	27	无
	1000d	89	96	无
	3650d	203	219	无

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离

增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 24m、89m、203m，影响距离分别为 27m、96m、219m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 渗透污染影响分析

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线、站场装置泄露、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

据建设单位已掌握的牙哈凝析气田区域的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。集注站生产设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于凝析油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线、油罐泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松

位置运移。凝析油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。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下，污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响其水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

项目区的地下水主要是从北向南方向流动，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。根据《建设项目环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次预测采用一维短时泄露点源的水动力弥散问题的解析法（参考《多孔介质污染物迁移动力学》，王洪涛，2008 年 3 月）。

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

$\operatorname{erfc}(\)$ —余误差函数。

④预测参数

模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-4、5.4-5，图 5.4.3。

表 5.4-4 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
石 油 类	0	0.060	0	0.012	0	0.002
	5	0.198	20	0.040	30	0.008
	7	0.208	28	0.044	60	0.018
	10	0.170	40	0.036	82	0.021
	16	0.05	60	0.010	120	0.013
	20	0.01	80	0.001	128	0.010
	25	0.00	100	0.000	150	0.004
	30	0.000	120	0.000	180	0.001
	35	0.000	140	0.000	210	0.000
	40	0.000	160	0.000	240	0.000
	45	0.000	180	0.000	270	0.000
	50	0.000	200	0.000	300	0.000

表 5.4-5 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	16	20	无
	1000d	0	60	无
	3650d	0	128	无

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在泄露发生后 100d、1000d、3650d 时的超标距离约 16m、0m、0m、影响距离约 20m、60m、128m，下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故管道必须采取必要的防腐措施，生产设施基座必须采取必要的防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景进行预测分析对项目附近区域地下水环境的影响，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。

建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施后，该项目对水环境的影响是可以接受的。

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

本项目施工期主要建设内容包括钻井工程、注采井场工程、站场扩建工程、管线工程等。施工期主要噪声影响产生于钻井工程、地面及管线施工建设阶段，产生噪声影响的主要工序为场地清理、钻井、地面设施安装、管沟开挖及回填、临时占地恢复，施工机械运转以及车辆运输（包括建筑材料及施工废料的运输）等；主要噪声源包括钻机、泥浆泵、推土机、挖掘机、吊装机、运输车辆等，噪声源强在 78~110dB(A)之间；施工期噪声主要对施工区周围声环境质量和施工人员产生一定的影响。

表 5.4-1 为施工建设过程中主要噪声源在不同距离处的噪声影响水平类比调

查结果。

表 5.4-1 施工期主要噪声源在不同距离处的噪声值

主要噪声源	噪声源强 (dB(A))	距离 (m)						
		10	20	40	80	100	200	400
钻机	110	87	80	74	68	66	60	53
泥浆泵	105	85	79	73	67	65	59	50
推土机	85	73	67	61	55	53	47	45
电焊机	85	73	67	61	55	53	47	45
挖掘机	85	73	67	61	55	53	47	45
吊装机	85	73	67	61	55	53	47	45
混凝土搅拌机	90	78	72	66	60	58	52	49
运输车辆	78	66	60	54	48	46	40	38

由表 5.4-1 可知，工程施工过程中，单台施工机械工作情况下，昼间距施工设备 40m，即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界昼间噪声限值要求，夜间距施工设备 400m，方可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界夜间噪声限值要求；实际施工过程中，多台机械通常同时作业，噪声的叠加可能使预测点噪声值增加 3~8dB(A)，从而使影响范围扩大。根据现场调查，项目区 500m 范围内无居民区等声环境目标分布，因此施工期噪声不会造成扰民现象。

施工过程，噪声影响具有暂时性、局限性等特点，施工结束后，噪声影响即消失。施工期噪声产生的影响属可接受范围。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本项目运营期主要噪声源为集配分离装置、烃水露点控制装置、乙二醇再生装置、火炬放空等，产生的噪声包括气流紊动噪声和机械运转噪声，噪声源强在噪声源强为 75~110dB(A)之间。

5.4.2.1 预测模式

已知声源的倍频带声功率级（从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带），预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下列式计算：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级, dB;

D_c —指向性校正, dB;

A —倍频带衰减, dB;

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

预测点的 A 声级 $L_A(r)$, 可利用 8 个倍频带的声压级按下列公式计算:

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

式中: $L_{pi}(r)$ —预测点 r 处第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i —i 倍频带 A 计权网络修正值, dB, 63Hz~8000Hz 范围内的 A 计权网络修正值见表 5.4-2。

表 5.4-2 A 计权网络修正值

频率 (Hz)	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
ΔL_i (dB)	-26.2	-16.1	-8.6	-3.2	0	1.2	1.0	-1.1

在不能取得声源倍频带声功率级或倍频带声压级, 只能获得 A 声功率级或某点的 A 声级时, 可按下列公式作近似计算:

$$L_A(r) = L_{Aw} + D_c - A \text{ 或 } L_A(r) = L_A(r_0) - A$$

A 可选择对 A 声级影响最大的倍频带计算, 一般可选中心频率为 500Hz 的倍频带作估算。

5.4.2.2 噪声源参数

本项目运营期噪声源参数见表 5.4-3。

表 5.4-3 噪声源参数一览表

序号	设备名称		声源值 dB (A)	数量 (台)	降噪措施	降噪后声源值 dB (A)
1	集配分离装置	生产分离器	75	2	基础减振, 安装隔振垫, 隔声效果不低于 25dB (A)	50
2	炅水露点控制装置	分离器	75	3	基础减振, 安装隔振垫, 隔声效果不低于 25dB (A)	50

序号	设备名称		声源值 dB (A)	数量 (台)	降噪措施	降噪后声源值 dB (A)
3	乙二醇再生 系统	泵	80	6	基础减振	60
4		空冷器	90	2	基础减振,安装隔振垫,隔声效果不低于25dB (A)	65
5		过滤器	85	1	基础减振,安装隔振垫,隔声效果不低于25dB (A)	60
6	火炬放空	火炬	110	1	偶发	110

5.4.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式,结合噪声源到各预测点距离,通过计算,本项目运营期厂界噪声预测结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 厂界噪声预测结果 单位: dB (A)

预测点	贡献值	标准值		结论
		昼间	夜间	
牙哈集注站东厂界	42.1	昼间	60	达标
		夜间	50	达标
牙哈集注站南厂界	48.9	昼间	60	达标
		夜间	50	达标
牙哈集注站西厂界	46.5	昼间	60	达标
		夜间	50	达标
牙哈集注站北厂界	45.8	昼间	60	达标
		夜间	50	达标

由表 5.4-4 知,正常情况下,牙哈集注站厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

放空系统间歇运行,其产生的噪声属于不连续排放,对外环境影响为短时影响。

因此,本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.4.3 声环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表,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 <input type="checkbox"/>	小于 200m <input type="checkbox"/>
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 type="checkbox"/>		近期 <input checked="" 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 <input type="checkbox"/>		小于200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input 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"/>	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：()			监测点位数()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可 <input checked="" type="checkbox"/> ；“()”为内容填写项。							

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废弃物、沾油的废防渗材料和生活垃圾。

钻井岩屑随钻井泥浆带出，钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

施工期机械设备运行过程中维护、保养、维修过程中产生的废润滑油量产生量为8.5t，可委托有资质单位进行无害化处理。

施工期产生破损的沾油废防渗布等产生量总计为8.5t，可委托有资质单位进行无害化处理。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生的施工废料为 12.32t，施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后，统一拉运至牙哈固废填埋场处理。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 13.3t，集中收集后，统一拉运至牙哈固废填埋场处理。

本工程共开挖土方 147840m³，回填土方 147840m³，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.5.2 运营期固体废物影响

本工程运营期主要固体废物为清管废渣，乙二醇再生系统产生的废活性炭。

(1) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，产生量约为 0.71t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等，属于危险废物，危险废物类别为 HW08，废物代码为 900-249-08，以桶装形式暂存，运送至有危险废物处置资质的单位进行处置。

(2) 清管废渣

本工程乙二醇再生系统需设置活性炭过滤器 2 套，每年更换一次，过滤乙二醇有机物为 3.5t/a，则产生的活性炭（包括有机物）约为 0.7t/a。

对照《国家危险废物名录》，废活性炭属于“HW49 其他废物，废物代码 900-039-49。废活性炭应采用专用容器进行收集并妥善保存，运送至有危险废物处置资质的单位进行处置。

(3) 生活垃圾

运营期工作人员由塔里木油田内部调剂解决，不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本工程的固体废物包括施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废弃物、沾油的废防渗材料和生活垃圾。非磺化钻井岩屑和钻井泥浆经处理达标后综合利用；磺化钻井岩屑和钻井泥浆拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；施工废料和生活垃圾统一收集后拉运至牙哈固废填埋场处理；

废润滑油、破损的沾油废防渗布、清管废渣、废活性炭等危险废物收集后，运送至有危险废物处置资质的单位进行处置。本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。只要严格管理，基本不会对环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废物污染影响。

(1) 钻井作业对土壤环境的影响

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

① 钻井作业对土壤环境的影响

本项目新钻井 17 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，钻井作业中，泥浆不会与当地的土壤发生直接接触，对土壤的环境影响轻微。

② 固体废物对土壤的影响

本次新井钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。

(2) 管线工程施工对土壤的影响主要为：

① 对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层(腐殖质层)远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

②对土壤密实度的影响

表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。施工期间车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

③固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤的影响也是值得注意的，有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长时期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

④对土壤物理性质的影响

施工中改变土壤容重、地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，工程的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，工程建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使工程施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将工程对生态环境的影响降至最小。

(3) 站场工程施工对土壤的影响主要为：

①人为扰动对土壤的影响

施工过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，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。

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、施工人员的践踏等

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。

(4) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要为站场建设、管线敷设等工程的建设。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。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本工程在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》(HJ964-2018)的相关要求，本项目土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为三级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

本工程生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本工程从源头控制采出液泄露，同时采取可视可控措施，若发生泄露可及时发现，对收集采出液的管沟等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，采出液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响。

经查阅相关资料，目前项目区土地利用类型为未利用地，土壤类型为漠境盐土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期			√					
服务期满后								

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
注采管线	/	垂直入渗	石油类

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的盐土或草甸土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

——溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件

下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

（2）垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为漠境盐土、盐土、草甸土，项目区浅部地层主要由第四纪全新统(Q)冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深小于 10m，即包气带厚度小于 10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类。

⑤预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土壤表面的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

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

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-3。

表 5.6-3 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(50.41) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（占用的国家二级公益林及地方公益林，评价范围内的塔里木河流域重点治理区、新疆库车龟兹国家沙漠公园）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂渗入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ； II类 <input type="checkbox"/> ； III类 <input type="checkbox"/> ； IV类 <input checked="" type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>				
	评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ； b) <input checked="" type="checkbox"/> ； c) <input checked="" type="checkbox"/> ； d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性				同附录 C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	20cm	
	柱状样点数					
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目 45 项和 pH、石油烃； 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值				
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ； GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	现状评价结论	土壤环境质量较好				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（事故状态下，进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）				
	预测结论	达标结论： a) <input checked="" type="checkbox"/> ； b) <input type="checkbox"/> ； c) <input type="checkbox"/> 不达标结论： a) <input type="checkbox"/> ； b) <input type="checkbox"/>				
防治措	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		

施		1	石油烃	每5年1次	
	信息公开指标	-			
评价结论		在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。			
注 1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。					

5.7 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素, 针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故, 引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境的影响和损害程度, 提出合理可行的防范、应急与减缓措施, 以使建设项目事故风险可控。

5.7.1 评价依据

5.7.1.1 风险调查

本项目新建 17 座注采井场, 利用老注采井口 26 口, 新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道; 在牙哈集注站扩建集气装置 1 套、 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 $550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套; 新建双向输气管道 6.5km, 将集注站处理后天然气输送至克轮线 4# 阀室和克轮复线 4# 阀室。

