塔里木牙哈储气库项目（重大变动）

环境影响报告书

（报审版）

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
评价单位：河北奇正环境科技有限公司
编制时间：二〇二四年六月

YC-H1 井场（1#井场）周边地貌	YC-H3 井场（3#井场）周边地貌
YC-H5 井场（5#井场）周边地貌	YC-H7 井场（7#井场）周边地貌
YC-H9 井场周边地貌	YC-H10 井场（10#井场）周边地貌
YC-H12 井场（12#井场）周边地貌	YC-H14 井场（14#井场）周边地貌
YC-H16 井场（16#井场）周边地貌	YH23-1-10 井周边地貌
牙哈集注站及牙哈处理站周边地貌	克轮 4#阀室周边地貌

目录

1 概述 1
1.1 任务由来及背景 1
1.2 项目特点 12
1.3 环境影响评价工作过程 13
1.4 分析判定相关情况 14
1.5 主要环境问题及环境影响 45
1.6 环境影响评价主要结论 46
2 总则 47
2.1 编制依据 47
2.2 评价原则 52
2.3 环境影响因素识别与评价因子 52
2.4 评价工作等级和评价范围 55
2.5 评价标准 67
2.6 环境功能区划 72
2.7 生态环境功能区划 72
2.8 环境保护目标 73
3 工程概况及工程分析 75
3.1 工程开发现状及回顾性分析 75
3.2 依托工程 93
3.3 工程概况 100
3.4 污染物排放统计 186
3.5 总量控制 187
4 环境现状调查与评价 188
4.1 自然环境概况 188
4.2 环境敏感区调查 195
4.3 环境质量现状监测与评价 198
5 环境影响预测与评价 234
5.1 施工期环境影响分析 234
5.2 运营期大气环境影响预测与评价 247
5.3 运营期地表水环境影响分析 256

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价 261
5.5 运营期声环境影响预测与评价 272
5.6 运营期固体废物环境影响分析 277
5.7 运营期生态环境影响分析 278
5.8 运营期土壤环境影响分析 281
5.9 环境风险评价 287
5.10 退役期环境影响分析 315
6 环境保护措施可行性论证 318
6.1 大气污染防治措施可行性论证 318
6.2 废水治理措施及其可行性论证 319
6.3 噪声防治措施及其可行性论证 321
6.4 固废治理措施及其可行性论证 322
6.5 生态环境保护措施可行性论证 323
6.6 土壤环境保护措施 332
7 温室气体排放影响评价 334
7.1 温室气体排放量核算 334
7.2 温室气体控制措施 338
7.3 温室气体管理措施 339
7.4 温室气体评价结论及建议 339
8 环境影响经济损益分析 341
8.1 环境影响分析 341
8.2 社会效益分析 341
8.3 经济效益分析 341
8.4 环境措施效益分析 345
8.5 小结 346
9 环境管理与监测计划 347
9.1 环境管理 347
9.2 污染物排放管理要求 354
9.3 环境监测计划 359
9.4 环境保护“三同时”验收 362
9.5 环境影响后评价 368

10 环境影响评价结论 369
10.1 结论 369
10.2 要求与建议 377

附图附件

附图：

附图 1：项目地理位置图；

附图 2：项目组成及周边关系图；

附图 3：环境质量现状监测布点图（土壤、噪声）；

附图 4：环境质量现状监测布点图（大气）；

附图 5：项目环境质量现状监测布点图（地下水）；

附图 6：项目区域土壤类型图；

附图 7：项目与新疆生态保护红线位置关系图；

附图 8：生态功能区划图；

附图 9：土地利用现状图；

附图 10：植被类型现状图。

附件：

附件 1：关于塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书的批复；

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；

附件 3：塔里木油田分公司迪那采油气管理区综合管理部固定污染源登记回执；

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；

附件 5：关于牙哈凝析气田开发调整工程环境影响报告书的批复；

附件 6：牙哈凝析气田开发调整工程竣工环境保护验收意见；

附件 7：关于对迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间建设项目环评报告表的批复；

附件 8：迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间建设项目竣工环境保护验收意见；

附件 9：塔里木油田公司“十四五”期间大气污染物减排量核算说明；

附件 10：项目环境质量现状监测报告；

附件 11：项目环评委托书；

附件 12：建设项目环境影响报告书审批基础信息表。

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木油田是我国第三大油气田和西气东输主力气源地，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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。

我国天然气总消费量为 $3663\times10^8m^3$，其中自产气 $2178\times10^8m^3$，进口天然气 $1485\times10^8m^3$。近年来，我国天然气消费量持续增长，供需缺口较大。经预测，我国 2030 年国内天然气消费量将达到 $5500\sim6000\times10^8m^3$，天然气进口量达到 $3000\times10^8m^3$，2030 年对外依存度将达到 55%，能源安全形势严峻。

目前天然气储气能力不能满足季节性调峰要求，天然气的季节性调峰主要依靠气源调峰及限制部分用户来实现。解决季节用气不均衡的办法就是在夏季储存足够的调峰气量，在冬季从地下储气库中采出天然气，供冬季用气高峰使用。就生产方面而言，在夏季生产能力超出了用户的需求时，将富余天然气量注入地下储气库，可实现天然气全年均衡性生产，降低每月生产量的波动。地下储气库做为天然气工业的“粮仓”和“银行”，具有季节调峰、战略储备、应急保供、市场调节四大作用。2021 年 9 月，国家能源局发布《全国储气能力建设实施方案》，要求中国需在 2035 年建成 $700\times10^8m^3\sim800\times10^8m^3$ 的储气设施，逐步达到 15% 国际先进水平。2023 年 7 月 11 日，中央全面深化改革委员会第二次会议提出：进一步深化石油天然气市场体系改革，加大产供储销体系建设，要深化油气储备体制改革，发挥好储备的应急和调峰能力。按要求集团公司储气能力 2025 年需达到 $168\times10^8m^3$，2030 年需达到 $260\times10^8m^3$，“十四五”、“十五五”需分别新增 $89\times10^8m^3$、$92\times10^8m^3$，“十四五”新增量相当于过去 20 年的总和，储气能力缺口大，建设任务艰巨。