本工程运行后, 主要从事天然气注入和采出活动, 涉及的风险物质主要为柴油、甲醇、天然气和凝析油, 柴油储存在钻井井场储罐内, 甲醇储存在井场甲醇储罐内, 天然气和凝析油存在于地下储气库和管线中。

5.7.1.2 环境风险潜势判定

本工程在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质, 参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 确定危险物质的临界量。

定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工特点(M), 按附

录 C 对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

(1) 危险物质数量与临界量比值 (Q)

本工程存在多种危险物质，则按式(C.1)计算物质总量与其临界量比值(Q)：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \dots\dots\dots (C.1)$$

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：① $1 \leq Q < 10$ ；② $10 \leq Q < 100$ ；③ $Q \geq 100$ 。

①储气库最大存在量计算

参考 2021 年 3 月已批复的《温吉桑储气库群环境影响报告书》环境风险分析章节内容，本工程注气周期为 210 天，采气周期为 120 天，储气库库容 $6.9 \times 108 \text{m}^3$ ，工作气量为 $3.5 \times 108 \text{m}^3$ 。气田天然气密度为 0.61kg/m^3 ，则储气库天然气最大存在量为 213500t。

②注采管线和双向输气管线中天然气、凝析油最大存在量计算

本工程各类管线参数见表 5.7-1。

表 5.7-1 管线管径核算表

管线名称	管径 mm	管线长度 km	压力 MPa
注气干线	DN250	4.5	36.68
注采支线	DN100	24.6	36.45
外部双向输气线	DN400	6.5	7

根据 $PV=nRT$ ，则 $P_0V_0/T_0=P_1V_1/T_1$

式中：

V_0 —常压下天然气体积， m^3 ；

P_0 —环境压力，kPa(101.325kPa)；

T_0 —环境温度，K(取值为 273.15K)；

V_1 —管线体积， $V_1 = \pi d^2/4 \times L$ ；

P_1 —输气干线压力，Pa；

T_1 —管道内温度，K(20℃，取值为 293.15K)。

根据 $m = \rho V/1000$

m —管线中天然气最大存在量，t；

ρ —管线中天然气密度, kg/m^3 ; 天然气密度为 $0.61\text{kg}/\text{m}^3$;

V —管线中天然气体积, m^3 。

经计算, 选取最大井间管段 2.1km, 注采干线天然气中甲烷最大存在量为 0.35t; 凝析油最大存在量为 0.12t。

注采干线天然气中甲烷最大存在量为 4.68t; 凝析油最大存在量为 0.2t。

双向输气管线天然气中甲烷最大存在量为 3.3t。

③甲醇加注撬中甲醇最大存在量计算

甲醇(防冻剂)、缓蚀剂全部罐装拉运至各站场, 其中甲醇(防冻剂)主要作

用为降低天然气露点温度, 防止天然气中水合物的形成, 年用量为 1.5t。

④柴油最大存在量计算

钻井期柴油最大使用量为 2856t, 每周周转一次, 因此柴油最大储量为 190.4t。

本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.7-2。

表 5.7-2 建设项目 Q 值确定表

风源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
储气库	1	甲烷	74-82-8	213500	10	21350
管线	2	甲烷	74-82-8	8.33	10	0.833
	3	凝析油	/	0.32	2500	0.00013
柴油储罐	4	柴油	/	190.4	2500	0.076
甲醇储罐	5	甲醇	67-56-1	1.5	10	0.15
总 Q 值 Σ						21351.06

经计算, 本工程 Q 值为 21351.06, $Q > 100$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 要求, 对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

(2) M 值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C, 建设项目行业及生产工艺分值见表 5.8-3。将 M 划分为 (1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$, 分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 5.7-3 行业及生产工艺(M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压,且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化),气库(不含加气站的气库),油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$, 高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$; b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价		

本工程行业属于表 5.7-3 中“石油天然气”,属于“石油、天然气、页岩气开采(含净化),气库(不含加气站的气库),油库(不含加气站的油库)、油气管线 b(不含城镇燃气管线)”中“气库”的项目, M 值确定结果见表 5.7-4。

表 5.7-4 本工程 M 值确定一览表

序号	行业	生产工艺	M 分值
1	石油天然气	气库	10
项目 M 值			10

由表 5.7-4 可知,本工程 M 值为 10,以 M3 表示。

(3) 危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据危险物质数量与临界量比值(Q)和行业及生产工艺(M)确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)判断,分别以 P1、P2、P3、P4 表示,其判断依据见表 5.7-5。

表 5.7-5 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)依据一览表

危险物质数量与临界量比值(Q)	行业及生产工艺(P)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

本工程的 Q 值为 21353.62, M 值为 10,以 M3 表示,根据表 5.7-5 判断,本工程的 P 值以 P2 表示。

(4) 环境敏感程度(E)的分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 对建设项目大气、地表水、地下水环境敏感程度(E)等级分别进行判断。

①大气环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 的规定：

项目所在区域大气环境敏感程度是依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性来确定。大气环境敏感程度共分为三种类型：E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 5.7-6。

表 5.7-6 大气环境敏感程度分级原则一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据环境敏感目标调查结果可知，本工程周边 5km 范围内人口总数小于 1 万人，井场周边 500m 范围内人口总数小于 500 人，管线 200m 范围内无村庄分布。对照表 5.7-6 最终确定本工程大气环境敏感程度为 E3。

②地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 的规定：

区域地表水环境敏感程度依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点接纳地表水体功能敏感性与下游环境敏感目标情况确定。区域地表水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 5.7-9。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级原则分别见表 5.7-7 和表 5.7-8。

表 5.7-7 地表水环境敏感程度分级原则一览表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 5.8-8 地表水功能敏感性分区原则一览表

敏感性	地表水环境敏感特征
-----	-----------

敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 5.7-9 境敏感目标分级原则一览表

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

本工程周边无地表水，工程采气废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。地表水功能敏感性为低敏感 F3。对照表 5.7-9，最终确定地表水环境敏感目标分级为 S3。对照表 5.7-7 最终确定本工程地表水环境敏感程度分级为 E3。

③地下水环境敏感程度的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 的规定：项目所在区域地下水环境敏感程度依据地下水功能敏感性与包气带防污性能确定。区域地下水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，其分级原则见表 5.7-10。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 5.7-11 和表 5.7-12。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对值。

表 5.7-10 地下水环境敏感程度分级原则一览表

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 5.7-11 地下水功能敏感性分区原则一览表

分级	包气带岩石的渗透性能
----	------------

敏感 G1	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 G2	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（如热水、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
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区
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 5.7-12 包气带防污性能分级原则一览表

分级	环境敏感目标
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数	

本工程占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区等，不属于未划定准保护区以外的补给径流区。对照地下水功能敏感性分区表，确定地下水功能敏感性为低敏感 G3。

根据气田区域调查结果，评价区内大部分地区的包气带介质类型为第四系卵砾石，其次为粉砂。调查区内大部分区域包气带厚度在 20m~50m 之间，包气带垂向渗透系数：根据新疆新工勘岩土工程勘察设计院有限公司在调查区域渗水试验结果，区域包气带垂向渗透系数为 $53.28 \times 10^{-4} cm/s \sim 141.18 \times 10^{-4} cm/s$ ，平均值为 $97.42 \times 10^{-4} cm/s$ ，包气带防污性能属于“弱”类。确定包气带防污性能分级为 D1。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级，对照地下水环境敏感程度分级表，确定地下水环境敏感程度分级为 E2。

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。建设项目环境风险潜势划分方法见表 5.7-13。

表 5.7-13 建设项目环境风险潜势划分方法

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中毒危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	II
环境高度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境高度敏感区 (E3)	III	III	II	I
注：IV+为极高环境风险				

对照表 5.7-13，确定本工程大气环境风险潜势为 III，地表水环境风险潜势为

III，地下水环境风险潜势为III。因此本工程环境风险潜势综合等级为III。

5.7.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.7-14。

表 5.7-14 环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	IV+、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

本工程综合环境风险潜势为III级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为二级。

5.7.2 环境敏感目标概况

根据现场调查，本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。该区域除油气田的工作人员外，没有固定集中的人群活动区。项目周边地表水环境环境敏感目标情况见表 5.7-15。

表 5.7-15 项目环境敏感特征表

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	工程区占用一般耕地	评价范围内	按规定进行补偿。临时占地及时平整，使得工程对敏感区的不利影响可接受。
2	水环境	评价范围内地下水	评价范围内	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类
3	土壤环境	评价范围内土壤	评价范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值
4	环境风险	工程区土壤、地下水、环境空气	评价范围内	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 事故统计分析

(1) 井喷事故

钻井过程中最大的风险事故是井喷失控事故，井喷将导致油气资源的严重破坏，极易酿成火灾、爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏、油井报废和自然环境的污染。据不完全统计，中国石油天然气集团有限公司在油气勘探开发的 40 年间

(1950~1990年)，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41‰，其中，井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此，井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

1) 地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

2) 遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

3) 设备因素：井控装置设施失效。压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

4) 操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

鉴于本工程地层特点和采取的防井喷措施，本工程发生井喷事故的概率将远小于国内气田钻井作业发生井喷事故的概率 0.006%。

(2) 输气管线事故

1) 欧洲

欧洲是天然气工业发展比较早，也是十分发达的地区，经过几十年的发展和建设，该地区的跨国管道已将许多欧洲国家相连，形成了密集复杂的天然气网络系统。1982 年开始，6 家欧洲气体输送公司联合开展了收集所属公司管道事故的调查工作，并得到了各大输气公司的积极响应，到了 2005 年，参加此项工作的有 12 家西欧主大港油田集团有限责任公司，并据此成立了一个专门组织即欧洲配套输气管道事故数据组织(EGIG)，这个组织的数据库提供的信息资源对了解管道事故各类情况都极有帮助。对总长度 63310km 的配套输气管道事故调查和统计表明，欧洲配套输气管道平均事故率为 0.6×10^{-3} 次/(km·a)。

2) 美国

美国是世界上建设配套输气管道最早、最多也是距离最长的国家，目前天然气输送管道大约有 52×10^4 km。美国天然气管道事故资料较详实，逐年统计了事故次数、事故原因和所造成的危害后果，可以作为该管道类比分析依据。美国天然气主干网管道事故统计见表。从统计结果可以看出，在 1990 年~2005 年的

16 年里，美国天然气主干网管道共发生了 1415 次事故，年平均事故率约为 88.4 次，事故率为 0.17×10^{-3} 次/(km·a)。

3) 前苏联

前苏联的石油天然气工业在 80 年代得到了迅猛发展，这一时期建设的配套输气管道包括著名的乌连戈依-中央配套输气管道系统，它把西伯利亚天然气输送到了西欧。前苏联配套输气管道在几十年的运营中，出现过各种类型的事故，表列出总长度 188500km 管道发生事故的统计结果。在 1981 年到 1990 年 10 年间，前苏联由于各种事故原因造成配套输气管道事故共 752 次，平均事故率为 0.40×10^{-3} 次/(km·a)。

4) 国内

进入 90 年代，我国在西部地区建设了以陕京线、靖西线和靖银线为代表的标志着我国 90 年代配套输气管道建设技术水平的三条管道。以上三条管道从 1997 年投产以来，共发生了 2 次事故，均由洪水引发并发生在地质灾害比较多的黄土高原地区，统计结果见表 5.7-16。国内外配套输气管道事故概率统计结果见表 5.7-17。

表 5.7-16 我国主要输气干线事故率

管道名称	管道长度(km)	运行年限(a)	出现事故次数	出现事故时间	事故率(10 ⁻³ 次/km a)
陕京线	853	2.417	1	1998.8	0.49
靖西线	488.5	3.5	1	1999.9	0.58
靖银线	320	3.083	0	/	0.00
合计	4758(km.a)		2	/	0.42

表 5.7-17 各国\地区天然气管道事故率

国家\地区	事故率(次/(km a))
欧洲	0.60×10^{-3}
美国	0.17×10^{-3}
前苏联	0.40×10^{-3}
中国	0.42×10^{-3}

本工程输气管道总长 61.6km，管道事故率约 9.822×10^{-3} 。

(3) 储气库事故概率调查

地下储气库的历史，可以追溯到 20 世纪初。加拿大于 1915 年开始建设地下储气库，是地下储气库建设最早的国家，至 1993 年末有 38 座储气库，美国在 1916 年建成了第一个储气库，储气库数量占目前世界总量的 3/4，1993 年末有 386 座地下储气库的。到目前为止世界上有 600 多座地下储气库，主要分布在欧

洲和北美洲，其中 76% 的地下储气库是枯竭型油气藏改建而成的。中国的地下储气库起步较晚，20 世纪 70 年代在大庆油田曾经进行过利用气藏建设气库的尝试，真正开始研究地下储气库是在 20 世纪 90 年代初。到目前为止，已建成大张坨、板 876、板中北、板 808、板 828、板中南、江苏金坛盐矿和江苏刘庄气田等地下储气库。根据文献道，全球枯竭油气藏型地下储气库共发生过 16 起事故，在储气库事故资料统计分析的基础上，借鉴输气管道风险评价方法，归纳总结出了枯竭油气藏型地下储气库存在注采井或套管损坏、注气过程中气体迁移和储气库地面设施失效的三类主要事故类型。

表 5.7-18 枯竭油气藏型地下储气库事故概览表

序号	所在地	发生时间	事故描述	事故原因
1	美国科罗拉多州	2006 年 10 月	气体泄漏，储气库运行中断，当地 13 户庭（共计 52 人）紧急疏散	注采井泄漏，固井质量存在问题
2	英国北海南部	2006 年 2 月	爆炸及火灾，2 人受伤，31 人紧急疏散	脱水装置中的冷却机组失效，引发爆炸
3	美国伊利诺伊州	1997 年 2 月	爆炸及火灾，3 人受伤	油田在储气库区勘探钻井过程中气体迁移
4	德国巴伐利亚	2003 年	注采井筒环空压力升高	固井质量存在问题
5	美国加利福尼亚州	2003 年 4 月	气体泄漏约 25min，并发生油气混合	压缩机组阀门破裂
6	美国加利福尼亚州	1975 年	气体从气藏迁移至邻近区域并泄漏至地表	气体首先迁移至浅表地层，地表橡树砍伐后泄漏至地面
7	美国加利福尼亚州	1950~1986 年	储气库气量损耗	储气库气体在注气过程中发生迁移，1986 年停止注气，2003 年关停储库
8	美国加利福尼亚州	1940 年至今	储气库气体迁移	地质构造存在断层，导致储气库气体迁移至邻近区域
9	美国加利福尼亚州	1993 年 10 月	爆炸，造成 200 万美元的经济损失	气体脱水处理装置发生爆炸
10	美国路易斯安那州	1980~1999 年	注气量超负荷，注入气体发生迁移	储气库气体在注气过程迁移，储库仍维运行
11	美国加利福尼亚州	1997 年	爆炸，火灾持续 19d，气量损耗	事故原因未明
12	美国加利福尼亚州	20 世纪 70 年代	注气量超负荷，气体在注气过程迁移	注入气归属其他公司，2003 年关停储库
13	美国加利福尼亚州	20 世纪 70 年代	气体迁移气体由储气库迁移至地表	已关停储库
14	美国加利福尼亚州	不详	注采井损毁	地震导致注采井损毁

序号	所在地	发生时间	事故描述	事故原因
15	美国加利福尼亚州	不详	套管鞋泄漏，注采井损坏	套管鞋泄漏修复过程中注采井不慎损坏
16	美国加利福尼亚州	不详	套管腐蚀，注采井损坏	腐蚀套管修复过程中注采井不慎损坏

文献报道了 16 起事故，从第一座储气库建成至今已 104 年，累计建成了储气库 600 余座，因此，储气库事故率为 0.281×10^{-3} 次/(库·a)。

储气库存储的天然气形式为地下存储，而且注入压力还低于原始地层压力，只要地质条件适于建库，是不会存在泄漏问题的。

(4) 甲醇泄漏事故调查

甲醇沸点低、易挥发，易燃、易爆，且具有一定的毒性，如甲醇发生泄漏，有可能导致火灾爆炸和毒气云泄漏事故。根据风险分析，本工程有可能产生甲醇事故包括甲醇撬的甲醇储罐和甲醇罐车等，甲醇事故类型包括：

1) 甲醇储罐泄漏造成甲醇泄漏事故，形成甲醇蒸汽云扩散或甲醇火灾爆炸事故；

2) 甲醇罐车在运输过程中，出现交通事故，导致甲醇泄漏，形成甲醇蒸汽云扩散或甲醇火灾爆炸事故。从事故类型上分析，甲醇泄漏后形成蒸气云，遇明火发生火灾爆炸事故，仅对事故地点较近的范围内造成严重影响和破坏，火灾爆炸后的燃烧产物主要为二氧化碳和水，对外界环境的影响较小。除易燃外，甲醇还具有一定的毒性，若甲醇泄漏后形成甲醇蒸气云向下风向扩散，有可能造成一定范围内甲醇浓度超标，从而引发环境风险事故。由于缺乏甲醇储罐事故的统计数据，本工程参考《建设项目风险评价技术导则》(HJ169-2018)附 E 推荐的泄露频率统计数据，估算甲醇泄漏频率。甲醇储罐整体破裂泄漏频率为 $5.0 \times 10^{-6}/a$ 。

5.7.3.2 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为柴油、甲醇、天然气和凝析油。

①柴油

柴油为稍有粘性的浅黄色至棕色液体，主要成分为烷烃、芳烃、烯烃，闪点 $< 55^{\circ}\text{C}$ ，爆炸极限 1.4%-4.5%，是易燃液体，具有甲类火灾危险性，遇明火可引起火灾爆炸。柴油的危险、有害特性详见表 5.7-19。

表 5.7-19 柴油对人的生理影响及危害

物质名称	毒性	燃爆特性		危害性质判定结果	风险类别
	理化特性	危害特性	火灾危险性	毒物危害程度分级	卫生标准 (mg/m ³)
柴油	密度相对较轻的一类柴油，通常指180~370℃馏分。由各族烃类和非烃类组成。外观为稍有粘性的棕色液体，熔点为-18℃，沸点 282~338℃，相对密度(水=1)为 0.87~0.9，闪点 57℃，引燃温度 257℃。	/	乙类	/	/

②天然气

天然气主要成分是以 C₁~C₄ 为主的烷烃混合物，爆炸极限为 5~15 (V/V%)，最小引燃能量 0.28mJ，属甲 B 类易燃气体。

1) 易燃、易爆特性

天然气中含有大量的低分子烷烃混合物，属甲类易燃易爆气体，其与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏会无限制地扩散，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。

由于天然气中含有一定量的易液化组份，当天然气泄漏时，一些较重的组份将沉积在低洼的地方，形成爆炸性混合气体，并延地面扩散，遇到点火源发生火灾爆炸事故。

2) 毒性

天然气成分主要为 CH₄、C₂H₆，其它组份如 C₃H₈、C₄H₁₀ 等以及少量 CO₂、N₂ 等非烃气体。天然气中 CH₄、C₂H₆ 属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组份如 C₃H₈、C₄H₁₀ 等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量 N₂ 等非烃气体。

CH₄、C₂H₆ 对人体基本无毒，但浓度过高时，使空气中的氧含量明显降低，使人窒息，当空气中 CH₄、C₂H₆ 浓度增大时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，若不及时脱离，可导致窒息死亡。C₃H₈、C₄H₁₀ 主要有麻醉或轻度刺激作用。可引起头痛、头晕、眼和呼吸道的刺激症状，重者有麻醉症状，甚至意识丧失。慢性影响：眼和呼吸道的轻度刺激。CO₂ 与 N₂ 属于窒息性气体，可导致人员窒息危害。因此，天然气对人员的危害主要体现为人员窒息以及人体刺激作用。

表 5.7-20 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

化学品及企业标识	化学品名称	天然气		
	危险化学品序号	2123		
	生产企业名称	塔里木油田分公司		
危险性概述	<p>危险性类别：易燃气体 类别 1。 毒性：IV（轻度危害）。 侵入途径：吸入。 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
成分/组成信息	<p>该化学品为混合物，其主要有害成分为甲烷。 甲烷 CAS 号：74-82-8。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 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，立即进行心肺复苏术，就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>			
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以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。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	分子式	主要成分为 CH ₄	外观与性状	无色无味气体
	沸点（℃）	-161.5	闪点（℃）	-188
	熔点（℃）	-182.5	相对蒸气密度（空气=1）	0.557~0.582
	饱和蒸气压（kPa）	53.32（-168.8℃）	燃烧热（kJ/mol）	890.8
	临界温度（K）	203.3	临界压力（MPa）	4.59
	爆炸极限%（V/V）	5~15	引燃温度（℃）	537
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
	主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		

化学品及 企业标识	化学品名称	天然气
稳定性和 反应性	稳定性：稳定。 禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳。	
毒理学 信息	毒性：IV（低度危害） 急性毒性：LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料 亚急性和慢性毒性：无资料。刺激性：无资料。致敏性：无资料。致突变性：无资料。 致畸性：无资料。致癌性：无资料。	
生态学 信息	生态毒理毒性：无资料。 生物降解性：无资料。 非生物降解性：无资料。 生物富集或生物积累性：无资料。 其它有害作用：应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。	
废弃 处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定的场所掩埋。	
运输 信息	UN 编号：1971；包装标志：易燃气体；包装类别：II类包装；包装方法：钢制气瓶。 运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。	
法规 信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），经中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）；《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。	
其他 信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。	

③凝析油

凝析油属易燃、易爆炸、易挥发、易流失、易积聚静电、具有腐蚀性和一定毒性的物质，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇热源、明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触发生强烈反应，引起燃烧或爆炸的危险。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。其燃烧爆炸危险性与轻汽油相似。凝析油在储运过程中，一旦发生罐体破损、管线破裂或闸阀关闭不严，或输入量超过罐体容积等情况，容易造成油品跑、冒、滴、漏，导致环境污染和易于造成火灾爆炸事故。由于凝析油导电性较差，在装卸、输送等过程中会产生静电荷。当积聚的静电荷的放点能量大于可燃混合物的最小引燃能，并且放电间隙中油品蒸气和空气混合物处理爆炸极限范围时，将引发油气燃烧爆炸事故。由于凝析油中含有少量水分和微量腐蚀性物质，如含硫物质和氯离子。储罐和管线受储存或输送介质中腐蚀性物质的作用，发生电化学腐蚀，往往会造成不易发觉的罐壁或管壁变薄，设备或者管线发生穿孔，导致油泄漏。虽然凝析油只有较低的毒性，但火灾时油料燃烧产生的烟气对人有较大的危害。

表 5.7-21 凝析油理化性质、危险特性及防护措施表

化学品名称及企业标识	化学品名称	凝析油		
	生产企业名称	塔里木油田分公司		
组成/组份分析	凝析油为混合物，主要成分是 C ₄ 至 C ₆ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好，是生产溶剂油优质的原料。			
危险特性	危险性类别：易燃液体 与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。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，遇明火会引着自燃。			
急救措施	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。			
消防措施	喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。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：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。			
泄漏应急处理	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，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。小量泄漏用砂土等惰性材料吸收。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。			
操作处置与储存	操作处置注意事项：密闭操作，局部排风。操作人员必须要遵守操作规程，远离火种、热源。作场所严禁吸烟，防止蒸气泄漏到工作场所空气中。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。倒空的容器可能残留有害物质。 储存注意事项：大量易燃液体应储存在储罐内，桶装易燃液体应储存在规定要求的库存房内；库房低坪和铺垫不渗油，不会因撞击而发生火花。			
接触控制/个体防护	生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具（半面具）。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴安全防护镜。防护服：穿防静电工作服。手防护：戴耐油防护手套。其它防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	燃烧性	易燃	火灾危险性分类	甲 A 类
	闪点（℃）	-2℃	爆炸极限（%）	1.1~8.7
	自燃点（℃）	482~632	密度（水=1）	0.7916~0.8116g/cm ³
	稳定性	不稳定	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳
稳定性和反应活性	稳定性：不稳定。禁配物：无资料。避免接触的条件：无。聚合危害：不聚合。分解产物：碳化物。			
毒理学资料	毒性：IV（低度危害）LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料			
生态学信息	生态毒性：无相关资料。生物降解性：无相关资料。非生物降解性：无相关资料。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	包装标志：易燃液体。包装类别：II。包装方法：全密闭罐包装。 运输注意事项：运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