目前，中国石油天然气股份有限公司在役储气库 16 个，计划新建储气库 38 座，逐步形成东北、华北、西南、西北、中西部和长三角等六大天然气储气中心。预计 2030 年工作气量达 $222\times10^8m^3$，月均日采气 $2.2\times10^8m^3$。

塔里木油田地理位置优越，处于西北储气中心，位于西气东输一线首站，规划的西四线途经本区域。塔里木油田建设 2 座气藏型储气库：柯克亚储气库（已投产）及牙哈储气库（本项目）；2 座评价储气库：东河储气库先导试验和塔中

储气库先导试验。其中牙哈储气库地处塔里木盆地北侧中部，处于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-轮南集输总站仅 85km，地理位置优越，地面依托条件好。牙哈储气库位于新疆阿克苏地区库车市辖区内的牙哈凝析气田内，牙哈凝析气田经过多年循环注气开发，地质认识清楚，圈闭密封性好、库容大、气井产能高、建库条件好。目前气田凝析油含量已降至接近循环注气开发的经济极限，若不建设储气库将转入衰竭开发，边底水将快速侵入气藏，损失库容，因此目前正是建库最佳时机。

2022 年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咨有限公司编制了《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响评价报告书》。2023 年 3 月 23 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环审〔2023〕55 号《关于塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书的批复》批复了该报告书。该工程主要建设内容包括气藏工程、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×$10^8$$m^3$、凝析油 1886.83×$10^4$t。每年 3～9 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月～次年 3 月采气 120 天，日均注气 1142.86×$10^4$$m^3$/d，日均产气 2000.0×$10^4$$m^3$/d，年工作气量 24.0×$10^8$$m^3$，设计库容 169.61×$10^8$$m^3$，垫底气量 145.61×$10^8$$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×$10^8$$m^3$，累产油 979.26×$10^4$t。②钻井工程：新钻注采井 17 口，井深 5230m，完钻目的层为古近系苏维依组。③地面工程：新建 17 座注采井场，其中 4 座为新采气井，其余为新注采井；利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口，注气井 12 口；新建注采井场至牙哈集注站间的注采集输管道 50.7km；在牙哈集注站扩建集气装置 1 套、1000×$10^4$$m^3$/d 露点控制装置 2 套、乙二醇再生及注入装置 1 套和 550×$10^4$$m^3$/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；将克轮复线 4#阀室扩建为分输站；分输站内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。该项目于 2024 年 3 月开始建设。

建设过程中，企业根据实际情况对建设方案进行了调整，主要包括：储气库规模，设计库容减少，运行周期增长，气田全生命周期累产气及累产油规模增大；钻井工程中注采井位置、井深及使用钻井液均发生变化；地面工程中井场数量、

位置及注采规模均发生变化，注采集输管道位置及长度发生变化；公共工程中进井道路、供配电、供热等发生变化。对照《关于印发〈污染影响类建设项目重大变动清单（试行）〉的通知》（环办环评函〔2020〕688 号），井场均重新选址，选址变更后 YC-H1 井场位于农用地中，新增农用地敏感目标；施工期钻井工程三开、四开使用的钻井液发生变化，由原聚磺体系钻井液变更为油基钻井液，新增油基泥浆岩屑；运营期集注站工艺变更，不再采用旋流除尘器，采用分离器，新增分离杂质（危险废物）；以上变动属于重大变动，该项目需重新编制环境影响评价文件。

本工程具体变化情况如下。

表 1.1-1　　本工程主要变化情况一览表

工程类别			原环评情况	实际建设情况	变动原因
主体工程	气藏工程		设计库容 169.61×$10^8$$m^3$，垫底气量 145.61×$10^8$$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×$10^8$$m^3$，累产油 979.26×$10^4$t。	设计库容 151.62×$10^8$$m^3$，垫底气量 127.62×$10^8$$m^3$，地下储库运行压力 33.2～41.7MPa。运行 32 个周期，运行期间累产气 730×$10^8$$m^3$、累产油 161.20×$10^4$t；气田全生命周期累产气 993.98×$10^8$$m^3$、累产油 988.55×$10^4$t。	根据实际情况调整
	钻前工程		17 座注采井场场地平整，建设岩屑池等基础设施	9 座注采井场场地平整，建设岩屑池等基础设施	根据实际情况调整，井场数量及位置变化
	钻井工程		注采水平井 17 口，其中注采井 13 口，采气井 4 口，井深 5230m ，完钻目的层为古近系苏维依组	注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m，完钻目的层为古近系苏维依组；双台阶水平采气井 4 口，平均井深 6395m，目的层为古近系苏维依组和白垩系巴什基奇克组	根据实际情况，改变了 17 口注采井的井型、井深、钻井液，同时各井位置均发生变化
			钻井液：一开井段采用膨润土-聚合物体系；二开井段采用聚合物/KCl-聚磺体系；三开定向段采用 KCl-聚磺体系；四开水平井段采用聚磺体系。	钻井液：一开采用膨润土-聚合物体系；二开上部采用 KCl 聚合物体系，下部采用 KCl 聚磺体系；三开采用油基钻井液体系；四开水平段采用油基钻井液体系	
			利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口，注气井 12 口		未变化
	储层改造工程		/	采用酸化工艺，通过酸液对地层孔隙内的颗粒和堵塞物的的溶蚀作用，改善储层渗流空间	原环评未提及
	油气集输工程	注采井场	新建注采井场 17 座，均为单井井场：注气规模为 45～86× $10^4$$m^3$/d ，采气规模 为 83～152× $10^4$$m^3$/d	新建注采井场 9 座，其中单井井场 1 座，双井井场 8 座：注气规模为 120×$10^4$$m^3$/d ，采气规模为 100~150× $10^4$$m^3$/d	根据拟钻井情况改变了井场数量、位置、注采规模