④ 甲醇

在天然气生产过程中要注入甲醇，以防止生成水合物，造成管道设施等冻

堵。甲醇属于易燃易爆液体并且具有较大的毒性，其危险特性如下：

物化性质：无色澄清液体，有刺激性气味。沸点：64.8℃；闪点 11℃；爆炸下限 5.5（V%）、爆炸上限 44（V%）。

溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等大多数有机溶剂。

表 5.7-22 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化特性	外观与性状：无色澄清液体，有刺激性气味。分子式：CH ₄ O；分子量：32.04；熔点-97.8℃；相对密度（水=1）：0.79；沸点 64.8℃；相对蒸气密度（空气=1）：1.11；辛醇/水分配系数：-0.82/-0.66；闪点 11℃；引燃温度 385℃；爆炸极限 5.5~44.0%（V）；燃烧热 727.0kJ/mol；临界温度 240℃；临界压力 7.95MPa。
	溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等大多数有机溶剂。
	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。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，遇火源会着火回燃。
	有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。
	灭火方法：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。
健康危害	急性毒性：LD ₅₀ ：5628mg/kg（大鼠经口）；15800mg/kg（兔经皮）；LC ₅₀ ：83776mg/m ³ ，4 小时（大鼠吸入）
	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；可致代射性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼上呼吸道刺激症状（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：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。
	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	食入：饮足量温水，催吐。用清水或 1% 硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。
泄漏应急处理	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，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用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。
操作注意事项	密闭操作，加强通风。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、酸类、碱金属接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。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。
接触控制/个体防护	职业接触限值：TWA（mg/m ³ ）：25；STEL（mg/m ³ ）：50
	工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时或紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。
	眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。
	身体防护：穿防静电工作服。

	手防护：戴橡胶手套。
	其它防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。
运输信息	UN 编号：1230；包装标志：易燃液体；有毒品；包装类别：II。
包装方法	小开口钢桶；安瓿瓶外普通木箱；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶（罐）外普通木箱。

甲醇的危险性分析：

甲醇是一种无色、透明、易挥发、易燃液体，燃烧时无烟有蓝色火焰。能与多种化合物形成共沸混合物。能与水、乙醇、乙醚、苯、酮类和其他有机溶剂混溶。溶解性能优于乙醇，能溶解多种无机盐类，如碘化钠、氯化钙、硝酸铵、硫酸铜、硝酸银、氯化铵和氯化钠等。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。有毒，一般误饮 15mL 可致眼睛失明，一般致死量为 100~200mL。

甲醇的危险性主要表现在以下几个方面：

1) 挥发性

甲醇在常态下为液体，沸点 64.7℃，21.2℃时的饱和蒸气压为 13.33kPa，温度愈高，蒸气压愈高，挥发性越强。

2) 流动扩散性

甲醇的粘度较小，并随温度升高而降低，有较强的流动性。同时由于甲醇蒸气的密度比空气密度略大，有风时会随风飘散，即使无风时，也能沿着地面向外扩散，并易积聚在地势低洼地带。因此，在甲醇储存过程中，如发生溢流、泄漏等现象，物料就会很快向四周扩散，特别是甲醇储罐一旦破裂，又突遇明火，就可能导致火灾。

3) 高易燃性

甲醇的闪点 11℃，是甲类火灾危险性可燃液体。当甲醇的蒸气与空气形成可燃性混合物后，在其蒸气与空气中的氧进行的剧烈氧化还原反应时会造成火灾。

4) 蒸气的易爆性

由于甲醇具有较强的挥发性，在甲醇罐通常都存在一定量的甲醇蒸气。当罐内甲醇蒸气与空气混合达到甲醇的爆炸浓度范围 6%~36%时，遇火源就会发生爆炸。此外，由于甲醇的引爆能量小，罐内绝大多数的潜在引爆源，如明火、电气设备点火源、静电火花放电、雷电和金属撞击火花等，具有的能量一般都大

于该值，因此决定了甲醇蒸气的易爆性。

5) 热膨胀性

甲醇和其它大多数液体一样，具有受热膨胀性。若移动注醇装置内甲醇装料过满，当体系受热，甲醇的体积增加，密度变小的同时会使蒸气压升高，当超过容器的承受能力时，就易破裂。另外，在火灾现场附近的移动注醇装置受到热辐射的高温作用，如不及时冷却，也可能因膨胀破裂，增大火灾的危险性。

6) 聚积静电荷性

甲醇具有一定的带电能力，其在管输和灌装过程中能产生静电，当静电荷聚积到一定程度则会放电，故有着火灾爆炸的危险。

5.7.3.3 风险设施识别

本工程事故类型主要包括各类井喷事故、井漏事故、管道或集注站等功能单元天然气、甲醇等介质泄漏事故等，事故表现形式主要有火灾、爆炸、有毒气体扩散和下水污染事故等。本工程各功能单元潜在的事故类型识别详见表 5.7-23。

表 5.7-23 各功能单元事故类型识别表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因,井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故。	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故。
	井漏	在钻井过程中,某些区域地质构造较为特殊,砂质岩空隙度大,或工作压力超过地层破裂压力,导致工作液体(如钻井液、固井水泥浆)发生失漏。	井漏事故有可能进一步引起井喷事故;若地层为含水层,钻井液漏失可能对地下水造成污染。
采气阶段	井喷	试气过程中管线损坏接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致体泄漏,导致井喷;采气阶段修井等作业事故过程中如发生气侵、溢流等情况,井控措施失效,导致井喷。	
集输管线	天然气管线泄漏	采气支管和集输干线天然气管线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷,管道腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致天然泄漏事故。	天然气泄漏后,遇火源会发生火灾、爆炸事故。
集注站	天然气泄漏	集注站管道、设备穿孔、破裂,导致天然泄漏。	遇火源发生火灾爆炸事故
井场	甲醇储罐泄漏	甲醇储罐由于腐蚀穿孔或罐体破裂,导致甲醇泄漏事故	甲醇蒸汽遇明火,造成火灾爆炸事故

5.7.3.4 本工程生产设施风险分析

本工程施工期涉及危险性的工程主要是钻井工程；运营期涉及危险性的工程主要是输气管道天然气输送、井场及储气库生产工艺。

1.施工期

(1) 井喷、井喷失控造成天然气泄露、火灾爆炸事故
钻井工程可能存在井喷、井喷失控等天然气泄露事故，引发工作人员中毒或遇明火发生火灾爆炸事故，进而污染大气环境。

(2) 运输事故

本工程中的柴油为特种车辆拉运，且均外委具有相应资质的单位运输到目的地，按照各自行业规范防范环境风险的发生，为此本评价不再详细分析其运输过程中的车辆环境风险防范措施，仅对拉运事故报告制度、联单管理制度等分析评价。

(3) 井漏事故

本工程当泥浆压力大于地层孔隙压力或破裂压力时会发生井漏。钻井过程中井漏一般发生在钻遇有天然裂缝、溶洞、高渗透低压地层时开钻过猛、下钻速度过快、加重过猛造成井漏或是在固井时中间套管下深不够或不下中间套管致使高低压地层处于同一裸眼井段，造成井漏，污染地下水。

(4) 钻井液、固井水泥及添加剂泄漏事故

本工程钻井液、固井水泥、添加剂及钻井废水均呈碱性，钻井液、固井水泥等均采用罐装，钻井液储存罐、水泥罐等连接管道可能发生接口、阀门等损坏，引发钻井液泥等泄露事故，进而污染周边土壤。

2.运营期

(1) 注采气集输管道天然气泄露、火灾爆炸事故

运营期注采气过程可能发生输气管道接口、阀门等损坏，引发天然气泄露事故，进而污染大气环境。

(2) 储气库天然气泄漏事故

储气库项目封闭性良好，一般不会发生天然气在地层中串漏的事故。但是，在强烈地震、应力作用下，可能出现储气库泄漏天然气在地层中串漏的环境风险事故。

(3) 井场工艺中天然气泄漏事故

本工程井场生产过程中可能因管道、阀门等损坏发生天然气泄露事故，进而污染大气环境。

(4) 井场工艺中甲醇泄露、火灾爆炸事故

本工程井场生产过程中可能因储罐注醇撬损坏发生甲醇泄露、火灾爆炸事故，进而污染大气环境。

5.7.3.5 环境风险类型及危害分析

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别以及事故资料统计，本工程危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是井喷、井喷失控造成天然气泄露对大气造成污染；甲醇泄露、火灾爆炸事故对大气和土壤环境产生污染；井漏后钻井液对地下水环境产生污染；输气管道天然气、凝析油泄露事故对大气、地表水环境造成污染；储气库天然气泄露对大气环境造成污染；井场工艺中天然气泄漏事故对大气环境造成污染；井场工艺中甲醇泄露、火灾爆炸事故对大气环境造成污染。

5.7.3.6 风险识别结果

根据调查，项目涉及的主要危险物质为天然气、甲醇，涉及的生产系统主要是施工钻井工程、注采气管道天然气输送、井场及储气库生产工艺等。根据项目的工程资料、类比国内外同行业和同类型事故，项目的主要风险类型为危险物质泄露以及由此引发的火灾、中毒事故。

根据项目的安全评价结论，建设单位在落实建设方案和安全评价报告中提出的各项安全措施的前提下，该工程存在的危险、有害因素能够得到有效控制，该工程建成投产后，其风险处于可以接受的程度。一旦发生风险事故，在及时采取风险应急预案、严控污染物扩散的前提下，其对区域环境空气、土壤、地表水环境和动植物资源影响是可控的，环境风险处于可接受程度。

5.7.4 风险事故情形分析

5.7.4.1 大气环境风险事故情形设定

1. 施工期

本工程钻井工程可能因井底压力异常超压或人员违章操作造成井喷、井喷失控，从而造成天然气泄露事故，遇明火发生火灾事故，产生 SO₂、NO₂ 等伴生/次生污染物。通过同类项目事故资料统计，井喷失控事故对环境的影响最大，且属于本工程代表性事故，因此，本工程施工期主要考虑的大气环境风险事故为井喷、井喷失控产生的天然气泄露事故。根据以上分析，结合项目实际情况，确定项目施工期大气环境风险事故情形为：

(1) 钻井过程中因井底压力异常超压或人员违章操作造成井喷、井喷失控等，造成天然气泄露事故；

(2) 天然气泄露后遇明火发生火灾事故，产生 SO₂、NO₂ 等伴生/次生污染物。

2.运营期

本工程运营期输气管道天然气输送、井场及储气库生产工艺等可能发生天然气泄露事故。结合项目实际情况，确定项目运营期大气环境风险事故情形为：

(1) 输气管道因管道接口、阀门等损坏等造成输送天然气泄露事故。

(2) 井场生产过程可能因管道接口、阀门等损坏等造成天然气泄露事故。

(3) 储气库生产过程可能因强烈地震、应力作用等因素，造成储气库泄漏天然气在地层中串漏的环境风险事故。

(4) 本工程井场生产过程中可能因甲醇储罐损坏发生甲醇泄露事故。

5.7.4.2 地表水环境风险事故情形设定

对地表水体的污染主要是管线泄漏造成。石油类进入地表水体。石油类泄漏流入水体后，会在水面上形成一层油膜，并且向四周散开，并随水流扩散，对地表水水质产生影响。原油溢至水中后存在的状态如图 5.8.1。

本工程在运行期对管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时采用经过防腐处理的无缝钢管，以延长埋地管道使用寿命。所以，本地区发生管道泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对穿越水体产生油水泄漏污染环境，建议通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

工程管线采用防腐蚀管道，且在运行期定期进行管线检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏事故，若发生泄漏可第一时间发现并及时处理，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

5.7.4.3 地下水环境风险事故情形设定

钻井过程发生井漏事故，造成钻井液漏失进入地下水环境，污染地下水环境，具体预测情形设定和预测结果详见地下水环境影响评价章节，本章节主要提出风险防范措施。

5.7.5 最大可信事故及源项分析

5.7.5.1 最大可信事故判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的定义，“最大可信事故”是指“是基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故”。在环境风险识别、风险事故情形分析的基础上可以判断，本工程以双输管线泄漏事故的后果最严重，因此本工程的最大可信事故确定为双输管线泄漏事故。

根据前面分析，集输管道事故概率为 6.552×10^{-3} 次/年。

5.7.5.2 集输管线事故源强

当输气管道发生事故导致天然气泄漏时，可能带来下列危害：泄漏天然气若立即着火即产生燃烧热辐射，在危险距离内的人会受到热辐射伤害，同时燃烧产生的大量 CO 和 NO_x 对周围环境空气造成污染；天然气未立即着火可形成爆炸气体云团，遇火就会发生爆炸，在危险距离以内，人会受到爆炸冲击波的伤害，建筑物会受到损坏。

从环境风险角度，本次评价选择双输管线断裂，天然气泄漏事故作为最大可信环境风险事故，分析天然气泄漏后在空气中可能引起燃烧、爆炸，以及由此伴生的空气污染。

1. 泄露源强

管道发生破裂泄漏事故时，压降速率感测系统实时监测管道压力发生的变化，当压降变化速率达设定值后并保持超过设定时间时，管线两端的阀室会自动启动气液联动驱动头，利用管输天然气的压力关闭阀门，截断配套输气管道，降低泄漏天然气量。因此，注采气集输管道最大可信事故源项考虑注采管道内的天然气最大余量，即选取注采管道内的天然气最大量作为注采气集输管道天然气泄露事故评价对象。

假定气体特性为理想气体，其泄漏速率 QG 按下式计算：

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中：QG—气体泄漏速率，kg/s；

P—容器压力，Pa；

C_d ——气体泄漏系数；当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形

时取 0.90，本次取 1.00；

M ——物质的摩尔质量， kg/mol ，按甲烷估算，取 0.016kg/mol ； R ——气体常数， $\text{J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$ ，取 8.31441；

TG ——气体温度， K ，取 293.15；

A ——裂口面积， m^2 ，本次按管道截面积 100% 考虑；

Y ——流出系数，对于临界流 $Y=1.0$ 。

表 5.7-24 项目输气管道天然气泄露事故源强一览表

风险事故情形描述	危险单元	影响途径	物料名称	管道裂口面积(m^2)	泄漏速率(kg/s)	最大泄漏量(kg)	泄漏时间(s)
注采管道因管道接口、阀门等连接处泄漏,损坏尺寸 10%管径计	输气管道	大气扩散	天然气	0.13	1600.4	144036	90

由上表可以看出，本工程管线最大泄漏量 144.036t，泄露速率 1600.4kg/s。

2.次生污染源强

本次此生污染选取泄漏火灾引起的次生污染进行分析。本工程管线在发生火灾爆炸事故时，易燃物质迅速燃烧，部分物质不完全燃烧将产生一定量的 CO，从而对周围大气环境造成一定的影响。假设发生火灾事故时，整个火灾事故持续 30min 计算[按照《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）编制说明中的统计，一般火灾燃烧时间均不大于 1h]。

CO 产生量计算公式

$$G_{\text{co}}=2330qCQ;$$

式中： G_{co} —CO 的产生量（kg）；

C —燃料中碳的质量百分比含量（%），取 85%；

q —化学不完全燃烧值（%），取 1.5%~6.0%，在此取 6%；

Q —参与燃烧的物质质量，取 1.6t/s；

则管线发生火灾爆炸事故时，CO 源强为 190.128kg/s。

5.7.6 环境风险预测与评价

5.7.6.1 评价标准

根据 HJ169-2018 附录 H, 项目涉及的有毒有害物质的评价标准见表 5.7-25。

表 5.7-25 有毒有害物质毒理性参数

物质	毒性终点浓度-1 (mg/m ³)	毒性终点浓度-2 (mg/m ³)
甲烷	260000	150000
一氧化碳	380	95

5.7.6.2 模型选择

根据风险导则, 预测计算时应区分重质气体与轻质气体排放选择合适的大气风险预测模型, 本工程的风险预测中, 甲烷、CO 为轻质气体, 扩散计算建议采用 AFTOX 模式。

5.7.6.3 预测气象

大气环境风险预测, 二级评价需选取最不利气象条件进行后果预测。最不利气象条件取 F 类稳定度, 1.5m/s 风速, 温度 25°C, 相对湿度 50%。

5.7.6.4 预测结果

1.集输管线泄露

项目事故情况下, 最不利气象条件甲烷各阈值的廓线对应的位置见表 5.7-26 最大影响范围见图 5.7.2。

表 5.7-26 最不利气象条件甲烷各阈值的廓线对应的位置表

阈值 (mg/m ³)	X 起点 (m)	X 终点 (m)	最大半宽 (m)	最大半宽对应 (m)
150000	20	1440	44	780
260000	20	1090	32	490

从表 5.7-26 可以看出, 本工程事故情况最不利气象条件下甲烷的最大影响范围为距离项目边界 1440m 以内, 超过此距离后地面轴线上的甲烷浓度低于各阈值, 对地面上的人群健康影响较小。

2.集输管线天然气泄露引起火灾爆炸预测结果

项目事故情况下, 最不利气象条件 CO 各阈值的廓线对应的位置见表 5.7-27。

表 5.7-27 最不利气象条件 CO 各阈值的廓线对应的位置表

阈值 (mg/m ³)	X 起点 (m)	X 终点 (m)	最大半宽 (m)	最大半宽对应 (m)
95	10	5000	354	4980
380	10	5000	250	4930

从表 5.7-26 可以看出，本工程事故情况最不利气象条件下 CO 的最大影响范围为距离项目边界 5000m 以内，超过此距离后地面轴线上的 CO 浓度低于各阈值，对地面上的人群健康影响较大。

5.7.7 风险防范措施

5.7.7.1 井下作业事故风险预防措施

- (1) 井场设置明显的禁止烟火标志。
- (2) 按消防规定，配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。
- (3) 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。
- (4) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。
- (5) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.7.2 集输事故风险预防措施

- (1) 为减轻输气管线腐蚀，管道外防腐采用常温型三层 PE 加强级防腐和阴极保护相结合的方式。
- (2) 对穿越段管道焊缝进行 100%超声波监测和 100%射线检测。
- (3) 每半年检查管道安全保护系统(如截断阀、安全阀、放空系统等)，使管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度。
- (4) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。
- (5) 加大巡线频率，特别是在河流段增加巡线频次，提高巡线的有效性；每天检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。
- (6) 在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止管

道两侧 5m 范围新建居民住宅； 50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

5.7.7.3 站场事故风险预防措施

(1) 本工程各工艺站场建筑物间距满足安全防火距离，符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)要求。

(2) 管道与地面构筑物的最小间距符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)等规范要求。

(3) 站场内利用道路和围墙进行功能分区，将生产区和生产管理区分开，以减少生产区和生产管理区的相互干扰，降低危险隐患。

(4) 各工艺站场均设置紧急切断系统(ESD)，它将独立于站控制系统单独设置。各站的 ESD 系统通过局域网与 SCS 进行数据交换。一旦发生紧急情况，可立即关闭紧急切断阀，启动放空程序，降低站内压力。

(5) 在可能发生天然气泄漏或积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(SH3063-1999)的要求设置可燃气体报警装置。

(6) 根据《建筑灭火器配置设计规范》要求，在工艺装置区、主要建筑物内，根据规范及其火灾危险性、区域大小情况，设置推车式和手提式磷酸铵盐干粉灭火器，仪表及电器设备间设手提式二氧化碳灭火器。线路阀室内设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。同时依托当地消防力量。

(7) 为防止爆炸，站内电气设备、设施的选型、设计、安装及维修等均符合《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)的规定。

(8) 工艺站场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(9) 现场人员穿防静电工作服，且禁止在易燃易爆场所穿脱，禁止在防静电工作服上附加和佩带任何金属物件，并在现场设置消除静电的触装置。

5.7.7.4 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，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。

5.7.7.5 完善事故发生后第一时间报告制度

(1) 环境事件分级

参照《国家突发环境事件应急预案》的有关规定，按照突发事件的性质、严重程度和影响范围等因素，突发环境事件分为重大环境事件（I级）、较大环境事件（II级）和一般环境事件（III级）（见表 5.8-28）。

一般环境事件（III级）是指基层作业区或现场就能控制，不需要跨级组织救援的突发环境事件。本工程应制定突发环境事件专项III级预案。如发生事故超过III级救援范围，须逐级报告。

表 5.7-28 突发环境事件分级

分级类别	I级	II级	III级
火灾	涉及易燃易爆区、人员密集区，消防失灵；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	未涉及易燃易爆区、人员密集区，消防失灵；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	小范围火灾，业区可以控制；排放物未超标，影响范围在作业区内。
爆炸	爆炸涉及易燃易爆区，引起火灾和人员伤亡；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	爆炸没有涉及易燃易爆区，引起着火；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	业区内影响，对设施、人身安全没构成危险；排放物未超标，影响范围在作业区内；排放物未超标，影响范围 1km ² 以下。

油气管线爆裂	主要管线爆裂,造成油气大量泄漏,停输;一项排放物超标3倍,影响范围3km ² 以上。	集输管线断裂,中间闸阀断裂或失灵;一项排放物超标1倍,影响范围1km ² 以上	井、站油气集输管线裂口,闸阀密封不严;排放物未超标,影响范围在作业区内。
油气泄漏	处理场、集输干线出现泄漏,现场无法控制;一项排放物超标3倍,影响范围3km ² 以上。	处理场、集输管线出现大量泄漏,可以控制;一项排放物超标1倍,影响范围1km ² 以上。	处理场、集输管线出现轻微泄漏,可以控制;排放物未超标,影响范围在作业区内。
自然灾害	雨、雪、风、洪水袭击,生产中或即将中断;一项排放物超标3倍,影响范围3km ² 以上。	雨、雪、风、洪水袭击,生产受影响,但不中断;一项排放物超标1倍,影响范围1km ² 以上。	轻微雨、雪、风、洪水袭击,不引起生产告急;排放物未超标,影响范围在作业区内。
污水蒸发池渗漏垮坝	含油污水漫流,无法控制;一项排放物超标3倍,影响范围3km ² 以上。	含油污水漫流,可以控制;一项排放物超标1倍影响范围1km ² 以上。	含油污水漫流泄漏,可以控制;排放物未超标,影响范围在作业区内。
毒物泄漏	控制失灵,继续蔓延,产生环境污染。	控制系统完好,未扩散,未产生环境污染	有毒物轻微泄漏,可以控制。
社会群体事件	人员死亡、被困,生产设施破坏,停工;一项排放物超标3倍,影响范围3km ² 以上。	人员受伤,生产活动受到较大的影响;一项排放物超标1倍,影响范围1km ² 以上。	生产活动受到影响;排放物未超标,影响范围在作业区内。