工程类别			原环评情况	实际建设情况	变动原因
		牙哈集注站	新建注气规模 1100×$10^4m^3/d$，新建 2 台电驱离心压缩机，单台排量 550×$10^4m^3/d$、设计点工况排气压力 38MPa，新建采气处理规模 2000×$10^4m^3/d$，设置 2 套 1000×$10^4m^3/d$ 烃水露点控制装置，采用“乙二醇+J-T 阀节流制冷工艺”，新建 1 套 120t/d 乙二醇再生及注入装置，1 套 950×$10^4m^3/d$ 高压放空系统、空氮站系统 1 套		未变化
		分输站	在克轮复线 4#阀室基础上新建分输站 1 座，实现清管作业、计量、气量调节等		未变化
		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 50.7km	新建注采井场至牙哈集注站间的注采分开管网总长度 43km	根据井场位置变化而变化
		双向输气管道		新建双向输气管道 6.5km，起点克轮复线 4#阀室，末点牙哈集注站	未变化
辅助工程	办公楼			在牙哈处理站新建办公楼 1 座	未变化
	公寓			在牙哈处理站新建公寓 1 座	未变化
公用工程	道路		新建井场道路共计 10km（路基宽 6m)	新建进井道路共计 1176m（路基宽 4.5m）	根据井场位置及实际情况变化
	供配电（涉及辐射部分另行评价）		井场：电源引自附近牙油乙线和牙油甲线 10kV 架空线路，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。	井场：井场电源引自附近 10kV 牙油甲线、10kV 牙油乙线、10kV 牙水线，井场分别设 10/0.4kV 柱上变电站 1 座。注采井场设撬装机柜间 1 套，内设配电柜、通信机柜、仪表机柜和 UPS 电源。	从经济及供电稳定性角度，不再使用光伏并网系统

工程类别		原环评情况	实际建设情况	变动原因
		牙哈集注站电：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**。	牙哈集注站：新建 110/10kV 变电站 1 座，规模为 2×63MVA，2 路 110kV 电源引**自都护 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。	牙哈变电站主变容量不满足项目需求，改造扩容工程量较大，都护变电站主变容量满足本工程需求
		分输站采用光伏系统（储能）供电。	分输站：新建 10kV 架空线路 6km，电源引自附近 10kV 牙油乙线，分输站内设撬装机柜间 1 套，内设配电柜、通信机柜、仪表机柜和 UPS 电源。	分输站负荷增加，仅考虑采用离网光伏方案，投资较高。根据现场勘查，附近有 10kV 牙油乙线经过，采用市电供电相对稳定可靠且投资低
		/	公寓：2#公寓旁新建箱变，增加高压环网柜（两进两出一母联）1 台，增加 1 路 10kV 电源，引自牙油甲线，新建 10kV 电缆线路 0.8km，利用部分未拆除的 10kV 装车乙线电杆	原环评未提及
	自控工程	新建 1 套牙哈储气库控制系统用于完成储气库的过程控制、安全联锁保护及调度管理。牙哈储气库控制系统包括牙哈集注站过程控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃气体探测报警系统（GDS）、火灾自动报警系统（FAS）、消防 PLC 系统、井场 RTU		未变化

工程类别		原环评情况	实际建设情况	变动原因
	通信工程	集注站新建外围安防系统、生产视频监控系统、扩音广播系统、电力数据传输系统、自控数据传输系统、场区周界报警系统、反无人机主动防御系统、智能巡检机器人系统、新建办公楼配套通信系统、消防电话等；井场新建数据传输、工业电视监控、语音告警系统，同时沿电力线路架空敷设 12 芯 ADSS 光缆作为数据传输介质；分输站新建数据传输、工业电视监控、周界报警、语音告警系统；牙哈公寓新建综合布线系统、语音通信系统、办公网络系统、公共信息网络无线 WIFI 覆盖系统、视频监控系统、门禁系统、扩声系统、IPTV 电视系统		未变化
	给排水工程	给水：新鲜水依托牙哈处理站现有给水系统；集注站供热间新建 1 套软水装置。		未变化
		排水：依托现有牙哈污水处理站		未变化
	供热工程	新建 1 台 2000kW 橇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	集注站：新建 1 台 500kW 导热油/水换热器，热源采用《博孜凝析油稳定及储运工程》已建 2 台 5500kW 导热油锅炉	原环评未详细介绍具体工程使用热源；为充分利用已建设施，本次变化后工程及运营投资降低，热源稳定
			新建办公楼、公寓：依托现有采暖系统	
	防腐	注气管线、注气管道、双向输气管道：采用三层 PE 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。	采气管道：三层 PP 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。 注气管道、双向输气管道：三层 PE 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。 牙哈处理站：设置 1 座阴极保护站，可满足阴极保护需求，恒电位仪设置 2 台（1 用 1 备）为三回路（50V/30A）	原环评未提及牙哈处理站防腐措施，本次根据实际情况进行调整

工程类别		原环评情况	实际建设情况	变动原因
	保温	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。 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。	站外管道：埋地敷设不需要伴热； 站内低温管道：保温选用硬质聚氨酯泡沫保冷材料，厚度为 50mm。铁丝捆扎，外包 0.5mm 厚的压花铝板； 站内埋地管道：防腐层外采用硬质聚氨酯泡沫保温层，保温厚度为 50mm，外加聚乙烯黄夹克防护层，防护层厚 3.0mm。 站内地上保温（防烫）设备采用复合铝镁硅酸盐卷毡保温，保温层厚度为 60mm，外包铝皮厚 0.75mm。	根据实际情况进行调整
环保工程	废气	施工期：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； 退役期：施工扬尘，采取洒水抑尘的措施	施工期：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；测试放喷引至放喷池点燃。 运营期：注采系统密闭，火炬燃烧废气； 退役期：施工扬尘，采取洒水抑尘的措施	原环评未识别测试放喷废气

工程类别		原环评情况	实际建设情况	变动原因
	废水	施工期：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； 退役期：无废水产生	施工期：钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；管线试压水循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘；酸化压裂返排液井场中和后收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置； 生活污水依托牙哈运维中心现有污水处理站处置。 运营期：井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；采出水送牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理后回注；生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理 退役期：无废水产生	原环评施工期未识别酸化压裂返排液、运营期未识别井下作业废水
	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； 退役期：合理安排作业时间	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； 退役期：合理安排作业时间	未变化

工程类别		原环评情况	实际建设情况	变动原因
	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险废物资质的单位处置。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； 退役期：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	**施工期：**施工土方施工作业带平整，不外运；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；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理；废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物，交有资质单位处置；施工废料、建筑废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋；生活垃圾收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋。 **运营期：**注气期分离杂质、废滤芯、废润滑油专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，定期交有资质单位处置。采气期清管废渣、乙二醇再生废活性炭、废落地油、废防渗材料专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，交有资质单位处置；生活垃圾经收集后定期送牙哈气田固废填埋场进行填埋。 **退役期：**废弃管线维持现状，两端使用盲板封堵；废弃建筑垃圾首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋；废防渗材料收集后由有危废处置资质单位接收处置	施工期：由于钻井液采用油基泥浆，因此泥浆岩屑成分发生变化，油基泥浆拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理；原环评未识别废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物；未识别施工废料、建筑废料；运营期：集注站不再采用旋流除尘器，采用分离器，因此增加分离杂质；原环评未识别落地废油、废防渗材料；退役期：废弃管线维持现状，原环评未识别废防渗材料

工程类别		原环评情况	实际建设情况	变动原因
	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； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	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； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	未变化
	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	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	未变化

1.2 项目特点

本项目为重新报批项目，已于 2024 年 3 月开始建设，特点如下：

（1）新建工程

项目新建工程主要包括气藏工程、钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和辅助工程

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 257.90×$10^8$$m^3$、凝析油 1886.83×$10^4$t。每年 3～10 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月～次年 3 月采气 120 天，日均注气 1142.86×$10^4$$m^3$/d，日均产气 2000.0×$10^4$$m^3$/d，年工作气量 24.0×$10^8$$m^3$，设计库容 151.62×$10^8$$m^3$，垫底气量 127.62×$10^8$$m^3$，地下储库运行压 33.2～41.7MPa，运行 32 个周期，累产气 993.98×$10^8$$m^3$，累产油 988.55×$10^4$t。

②钻前工程：9 座注采井场场地平整，建设岩屑池等基础设施。

③钻井工程：新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m，完钻目的层为古近系苏维依组；双台阶水平井 4 口，平均井深 6395m，目的层为古近系苏维依组和白垩系巴什基奇克组。

④储层改造工程：对新钻 17 口井及利用 26 口老井进行储层改造，采用酸化工艺，通过酸液对地层孔隙内的颗粒和堵塞物的的溶蚀作用，改善储层渗流空间

⑤油气集输工程：

注采井场：新建注采井场 9 座。

集注站：在牙哈处理站新建集注站 1 座，新建注气规模 1100×$10^4$$m^3$/d，新建 2 台电驱离心压缩机，单台排量 550×$10^4$$m^3$/d、设计点工况排气压力 38MPa，新建采气处理规模 2000×$10^4$$m^3$/d，设置 2 套 1000×$10^4$$m^3$/d 烃水露点控制装置，采用“乙二醇+J-T 阀节流制冷工艺”，新建 1 套 120t/d 乙二醇再生及注入装置，1 套 950×$10^4$$m^3$/d 高压放空系统、空氮站系统 1 套。

分输站：在克轮复线 4#阀室基础上新建分输站 1 座。

注采管网：新建注采分开管网总长度 43km。

双向输气管道：新建双向输气管道 6.5km。

⑥辅助工程：新建办公楼 1 座，在原 1#和 2#公寓间扩建公寓 1 座。

工程配套自控仪表、供配电、通信、总图运输、道路、非标设备、给排水及消防等公用辅助配套系统

⑦运营期集注站新建 1 台 500kW 的导热油/水换热器，热源采用《博孜凝析油稳定及储运工程》已建 2 台 5500kW 导热油锅炉；新建办公楼供热依托牙哈处理站现有 1 台 500kW 导热油/水换热器作为热源；新建公寓供热依托牙哈公寓现有 2 台复叠式空气源热泵机组作为热源，无燃烧废气产生。

⑧项目永久占地面积 42.19hm^2，为盐碱地、耕地和林地，项目占用耕地依法办理相关征地手续，并进行补偿；临时用地及时进行植被恢复，对区域生态环境的影响通过 2～3 年可自然恢复。项目的实施对生态环境影响可以接受。

⑨本项目涉及的风险物质主要为柴油、甲醇、乙二醇、天然气、凝析油、危险废物，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