(2) 报告程序

一旦发生突发环境事件,事故区必须在第一时间采取措施控制事态发展,全面实行自救,并及时向上级应急机构报告。发生Ⅲ级以上突发环境事件时,接受上级应急指挥机构的统一领导,与地方政府部门协同合作;当地方政府动用社会救援力量时,严谨、快捷、有序、冷静地应对突发环境事件。

5.8.8 应急预案

5.8.8.1 应急工作原则

(1) 以人为本,减少危害。一切把保障员工和公众的生命和健康作为首要任务,调用所需资源,采取必要措施,最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和环境危害。

(2) 统一领导,分级负责。建立健全环境突发事件应急体制,落实应急职责,实行应急分级管理制度,充分发挥各级应急机构的作用。

(3) 依法规范,加强管理。依据国家有关环保法律法规和中国石油管理制度,在应急工作中,本着对国家、社会、员工和公众环境质量以及高度负责的态度,加强应急管理,使应急工作规范化、制度化、法制化。

(4) 快速反应，协同应对。建立快速应急响应机制，充分利用社会应急资源，实现组织、资源、信息的有机整合，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

(5) 依靠科技，提高素质。利用先进的环境监视、监测、预警、预防和应急处置等技术及装备，充分发挥专家队伍和专业人员的作用，提高处置突发事件的科技含量和指挥水平，避免发生次生、衍生事故；加强宣传和培训教育工作，提高广大员工自救、互救和应对各类突发事件的综合素质。

5.8.8.2 突发事件总体应急预案

(1) 环境突发事件专项应急预案。环境突发事件专项应急预案是为应对发生环境突发事件而制订的应急预案。

(2) 环境突发性事件单项预案。单项预案是针对一些单项、突发的紧急情况所涉及的具体行动计划而制订的应急预案。

(3) 应急预案体系，包括总体应急预案、专项应急预案（环境突发事件应急预案）、二级单位应急预案和基层单位应急预案。

5.8.8.3 应急计划区

从可操作性出发，以集注站为重点，涵盖所有危险区域，再依据危险源各自的特性进行有层次、有针对性地逐一分别进行应急预案的制定。针对本工程开发特点，本工程应急计划区应包括钻井场、集注站和集输管道。

5.8.8.4 组织机构与职责

本工程应急机构由项目经理为第一负责人，主管环保安全工作的副总是直接责任人，下设办公室、指挥中心、应急保障中心、专业抢险中心、信息联络中心、后勤保障中心和善后处理部门。

在制定预案时，必须明确细化各部门的职责，人员组成，必须保障每一个部门的人员具有足量、专业和参加演练经历，各部门之间的工作必须协调统一，确保工作的时效性。

(1) 应急环境监测、抢险救援及控制措施

发生环境事故时，应由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测、抢救和救援，并配合当地环保、安全监察部门做好事故的定性、可能引起的环境风险事故评估等工作，提出避免进一步环境影响的有效方法，及时疏散可能受环境事故威胁的人员程序方案，供决策部门参考。

(2) 应急检测防护措施

根据事故现场检测结果，划定事故现场区域以及邻近区域、控制区域的范围，根据事故特征制定相应污染防治措施，贮备相应除污措施和防护设施。

(3) 人员撤离疏散

按照事故级别和划定的事故控制区域等，对区域工作人员和临近可能受到影响的公众进行有组织、有秩序的撤离疏散，确定事故撤离疏散通道和方式，确定医疗救护中心位置和救护方案，制定监测人体健康计划。

(4) 事故应急关闭程序

制定事故状态结束后对环境背景值进行必要的监测计划，提供解除事故可靠依据，根据事故级别上报有关部门终止应急状态程序，解除事故警戒。

5.8.8.5 应急培训计划

制定员工和可能受影响人群的风险事故教育和培训计划，不定期按照应急预案内容组织演练，及时修订、补充教育和培训计划内容。

5.8.8.6 公众教育和信息

按照有关要求，对工程环境风险可能影响区域的公众进行信息公开，并组织对附近公众的教育、培训和自我防护措施。在发生事故后，第一时间发布准确信息，使公众了解事故真相，避免不准确信息误导公众和造成不良社会影响。

5.8.8.7 应急预案与当地政府的衔接和联动

本工程风险事故的发生影响主要是以火灾、爆炸和泄漏后对周边环境的影响。为此，在项目投产营运前，企业应与地方政府进行沟通，确认县一级政府是否有应急预案，以便在事故发生后，企业在从启动应急预案-事故控制处理-结束的整个过程中，更好地与当地做好衔接和联动。

建设单位的环境污染事故的应急预案应报当地各政府部门备案。

5.8.9 小结

项目涉及的主要危险物质为柴油、天然气、甲醇、凝析油，涉及的生产系统主要是施工钻井工程、注采气管道天然气输送、井场及储气库生产工艺等。根据项目的工程资料、类比国内外同行业和同类型事故，项目的主要风险类型为危险物质泄露以及由此引发的火灾、中毒事故。本工程的最大可信事故确定为双输管线泄漏事故。

最大可信事故预测结果表明：集输管线泄漏事故发生后，甲烷在最不利气

象条件下的扩散过程中，未出现甲烷毒性终点浓度-1，预测浓度达到甲烷毒性终点浓度-2 最大影响范围为集输管线周围 10m；集输管线泄漏引起的火灾伴生次生污染物一氧化碳最不利气象条件下达到大气毒性终点浓度 2 级 95mg/m³ 时，最远距离为 120m，预测结果无大于大气毒性终点浓度 1 级 380mg/m³。但是根据发生泄漏或二次污染事件时本工程员工受影响最大，发生风险事故时应根据泄漏物质做出影响范围判断，根据影响范围及时做好该影响范围内人员的通知及转移工作，减少项目的环境风险影响。

通过风险防范措施的实施和应急预案的建立，可以最大限度防止风险事故的发生和有效处置环境风险事故，并结合企业在下一步建设和运营过程中不断优化和完善的风险防范措施和应急预案，在此情况下，建设单位环境风险可以有效防控，对环境的不利影响可以得到有效的控制，项目风险水平在可接受的范围内。

表 5.7-29 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况								
风险调查	危险物质	名称	甲烷	凝析油	柴油	甲醇				
		存在总量/t	213533.95	0.52	190.4	1.5				
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 小于 500 人				5km 范围内人口数小于 1 万人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大) 人							
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input type="checkbox"/>		F3 <input checked="" type="checkbox"/>		
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input checked="" type="checkbox"/>		
地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 <input checked="" type="checkbox"/>				
	包气带防污性能	D1 <input 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 type="checkbox"/>		1≤Q<10 <input type="checkbox"/>		10≤Q<100 <input type="checkbox"/>		Q>100 <input checked="" type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>		M3 <input checked="" type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>		P2 <input checked="" type="checkbox"/>		P3 <input type="checkbox"/>		P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input checked="" type="checkbox"/>				
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input checked="" type="checkbox"/>				
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input checked="" type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>				
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>		III <input checked="" type="checkbox"/>		II <input type="checkbox"/>		I <input type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>			二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		简单分析 <input 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 checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>			经验估算法 <input type="checkbox"/>		其他估算法 <input type="checkbox"/>			
风险预测与	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>		AFTOX <input checked="" 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 无 m							
	地表水	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 10 m								
		最近环境敏感目标 , 到达时间 h								

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

评价	地下水	下游厂区边界到达时间 d
		最近环境敏感目标 无，到达时间 d
重点风险防范措施	具体见“5.8.7 环境风险防范措施及应急要求”	
评价结论与建议	本工程过程中存在着泄漏、火灾、爆炸风险，必须严格按照有关规范标准的要求对井场进行监控和管理。在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可防控	
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。		

6 环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在施工期、运营期拟采取的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本项目施工期对环境的影响主要来自管线敷设、站场建设等方面。

6.1.1 生态环境保护措施

6.1.1.1 避让

由于储气库工程具有特定地域的特殊性，本工程选址整体上具有唯一性。但管线工程可依据实际情况避让植被覆盖度较高的区域，以减轻工程施工对生态环境的影响。

在选址选线上采取生态避让措施的同时，要明确施工用地范围，禁止施工人员、车辆进入非施工占地区域，避免对施工区附近非施工占地区域动植物造成破坏。

6.1.1.2 防护

针对地面工程、管线工程、道路工程生态防护措施：

(1) 对项目区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——注采管线和双向输气管线施工临时占地作业度宽度不得超过 10m；

——道路施工临时占地作业度宽度不得超过 6m。

(2) 严禁任何施工活动进入生态保护红线区内。

(3) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡。

(4) 施工期充分利用现有道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得

随意取弃土。

(5) 加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

针对野生动植物的生态保护措施：

(1) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

(2) 管线施工范围应严格限制在 10m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(3) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

6.1.1.3 治理

针对地面工程、管线工程生态治理措施：

(1) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(2) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

针对野生动植物的生态治理措施：

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

6.1.1.4 补偿

本工程占地面积为 50.41hm²，其中永久占地 16.05 hm²，临时占地 34.36 hm²，工程占地类型主要为草地（其他草地）、未利用地，

对于占地引起的生态损失，可按照《中华人民共和国土地管理法》、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳草地等的补偿费。

6.1.1.5 水土流失防治措施

本工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，建设区域为水土流失的防治责任范围。

(1) 防护措施

①对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

②加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

(2) 管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

②根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

(3) 工程防治措施

①管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③地面建设挖、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惜土。

④对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑤施工作业结束后，并将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

(4) 各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.1.1.6 其他生态保护措施要求

(1) 在项目施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 施工结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

本工程拟采取的生态保护措施较易实施且效果良好，具有可行性。

6.1.2 大气污染防治措施

(1) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。堆放物料时采取防风防雨措施，必要时设拦，定时洒水。

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

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

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

(5) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

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

(7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人

为扬尘污染。

6.1.3 废水污染防治措施

(1) 根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

(2) 酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(3) 管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。减少水资源的浪费及废水的产生。待试压作业结束，废水经沉淀后用于场地降尘。

(4) 施工期间产生生活污水排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存后，拉运至牙哈公寓现有生活污水处理设施妥善处置。

(5) 加强施工管理，提高施工人员的环保意识，约束施工人员的行为。

施工期废水经妥善处置后均不外排，可有效避免废水对区域水环境产生不利影响。以上措施可行。

6.1.4 固体废物污染防治措施

在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废弃物、沾油的废防渗材料和生活垃圾。

(1) 生活垃圾

施工期生活营地设置垃圾集中收集箱，生活垃圾收集后定期拉运至牙哈作业区固废填埋场填埋。

(2) 钻井废弃泥浆、岩屑

①水基钻井泥浆岩屑处置措施

本工程钻井时井筒返排的钻井液及水基岩屑经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，水基钻井岩屑处置后须做相关检测，主要监测指标为：含油率、铜、铅、镍、pH，经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）表1中综合利用限值要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料。

②磺化泥浆岩屑处置措施

本工程钻井时井筒返排的钻井液及磺化水基钻井岩屑经不落地系统的振动

筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井液配置，固体经先由甩干机进行第一次固液分离，再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分理出的固相暂存于磺化泥浆池，岩屑储存区底部均铺设 HDPE 防渗膜，并交由哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站负责接收、转运和处置。

（3）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋。

（4）机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，可委托有资质单位进行无害化处理。

（5）沾油的废防渗材料

钻井过程中，会产生破损的沾油废防渗布等，参照临近钻井过程中产生的废防渗布数量可知，本工程单井井场钻井期产生的废防渗布为 0.5t，本工程新钻井 17 口，产生量总计为 8.5t，可委托有资质单位进行无害化处理。

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裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

综上，本工程建设期采取的固废废物污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转产生的机械噪声和运输车辆行驶产生的交通噪声。

（1）在满足施工需要的前提下，施工单位应选用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）合理安排好施工时间，尽量缩短施工期，避免夜间施工。合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高；