（2）依托工程

本工程依托工程主要包括：

①项目采出水处理依托牙哈 7 低压集气站采出水处理系统。

②项目施工期及运营期生活污水依托牙哈运维中心污水处理系统。

③项目凝析油及天然气凝液依托牙哈处理站及博孜凝析油稳定装置。

④项目钻井聚磺泥浆、磺化水基泥浆岩屑、酸化压裂返排液、井下作业废水依托哈拉哈塘钻试修处理站。

⑤项目生活垃圾依托牙哈气田固废填埋场。

⑥项目产生危废依托迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间。

1.3 环境影响评价工作过程

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）》，本工程为《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。

2024 年 4 月 24 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托河北奇正环境科技有限公司承担该项目的环境影响评价工作。评价单位在接受委托后，首先对工程设计资料等内容进行了研究和分析，在此基础上，环评单位工作人员进行了现场踏勘，并进行了资料收集。结合工程资料，根据国家有关环境保护法律法规的有关规定，分析判定建设项目规模、性质和工艺路线等与国家和地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划的符合性。并与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单进行对照，按照环境

影响评价相关技术导则以及评价区域功能规划、环境规划、相关法规等要求，开展了《塔里木牙哈储气库项目（重大变动）环境影响报告书》编制工作。

在环境影响评价工作期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》规定，2024 年 4 月 29 日，建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网进行了本项目公众参与第一次公示。2024 年 6 月 3 日建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网及阿克苏日报（2024 年 6 月 5 日和 2024 年 6 月 6 日分别进行一次公示）进行项目征求意见稿公示，公示时间为 10 个工作日。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木牙哈储气库项目（重大变动）公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了《塔里木牙哈储气库项目（重大变动）环境影响报告书》（送审版）。

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 2 条原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

1.4.2 项目选址合理性分析

本项目为天然气储气库项目，主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、油气集输工程，根据现场调查和资料搜集，项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，布置远离居民点等环境敏感目标，占地类型主要为盐碱地、耕地和林地，项目不涉及占用生态保护红线，距生态保护红线最近距离为 36km，且项目选址不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。

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；运营期废气为注采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；废水均不外排；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。

1.4.3 与“三线一单”符合性分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号），要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单（简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。本工程与“三线一单”相关要求的符合性分析如下。

①生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023调整版，2024年2月备案）《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023调整版），项目区属于一般管控单元，不在划定的生态保护红线内。项目符合生态保护红线要求。

②环境质量底线

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是区域紧邻沙漠，受沙尘暴影响，$PM_{2.5}$、PM_{10}超标现象严重。环境质量现状监测结果表明，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，甲醇满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中相关标准；声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准；土壤环境满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1筛选值第二类用地标准和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）表1筛选值标准。

本工程施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为废气、废水和固废影响，采取相应措施后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

项目所在区域设置水资源、土地资源及能源上限。项目为储气库项目，用水量较小，不属于高耗水项目，主要为施工期生活用水、试压水和运营期生活用水，不会对区域水资源造成较大影响；永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少。综上所述，本项目不会突破当地资源利用上线。

综上所述，项目的实施不会突破区域资源利用上线。

④生态环境准入负面清单

本项目为储气库项目，对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 2 条原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用，本工程建设符合国家相关政策。

拟建工程主体工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，根据《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），库车市均不在以上负面清单之列。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版，2024 年 2 月备案），新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控要求如下。

表 1.4-1　　与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1 禁止开发建设的活动	（A1.1-1）禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项	拟建工程为储气库项目，对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 2 条原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”	符合
			（A1.1-2）禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程可实现达标排放，满足国家和自治区环境保护相关标准要求	符合
			（A1.1-4）禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
				敏感区	
			〔A1.1-5〕禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：共 5 条。	拟建工程不涉及湿地	符合
			〔A1.1-6〕禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于储气库项目，不属于不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	符合
			〔A1.1-9〕严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	拟建工程不属于危险化学品化工项目，不属于两高项目，项目不占用基本农田。	符合
		A1.2 限制开发建设的活动	〔A1.2-1〕严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	拟建工程为储气库项目，不属于高耗水、高污染行业	符合
			〔A1.2-2〕建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	项目不涉及永久基本农田，项目占用耕地、林地均依法办理相关征地手续，并进行补偿。	符合
			〔A1.2-4〕严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	不涉及	符合
			〔A1.2-5〕严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序	不涉及	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
			退出，矿权依法依规退出。		
		A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	〔A1.3-1〕任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建项目不属于在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目。	符合
			〔A1.3-2〕对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建项目符合国家产业政策，废水均妥善处理，不外排	符合
		A1.4 其它布局要求	〔A1.4-1〕一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	项目符合以上规划、区划及相关规划环评要求。	符合
			〔A1.4-2〕新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目为储气库项目，不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目。	符合
			〔A1.4-3〕危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本项目属于储气库项目，不属于危险化学品生产项目，项目符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	符合
	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	〔A2.1-1〕新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。	符合
			〔A2.1-3〕促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
			烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。		
		A2.2污染控制措施要求	〔A2.2-1〕推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。项目废水、固废均得到妥善处置，本项目采出液采用密闭集输措施，通过加强设备维护等措施减少VOCS排放对大气环境的影响。	符合
			〔A2.2-8〕严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	拟建工程采取了完善的土壤污染防治措施，并制定了跟踪监测计划，在严格落实土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。	符合
	A3环境风险防控	A3.2联防联控要求	〔A3.2-7〕加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	塔里木油田分公司迪那油气开发部牙哈处理站已申领排污许可证，拟建工程建成后将按要求办理排污许可手续；拟建工程拟采取有效的污染治理措施，污染物可实现达标排放；经分析拟采取的风险防范措施和土壤污染防治措施可行。	符合
			〔A3.2-9〕强化生态环境应急管理。实施企	项目已提出一系列环境	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
			业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	风险防范措施及应急要求，本次建设内容应纳入现有突发环境事件应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	
	A4资源利用要求	A4.1水资源	〔A4.1-1〕自治区用水总量2025年、2030年控制在国家下达的指标内。	项目用水为试压用水及生活用水，用水量较小，在自治区用水总量范围内。	符合
		A4.2土地资源	〔A4.2-1〕土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目地面工程占地规模从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和控制施工范围。	符合
		A4.3能源利用	〔A4.3-4〕鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤。	不涉及	符合
			〔A4.3-5〕以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	项目符合清洁生产要求。	符合
			〔A4.3-6〕深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	不涉及	符合
		A4.4禁燃区要求	〔A4.4-1〕在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	不涉及	符合
		A4.5资源综合利用	〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和	项目产生的工业固体废物均妥善处置。	符合