（3）加强运输管理，运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛；

（4）加强施工人员管理，减少不必要的人为噪声。

本项目施工期噪声防治措施从技术、经济角度均具有可行性，可有效控制施工期噪声影响。

6.1.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施。

综上，本工程建设期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 施工结束后，栽种当地适生植物，并维护至可自行生长繁衍状态，站（场）区环境。

(2) 为保证管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可种植浅根系植被。在对管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行；管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土层进行回填，以使植被得到有效恢复。

(3) 加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加强对道路和注采管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌等隐患工点提前采取防治措施；加快对道路两侧的绿化，布设道路防护林，提高植被覆盖率，尽早恢复生态环境。

(4) 加强宣传教育，提高注采管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，禁止在管线沿线附近取土，以避免造成管线破坏、导致污染事件。

(5) 采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免注采

管道发生破裂漏气、火灾爆炸事故，对周围环境和人群健康带来的危害。

(6) 运行期做好植被恢复的管护工作，管护时间 5 年。每年对需补充栽植植被，待其完全成长并达到一定的成活率或覆盖度后可任其自然生长，但要防止人为破坏。

本项目运营期生态环境保护措施主要体现在管理方面，在加强管理、责任到人的基础上，可对生态环境进行有效保护。以上措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要站场的泵站、阀门、法兰等产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

(1) 采用了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；本项目采用密闭集输，定期巡检，确保集输系统密闭运行。

(2) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

(4) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB 39728-2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、阀门等设备至少每 6 个月检测一次。通过调查，塔里木油田分公司已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

本工程运营期废水主要为采气期产生的采出水。这部分废水依托牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求后回注地层。在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在，本项目对地下水环境基本没有影响；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施。

牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理工艺为：废水经污水提升泵提升进入污水回收池后，然后通过提升泵泵入 2 座污水沉降罐中，提升过程中通过加药撬向管道中注入药剂，经过污水沉降罐沉降后进入三座串联的双滤料过滤器，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）表 1 和表 2 控制指标后，通过污水回注泵送入各回注井进行回注。牙哈 7 低压集气站污水处理装置设计规模为 2000m³/d，现状处理量为 1100m³/d，富余处理能力为 900m³/d，本工程采出水最大产生量为 289.09m³/d，因此可依托该处理系统处理。

在采取加强管理等措施的前提下，可从源头防止项目运营对地下水环境产生不利影响，以上措施可行。

6.2.4 噪声污染防治措施

- (1) 从噪声源入手，在采购设备时选择低噪声、低振动的设备；
- (2) 设置减振基础，减轻结构传声作用；
- (3) 安装消声装置，减轻气流声影响；
- (4) 加强设备维护，定期对设备设施进行检查及保养，确保设备正常运转，减少非正常噪声。

本项目运营期噪声污染防治措施针对性强，可确保厂界噪声达标，措施可行。

6.2.5 固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的清管废渣、乙二醇再生系统产生的废活性炭危险废物委托有危险废物处置资质的单位进行处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制

度。

具体管理要求如下：

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。

(2) 危险废物的管理主要要求如下：

① 清管废渣等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

② 主要管理职责

——固体废物产生单位和管理责任主体，负责日常管理工作；

——固体废物产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明固废产生原因、回收数量和地点，负责与处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查危险废物收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，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危险废物时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

6.2.6 土壤环境保护措施

根据土壤环境质量现状监测数据,项目厂址场地范围内监测点位各项土壤指标监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”的 $\text{pH}>7.5$ 所列标准。根据《环境影响评价技术导则土壤环境》(HJ964-2018),无须提出土壤环境质量现状保障措施。

6.2.6.1 源头控制措施

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护,保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门,减少泄漏量;加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式,加强站场及管线巡检,避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤,发生泄漏事故时应及时清理落地油,受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置,降低对土壤环境质量的影响程度。

6.2.6.2 过程控制措施

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

6.2.6.3 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)土壤三级评价的跟踪监测要求,仅需要在必要时开展跟踪监测。根据本工程建设性质,当发生事故泄露时应对站场、井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

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

综上,本工程采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.7 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.7.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放。

(1) 输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。集注站内管线，尽可能地上铺设，以便巡查，管道发生破裂等，可第一时间发现，以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

(2) 管线控制措施：集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。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；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；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，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(3) 对阀门、法兰、站场各装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(4) 井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(5) 严格按照油田公司的管理要求做好井控、固井及完井等工作，按要

求做好套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。

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

6.2.7.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

现未针对储气库颁布防渗技术规范，本次根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，本工程产生废水中主要污染物是石油类、COD、无机盐类非持久性污染物，所在区域包气带防污性能为弱，故将本工程区域划分为一般防渗区和简单防渗区。

一般防渗区：根据工程特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场、站场主要生产装置区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：不会对地下水环境造成污染的区域，主要包括电控信一体化撬等区域，不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行简单的地面硬化即可。

表 6.2-1 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
井场	一般防渗区	井口、放喷区	防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
	简单防渗区	电控信一体化撬	实施简单地面硬化
集注站	一般防渗区	火炬分液罐区、乙二醇低位罐区、清管阀组区、乙二醇再生区、工艺装置区	防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
	简单防渗区	变配电室、空氮站区、火炬区、压缩机房	实施简单地面硬化

6.2.7.3 污染监控措施

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，三级评价的建设项目一般需在建设项目场地下游设置1个跟踪监测点。根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-2。监测井位的设置主要依托已有水井。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向迪那油气开发部安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-2 地下水监测计划

序号	监测点位	监测层位/井结构	监测频次	监测因子
1	农田机井1#	潜水含水层/单管单层	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	pH、耗氧量、石油类、挥发性酚类等

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向迪那油气开发部安全环保部门汇报，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巧效有序运行，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

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，迪那油气开发部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；

2) 油气开发部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；

3) 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；

4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，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。

②技术措施：

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 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通告安全环保部门，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
全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密
度，如监测频率临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.7.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急
措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到油气开发部应急预案中。
地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③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；
- ④特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。

(2) 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。

① 利用管线的压力、流量监控系统，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。
一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力
降速率超过限值时，由系统发出指令，远程自动关闭阀门。

- ② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ③ 查明并切断污染源。
- ④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤ 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。
- ⑥ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体或采用人工阻隔等
方式，并依据各井孔出水情况进行调整。
- ⑦ 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。
- ⑧ 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。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

7 环境经济损益分析

7.1 社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益分析

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

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

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

7.1.2 经济效益分析

项目总投资 35.02 亿元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事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。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工

影响是可以接受的。

本工程建设期短，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。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 项目环保投资估算

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 2770 万元，环境保护投资占总投资的 7.91%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	/	40
	无组织排放	装置做好日常维护,做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	10
噪声	设备噪声	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	场界: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	20
固体废物	地面工程施工	废弃施工材料以及生活垃圾清运	妥善处理	60
	钻井	钻井废弃物不落地系统	妥善处理	1020
		钻井岩屑拉运与处置	妥善处理	25
	机械设备废油和含油废弃物	设置危废暂存间,并委托有资质单位进行无害化处理	妥善处理	80
	沾油的废防渗材料			
	废活性炭			
施工废物	统一拉运至牙哈固废填埋场处置	妥善处置	5	
固废填埋场建设	工业垃圾填埋池 8 座、生活垃圾填埋池 5 座	规范化建设	1200	
生态	临时占地	施工结束后进行恢复;控制施工作业带宽度	施工结束后场地平整恢复	30
	生态补偿	土地复垦费	施工结束后植被恢复	100
环境风险管理	环境风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	35
	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验,	修改完善,并定期演练	15

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

		完善现有突发环境事件应急预案		
地下水、土壤	井场、站场防渗	等效黏土防渗层 Mb \geq 1.5m, K \leq 1.0 \times 10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0 \times 10 ⁻⁷ cm/s	20
	管道防腐	集油管线采用管线+外防腐(聚氨酯泡沫黄夹克保温)、燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐, 补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	60
环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		40
		环保培训, 演练		10
环保投资合计				2770

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，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“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。

本工程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行期的事故，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，本章针对本工程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

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

本工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司迪那作业区域根据迪那油气开发部现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环

保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了迪那油气开发部 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.3 环境管理职责

塔里木油田公司 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

- (1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；
- (2) 分解落实油田分公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；
- (3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；
- (4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；
- (5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；
- (6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；
- (7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；
- (8) 配合地方生态环境主管部门和上级环保部门检查。

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，减少营运期事故的发生，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 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区

域环境特征，分施工期和营运期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 本工程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	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃建筑垃圾，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
施工期	生态保护	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		污染防治	废水		施工期地面工程生活场地配备防渗污水池，集中收集后送至牙哈作业区现有生活污水处理设施处理 管道试压废水由罐车回收后用于后续其它管线试压
	固体废物		施工废料回收利用，不能利用的弃渣送牙哈作业区固废填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位及建设单位		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
运营期	正常工况	废水	采出水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	开采、集输过程流程全密闭，减少非甲烷总烃排放		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测		
	事故风险	事故预防及天然气泄漏应急预案		当地生态环境主管部门	
闭井期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送区域固废填埋场填埋妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况			

8.1.5 环境监理

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石

油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

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气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 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、法规和政策。

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。

环境监理工作计划及重点见表 8.1-2。

表 8.1-2 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各井场、站场建设现场	1) 各站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 2) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 3) 站场硬化是否达到要求； 4) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线、道路建设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取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、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

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）》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》要求，建设单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本工程实施后，应在 5 年内开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：沈复孝

生产地址：新疆阿克苏地区库车市境内

主要建设内容：

①气藏工程：设计总井数 43 口（新钻注采井 17 口、老井利用 26 口），设计动用地质储量天然气 $257.89 \times 10^8 \text{m}^3$ 、凝析油 $1886.83 \times 10^4 \text{t}$ 。每年 3~9 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月~次年 3 月采气 120 天，日均注气 $1142.86 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日均产气 $2000.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年工作气量 $24.0 \times 10^8 \text{m}^3$ ，设计库容 $169.61 \times 10^8 \text{m}^3$ ，垫底气量 $145.61 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下储库运行压力 36.4~44.7MPa，运行 30 个周期（2051 年底）累产气 $933.74 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产油 $979.26 \times 10^4 \text{t}$ 。

②钻井工程：本方案共新钻注采井 17 口，井深 5230m，完钻目的层为古近系苏维依组。利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口。

③地面工程：

新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道；在牙哈集注站扩建集气装置 1 套、 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 $550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套；新建双向输气管道 6.5km，

将集注站处理后天然气输送至克轮线 4#阀室和克轮复线 4#阀室。

分输站在阀室的东侧新建工艺装置区 1 处，在阀室南侧新建设备间一座，在新建工艺装置区的南侧布置太阳能板区域及太阳能控制室一座。在甲方 2#公寓的西侧毗邻建设公寓 1 座，在牙哈集中处理站中控室南侧新建办公楼一栋。

(2) 排污信息

本工程污染物排放标准见 2.5.2 节。

本工程污染物总量控制指标情况见 3.6 节。

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见

突发环境事件现行应急预案。

(4) 环境监测计划

公示方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公示时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 塔里木油田牙哈储气库建设工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求	
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)				
注气期废气	井场、集注站集输处置过程中的阀门、法兰等部件	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与	—	非甲烷总烃	5040	—	—	—	—	0.41	非甲烷总烃 ≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