名称	管控要求			拟建工程	符合性
			循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治，不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。		

表 1.4-2　　与新疆维吾尔自治区一般管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区 A7 一般管控单元	A7.1 空间布局约束	〔A7.1-1〕建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本项目为储气库项目，不涉及基本农田，项目占用耕地依法办理相关征地手续，并进行补偿。	符合
	A7.2 污染物排放管控	〔A7.2-3〕重污染天气明显减少。城市黑臭水体基本消除。城镇生活污水处理率达到 97%以上、城镇生活垃圾无害化处理率保持在 98%以上，农村生活污水治理率达到 30%左右，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强，生态系统质量和稳定性持续提升，生态环境治理体系更加完善，生态文明建设实现新进步。	不涉及	符合
	A7.3 环境风险防控	〔A7.3-1〕加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	不涉及	符合
	A7.4 资源利用	〔A7.4-1〕实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	不涉及	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
	要求	〔A7.4-2〕实施节水行动，强化农业节水增效、工业节水减排、城镇节水降损。推进污水资源化利用，到 2025 年全区城镇生活污水再生利用率力争达到 60%。	本项目运营期新增生活用水量较小，生活污水经牙哈运维中心现有污水处理站处理后全部回用于绿化灌溉。	符合
		〔A7.4-3〕壮大清洁能源产业，加快非化石能源发展，实施绿电替代，优化用能结构，到 2025 年非化石能源消费比重提高到 18%左右。推进大型清洁能源基地建设，积极开发分布式太阳能发电和分散式风电。积极推动储能产业进步，推进抽水蓄能电站建设，加快新型储能技术和模式示范推广应用。持续完善 750 千伏骨干电网及农村电网建设，积极发展可再生能源微电网、局域网，提高可再生能源的推广和消纳能力。	不涉及	符合
		〔A7.4-4〕严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	项目正常状况下不会造成土壤环境污染，不会增加土壤环境风险；本工程采取源头控制、过程防控等环措境施，并制定跟踪监测计划，土壤环境质量满足相关标准要求	符合

表 1.4-3　　与七大片区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合

名称	管控要求	拟建工程	符合性
要求	理，维护自然景观和生物多样性。		
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	拟建工程为储气库项目，地处塔里木盆地北缘，施工过程中严格控制施工占地，地面工程建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本项目不涉及取用地表水，对塔里木河、博斯腾湖生态用水无影响。	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“环境风险防范措施及应急要求”章节。	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	拟建工程运营期固体废物均妥善处置不外排。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施。	符合

表 1.4-4　　与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为储气库项目，属于“原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程可实现达标排放，满足国家和自治区环境保护相关标准要求	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目，不涉及列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	符合
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水	本项目选址不在水源涵养	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
		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。	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	
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目固废均得到妥善处置	符合
		1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	项目固废均得到妥善处置，不涉及利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	符合
		1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目属于储气库项目，不属于不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	项目不属于高耗能高排放项目，不属于落后产能和过剩产能项目。	符合
		1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	拟建工程不属于危险化学品化工项目，不属于两高项目，项目不占用基本农田。	符合
		1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不占用基本农田，项目采取有效的土壤污染防治措施。	符合
		1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业	拟建工程为储气库项目，属于“原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
		准入负面清单中限制类项目。	管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类项目；不属于国家重点生态功能区内限制新建、改扩建产业准入负面清单中限制类项目。	
		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	不涉及	符合
		1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	不涉及	符合
		1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	不涉及	符合
	污染物排放管控	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，不涉及重点重金属污染物	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	不涉及	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。项目废水、固废均得到妥善处置，本项目采出液采用密闭集输措施，通过加强设备维护等措施减少 VOCS 排放对大气环境的影响	符合
		2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	工程禁止使用国三及以下排放标准机动车，使用车辆燃用合格燃料，符合相关要求。	符合
		2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
		2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	不涉及	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
	环境风险防控	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容应纳入现有突发环境事件应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。	符合
	资源利用要求	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	拟建工运营期新增生活用水在自治区下达的指标范围内	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	不涉及	符合

表 1.4-5　　与库车市一般管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		拟建工程	符合性
ZH65290230001库车市一般管控单元	空间布局约束	1、建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不占用基本农田	符合
		3、永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不占用基本农田	符合
		5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目固废均得到妥善处置	符合
		6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	项目固废均得到妥善处置，不涉及利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	符合
	污染物排	5、严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，	不涉及	符合

名称	管控要求		拟建工程	符合性
	放管控	开展土壤污染风险管控与修复工程。		
	环境风险防控	1、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。	根据监测可知，项目所在区域建设用地土壤环境满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。	符合
		2、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。	不涉及	符合
		3、依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	项目正常状况下不会造成土壤环境污染，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控等环境措施，土壤环境质量满足相应标准	符合
	资源利用要求	3、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，降低农业用水比重。	不涉及	符合

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版，2024 年 2 月备案）《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 调整版）相关要求。

1.4.4 与相关环保政策要求符合性分析

项目对照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 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》〔环办环评函〔2019〕

910 号）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29 号）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》《基本农田保护条例》（国务院令第 588 号）《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24 号）《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）等环保政策要求符合性分析见表 1.4-6。

表 1.4-6　　相关环保政策要求符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	项目运营期采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理；项目产生的工业固体废物全部妥善处置	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	项目钻井液采用膨润土-聚合物体系、KCl 聚合物体系、KCl 聚磺体系及油基钻井液体系；钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于钻井液配制。	符合
	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	项目为储气库项目，坚持油气开发与环境保护并举，优化布局，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质	项目为储气库项目，本次评价要求在项目运营过程中采取完善的生态措施减轻生态影响并及时	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	的用适地植物进行植被恢复。项目按要求设置地下水水质监测井。	
	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本项目伴生气全部混输至牙哈集注站分离处理，不在井场分离放空，伴生气回收利用率可达到100%。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	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、长期性环境影响进行分析，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。	建设单位已编制《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》并取得审查意见，项目满足其相关要求。	符合
	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目位于牙哈凝气田内，项目对牙哈凝气田现有工程环境影响进行了回顾性评价，并对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	符合
	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期和运营期废水均不外排	符合
	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。	项目采出水送牙哈 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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层	符合
	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、	报告中已提出施工过程中减少施工占地的措施，	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	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。	要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	
	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。	已编制牙哈凝气田区块环境风险应急预案（备案编号 652923-2020-014-L）	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）	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	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	工程开发阶段将进行该项工作，并向社会公布，接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目采用先进技术、工艺和设备	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目符合清洁生产要求；提出施工期结束后，恢复管线临时占地	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和	本项目开发方案设计考虑了区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺成熟且先进。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	淘汰的技术工艺及装备		
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积	符合
	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目钻井液采用膨润土-聚合物体系、KCl 聚合物体系、KCl 聚磺体系及油基钻井液体系；钻井过程配套了振动筛+除砂器+除泥器+离心机等固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地系统处理后全部回用于钻井液配制，钻井泥浆均得到妥善处置	符合
	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	项目施工期、运行期废水均妥善处理，同时施工期场地、运营期井场均进行分区防渗，同时设置了地下水监控井，随时了解地下水质量状况，当出现污染情况时及时报告并进行处理	符合
	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	项目要求建设单位对生产过程中产生的废气、废水、固废等产生情况建档分类管理，同时进行处置，处置率达到 100%	符合
	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式	项目运营期采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层	符合
《新疆维吾尔自治	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿	本项目为储气库项目，为了全面控制和减缓项目	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
区环境保护条例（2018 年修正）》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告（第 11 号））	产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	造成的环境影响，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（（新环环评发〔2020〕138 号））	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本次评价分析了实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合
《关于印发阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案的通知》（阿行署办〔2020〕29 号）	严禁违规占用耕地绿化造林。要严格执行土地管理法、基本农田保护条例等法律法规，禁止占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物。违规占用耕地及永久基本农田造林的，不予核实造林面积，不享受财政资金补助政策。退耕还林还草要严格控制在国家批准的规模和范围内，涉及地块全部实现上图入库管理。正在违规占用耕地绿化造林的要立即停止。	项目不涉及	符合
	严禁超标准建设绿色通道。要严格控制铁路、公路两侧用地范围以外绿化带用地审批，道路沿线是耕地的，两侧用地范围以外绿化带宽度不得超过 5 米，其中县乡道路不得超过 3 米。铁路、国道省道（含高速公路）、县乡道路两侧用地范围以外违规占用耕地超标准	项目不涉及	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	建设绿化带的要立即停止。不得违规在河渠两侧、水库周边占用耕地及永久基本农田超标准建设绿色通道。今后新增的绿色通道，要依法依规建设，确需占用永久基本农田的，应履行永久基本农田占用报批手续。交通、水利工程建设用地范围内的绿化用地要严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。禁止以城乡绿化建设等名义违法违规占用耕地。		
	严禁违规占用耕地挖湖造景。禁止以河流、湿地、湖泊治理为名，擅自占用耕地及永久基本农田挖田造湖、挖湖造景。不准在城市建设中违规占用耕地建设人造湿地公园、人造水利景观。确需占用的，应符合国土空间规划，依法办理建设用地审批和规划许可手续。未履行审批手续的在建项目，应立即停止并纠正；占用永久基本农田的，要限期恢复，确实无法恢复的按照有关规定进行补划。	项目不涉及	符合
	严禁占用永久基本农田扩大自然保护地。新建的自然保护地应当边界清楚，不准占用永久基本农田。目前已划入自然保护地核心保护区内的永久基本农田要纳入生态退耕、有序退出。自然保护地一般控制区内的永久基本农田要根据对生态功能造成的影响确定是否退出，造成明显影响的纳入生态退耕、有序退出，不造成明显影响的可采取依法依规相应调整一般控制区范围等措施妥善处理。自然保护地以外的永久基本农田和集中连片耕地，不得划入生态保护红线，允许生态保护红线内零星的原住民在不扩大现有耕地规模前提下，保留生活必需的少量种植。	项目不涉及占用永久基本农田。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	严禁违规占用耕地从事非农建设。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	本项目为储气库项目，不涉及基本农田，项目占用耕地依法办理相关征地手续，并进行补偿。	符合
	严禁违法违规批地用地。批准用地必须符合国土空间规划，凡不符合国土空间规划以及不符合土地管理法律法规和国家产业政策的建设项目，不予批准用地。各地区不得通过擅自调整县乡国土空间规划规避占用永久基本农田审批。各项建设用地必须按照法定权限和程序报批，按照批准的用途、位置、标准使用，严禁未批先用、批少占多、批甲占乙。严格临时用地管理，不得超过规定时限长期使用。对各类未经批准或不符合规定的建设项目、临时用地等占用耕地及永久基本农田的，依法依规严肃处理，责令限期恢复原种植条件。	本项目为储气库项目，不涉及基本农田，项目占用耕地依法办理相关征地手续，并进行补偿。	符合
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）	项目正式投入生产或运营后，每 3～5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外	本项目提出定期进行后评价要求	符合
《基本农田保护条例》（国务院令第	国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用	项目不占用永久基本农田。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
588 号）	或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。		
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）	第十二条，一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。 第十三条，二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。	不涉及	符合
《建设项目使用林地审核审批管理办法》（2015 年 3 月 30 日国家林业局令第 35 号；2016 年 9 月 22 日国家林业局令第 42 号修改）	各类建设项目不得使用I级保护林地。	本项目不占用I级保护林地	符合
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3 号）	一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使	不涉及	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续		
《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24号）	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。	本项目采出物由管道密闭输送，定期进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排放。	符合
《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目伴生气全部混输至牙哈集注站分离处理，不在井场分离放空，井场运营期无常规火炬燃烧。定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少天然气排放。	符合
	推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。		
	推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。		