			维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气										6.0mg/m ³ (监控点处1h平均浓度值)	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录A表A.1排放限值
													20.0mg/m ³ (监控点处任意一次浓度值)	
采气期废气	乙二醇再生装置	不凝汽	去已建放空火炬燃烧	—	非甲烷总烃	2880	—	—	—	—			—	低压放空火炬燃烧
	井场、集注站集输处置过程中的阀门、法兰等部件	无组织废气	采取管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃、甲醇	2880	—	—	—	—	1.27	非甲烷总烃 ≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)	
												甲醇 ≤12.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	
					6.0mg/m ³ (监控点处1h平均浓度值)							《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录A表A.1排放限值		
20.0mg/m ³ (监控点处任意一次浓度值)														
					甲醇							甲醇 ≤12.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)						
废水	采气废水和火炬除液器废水	SS、COD、石油类、挥发酚	利用现有牙哈作业区已建采出水处理装置			—	不外排	—	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)					
类别	噪声源	污染因子	治理措施			处理效果	执行标准	环境监测要求						
噪声	过滤分离器	Leq	选用低噪声设备, 采取减振、隔声等降噪措施			厂界达标	厂界昼间 ≤60dB(A); 夜间 ≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准						
	压缩机	Leq												
	生产分离器	Leq												
	分离器	Leq												
	泵	Leq												
	空冷器	Leq												
	过滤器	Leq												

火炬		Leq	偶发			
序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	监测要求
	旋流除尘器收集的粉尘	一般固废	统一收集后运至牙哈固废填埋场填埋	全部妥善处置，不外排		无害化处置
固废	含油废滤芯	HW49	送具有危废处理资质的单位进行无害化处置	全部妥善处置，不外排		无害化处置
	废润滑油	HW08				
	清管废渣	HW08				
	废活性炭	HW49				
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，同时参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)》等要求，本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

8.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本工程的监测计划和工作方案。

本工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	无组织废气	非甲烷总烃、甲醇	集注站、阀室边界	每季度 1 次
噪声	站场厂界噪声	L_{eq}	井场、集注站、阀室厂界外 1m	每季度 1 次
地表水环境	地表水	水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、铬(六价)、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群	穿越断面	每年丰、平、枯水期各监测一次
地下水环境	潜水含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	区块周边监测井	每半年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油烃	井场、集注站占地范围内、占地范围外农田处	每年监测 1 次
生态		沙化土地的动态变化信息	场站及管线占地外延 200m 范围内	每 5 年一次
		生物多样性		
设备泄漏检测		阀门、开口阀、取样连接系统		每半年一次
		法兰及其他连接件、其他密封设备		每年一次

8.4.4 管线泄漏检测与控制

参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中挥发性有机物控制有关要求，挥发性有机物流经以下设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制：泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

（1）泄漏检测周期

①对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现

可见泄漏现象：

- ②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；
- 法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次；
- ④设备和管线组件初次启动或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测；

(2) 泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

- ①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；
- ②液态 VOCs 物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于 2000 μ mol/mol。

(3) 泄漏修复

①当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

②符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车(工)检修期间完成修复。

- a、装置停车(工)条件下才能修复；
- b、立即修复存在安全风险；
- c、其他特殊情况

(4) 记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1 三同时验收一览表

环境要素	污染物	环保措施	治理效果	验收标准	
大气环境	井场、集注站非甲烷总烃	管道集输,选用泄漏率低的法兰、阀门等	周界外浓度最高点 4.0mg/m ³	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	
			6.0mg/m ³ (监控点处 1h 平均浓度值)		《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 表 A.1 排放限值
			20.0mg/m ³ (监控点处任意一次浓度值)		
	甲醇	罐体密闭	周界外浓度最高点 12mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 排放限	

塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书

环境要素	污染物	环保措施	治理效果	验收标准
				值
	集注站乙二醇再生装置不凝气	去已建低压放空火炬燃烧		去已建低压放空火炬燃烧
地表水	采气废水和火炬除液器废水	利用现有作业区现有采出水处理装置	不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
地下水	井场	井口、放喷区	防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的III类标准
		电控信一体化撬	实施简单地面硬化	
	集注站	火炬分液罐区、乙二醇低位罐区、清管阀组区、乙二醇再生区、工艺装置区	防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	
		变配电室、空氮站区、火炬区、压缩机房	实施简单地面硬化	
		井场、集注站	在项目区下游内布设不少于一眼水质监测井	
声环境	集注站设备噪声	选用低噪声设备、密闭、消声、减振	昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$	《工业企业界环境噪声排放标准》(GB1248-2008)2 类标准
固体废物	旋流除尘器收集的粉尘		统一收集后运至牙哈作业区固废填埋场填埋	处置率 100%
	注气增压装置分离器产生的含油滤芯		收集后送有资质单位处理	处置率 100%
	压缩机更换维修产生的废润滑油			处置率 100%
	输气管线产生的清管废渣			处置率 100%
	乙二醇再生系统产生的废活性炭			处置率 100%
土壤	采气废水、井下作业固废、清管废渣等	井场、集注站、管线、阀室	加强日常巡检监管工作；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理；井下作业按照“带罐上岗”的作业模式；严格执行地下水章节分区防控措施要求；制定土壤跟踪监测计划	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)第二类用地土壤筛选值要求和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)
生态环境	临时占地	对临时占地进行原地貌恢复		恢复原地貌
	水土预防区	井场、阀室、增压站、管线	水土保持	维护生态安全
环境管理	纳入塔里木油田分公司迪那油气开发部现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

9. 结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，塔里木油田牙哈凝析气田，由塔里木油田迪那油气开发部管辖，塔里木牙哈储气库的总体功能定位为南疆五地州和西气东输管网的季节调峰、事故应急供气、战略应急供气。按照总体部署，分步实施的建库原则，近期主要定位为南疆五地州调峰、应急供气和实现塔里木气区的削峰填谷需求。本工程为牙哈储气库建设的一期工程，共包括气藏工程、钻井工程和地面工程三部分。

①气藏工程：设计总井数 22 口(新钻注采井 17 口、5 口老井作为监测井)，每年 3~9 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月~次年 3 月采气 120 天，日均注气 $1171.43 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日均产气 $2050.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年工作气量 $24.6 \times 10^8 \text{m}^3$ ，库容量 $199.24 \times 10^8 \text{m}^3$ ，垫底气量 $174.64 \times 10^8 \text{m}^3$ ，运行压力 36.4~44.7MPa，运行 30 个周期（2052 年底）累产气 $1010.82 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产油 $1139.38 \times 10^4 \text{t}$ ，阶段累产气 $730.68 \times 10^8 \text{m}^3$ 、阶段累产油 $150.15 \times 10^4 \text{t}$ ，天然气、凝析油采出程度分别为 46.49%、50.66%。

②钻井工程：本方案共部署 22 口井，新部署 17 口水平井，老井利用 5 口（作为监测井利用），封井 22 口。

③地面工程：新建 YC-H1、YC-H2、YC-H3、YC-H4、YC-H5、YC-H6、YC-H7、YC-H8、YC-H9、YC-H10、YC-H11、YC-H12、YC-H13、YC-H14、YC-H15、YC-H16、YC-H17 共 17 座注采井场；新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道；在牙哈集注站扩建集气装置 1 套、 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 $550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增压注气装置 2 套、火炬系统 1 套、空氮系统 1 套；新建双向输气管道 6.5km，将集注站处理后天然气输送至克轮线 4#阀室和克轮复线 4#阀室；分输站在阀室的东侧新建工艺装置区 1 处，在阀室南侧新建设备间一座，在甲方 2#公寓的西侧毗邻建设公寓 1 座，在牙哈集中处理站中控室南侧新建办公楼一栋。

本工程建设总投资 35.02 亿元，其中钻井 16.18 亿元，地面工程 18.84 亿元。环境保护投资约 2770 万元，环境保护投资占总投资的 7.91%。

9.1.2 产业政策符合性

本工程为储气库建设项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，项目属于“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”类别中的第 3 条“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，属于鼓励类项目。因此，本工程属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策。

9.1.3 规划符合性

本次评价分析了本工程与《全国矿产资源规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2021-2025 年）、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关规划的符合性，认为本工程符合上述规划提出的相关要求。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果：2020 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。本工程所在区域环境空气为不达标区。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准》详解中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

监测结果表明，石油类未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准要求；钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰部分监测点出现了不同程度的超标现象，其中钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物

超标原因与区域水文地质条件有关，锰超标可能与农田施用肥料等因素有关；其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，集中处理站四周监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准要求；阀组及井场各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，占地内土壤pH在8.14，为弱碱性土壤。各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。石油烃标准指数为0.0014，远小于标准值，土壤质量状况良好。

占地外表层土壤的pH为弱碱性土壤；土壤中镉、砷、铅、铜、镍、锌、汞、铬等重金属元素含量均可满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB15618-2018）。石油烃的标准指数 <0.002 ，远小于标准值，土壤质量状况良好。

（5）生态环境质量现状

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区库车市，根据《新疆生态功能区划》，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。

根据现场和资料收集，本工程评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。工程所在区域生态类型属于荒漠生态系统和农田生态系统的复合生态类型，根据《新疆生态功能区划》，工程区处于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，区域主要植被有盐穗木、骆驼刺等，动物主要为子午沙鼠、密点麻蜥和沙百灵等耐旱型野生动物。

9.1.5 污染物排放情况

本工程注气阶段无组织VOCs的产生量约为0.410t/a；无废水产生；旋流除尘器收集的粉尘约3kg/a，统一收集后运至牙哈固废填埋场填埋；废含油废滤芯产生量约0.5t/a，废润滑油产生量约0.3t/a，交具有相关危险物资质的单位处置。

本工程采气阶段无组织 VOCs 的产生量约为 1.28t/a，甲醇的产生量为 0.011t/a。最大产水量为 289.09m³/d。每次废渣量约 70.84kg，乙二醇再生系统产生的废活性炭（包括有机物）约为 0.7t/a，送具有危废处理资质的单位进行无害化处置。生活垃圾年产生量约为 3.63t/a，集中收集后送牙哈固废填埋场埋场。

9.1.6 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程所在的阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区，工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地 16.05hm²，临时占地 34.36hm²。工程施工会造成一定的生物量损失，但不会使区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且人为活动较多，工程施工对野生动物影响也不大。工程施工期应加强水土保持综合治理，减少因工程施工造成的水土流失。

(2) 大气环境影响分析

本项目油气集输及处理采用密闭流程，设备密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

注醇工艺阶段性进行，通过预测可看出井场无组织排放甲醇可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 排放限值。因此，本项目向大气挥发的甲醇对周边环境产生的影响较小。

(3) 声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和运营期噪声两部分。施工期为施工机械、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以站场外输泵噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

(4) 水环境影响分析

本工程运营期主要在采气阶段产生采出水，正常状况下，本工程施工期及运营期废水均不对外排放，不会对区域地下水环境产生明显不利影响。

(5) 固体废物影响分析

本工程的固体废物包括施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废弃

物、沾油的废防渗材料和生活垃圾。非磺化钻井岩屑和钻井泥浆经处理达标后综合利用；磺化钻井岩屑和钻井泥浆拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；施工废料和生活垃圾统一收集后拉运至牙哈固废填埋场处理；废润滑油、破损的沾油废防渗布、清管废渣、废活性炭等危险废物收集后，运送至有危险废物处置资质的单位进行处置。本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。只要严格管理，基本不会对环境产生影响。

（6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括凝析油、天然气（甲烷）、甲醇，可能发生的风险事故为管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本项目环境风险可防可控。

9.1.7 环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄露进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：本工程运营期废水主要为采气期产生的采出水。这部分废水依托牙哈7 低压集气站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求后回注地层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对站场及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：本项目集输工程中主要风险是管线破坏引起的原油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本项目的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.1.8 公众意见采纳情况

本项目建设单位严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，已进行了网上公示，公示期间没有收到反馈。

9.1.9 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设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，经估算本项目环境保护投资约 2770 万元，环境保护投资占总投资的 7.91%。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，为企业带来经济效益。

9.1.10 环境管理与监测计划

中石油塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.11 总结论

本工程属于国家产业政策鼓励类项目，本工程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的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。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书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

(1) 工程施工前，建设单位和施工单位应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法的条件下开工。施工期，定期向相关部门和环保管理部门汇报工程进度和生态防护与恢复情况，主动接受和配合监督检查，建立健全环境管理责任制。

(2) 在严格实施各项环境保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，减少区域生态环境的影响。