1.4.5 相关规划符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

拟建工程位于库车市内，项目占地不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区属于限制开发区。拟建工程主要建设井场、集注站、分输站、办公楼、公寓和集输管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

拟建工程属于储气库项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》《阿克苏地区国土空间规划（2021年—2035年）》。

表 1.4-7　　与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	拟建工程为塔里木牙哈储气库项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	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。	拟建工程井场、集注站、分输站无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《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）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果。	本项目属于塔里木牙哈储气库项目	符合
《阿克苏地区生态环境保护	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业	本项目井场无组织废气排放涉	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
“十四五”规划》	全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式。	及 VOCS 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	本工程采项目运营期采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610–2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
		实保障地下水生态环境安全	
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。	本工程运营期危险废物由有危废处置资质单位接收处置。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划》	规划新增开发井 732 口、（547 口采油井、185 口采气井）。规划期限为 2021-2025 年，评价以 2020 年为基准年，到 2025 年建成年产 3750 万吨油当量油气田。	拟建工程位于牙哈凝气田，为储气库项目，新建 17 口注采井，利用 26 口老井，主要为了满足天然气季节性需求	符合
	建成低碳特征明显的油田环保体系；追求零污染，科学高效控制排污总量；全面实施清洁生产，提高企业综合效益；建立循环经济模式，提高资源利用效率；创造国际一流的环境业绩。	项目控制无组织废气排放，废水不外排，固废妥善处置	符合
	提升自控水平，推行中小型站场无人值守，大型站场少人集中监控。	本项目井场为无人值守井场	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利	拟建工程废气主要为井场、集注站、分输站无组织废气，油气采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水及生活污水，采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理，废水均不向外环境排放；固废均妥善处置。项目井场采取分区防渗措施，同时管线开挖过程中要求严格控制作业带宽度，采取“表土单独堆存，分层开挖、分层回填”的措施，同时针对地面工程及管线沿线提出相关水土流失及防沙治沙措施	
	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。		
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年—2035 年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。	本项目占地范围内不涉及基本农田、生态保护红线，不在城镇开发边界内。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。		

1.5 主要环境问题及环境影响

本工程生态影响和环境污染并重。其中，生态影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等，通过采取相应的生态保护与恢复措施，对生态环境的影响可得到有效减缓。

环境污染及治理措施如下：

（1）施工期：①废气：扬尘采用洒水抑尘，焊接烟气无组织排放、测试放喷废气控制测试放喷时间；机械、车辆尾气加强车辆及机械保养。②废水：施工期生活污水收集至设置的防渗污水收集池收集，定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置；钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；管道试压废水循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘；酸化压裂返排液在井场中和后收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置；管道试压废水用于场地洒水抑尘。③噪声：施工设备及车辆噪声对声环境的影响，主要采取采用低噪声设备、合理安排施工时间等措施减少影响。④固废：施工期剩余土方用于管线施工作业带平整，不外运；返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理；施工废料、建筑废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋；废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，定期交有资质单位处置；生活垃圾收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋。

（2）运营期：①废气：运营期井场、集注站无组织废气采用密闭集输工艺，减少无组织气体逸散。②废水：运营期采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理后达标后回注地层；井下作业废水送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理。③噪声：运营期设备噪声优先选用低噪声设备，采取基础减振降噪措施，合理安排作业时间等措施减少

影响。④运营期分离杂质、废滤芯、废润滑油、清管废渣、乙二醇再生废活性炭、落地油、修井废防渗材料专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，交有资质单位处置；生活垃圾收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋。采取以上措施后，降低对周围环境影响，环境影响可接受。

（3）退役期：①废气：施工扬尘采用洒水抑尘等方式降低对大气环境的影响。②噪声：施工设备及车辆噪声对声环境的影响，主要采取采用低噪声设备、合理安排施工时间等措施减少影响。③固废：废弃管线维持现状，管线两端使用盲板封堵；废建筑垃圾集中清理收集后，送牙哈固废填埋场妥善处理；废防渗材料专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，交有资质单位处置。

1.6 环境影响评价主要结论

综合分析，项目符合国家及地方当前产业政策要求，符合相关规划和政策要求，满足“三线一单”生态环境分区管控，项目通过采取完善相应的污染防治措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控，满足总量控制要求。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此表示衷心感谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

（1） 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；

（2） 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日起施行；

（3） 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

（4） 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；

（5） 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日起施行；

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

（7） 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；

（8） 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日起施行；

（9） 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

（10）《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订；

（11）《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日起施行；

（12）《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日施行；

（13）《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；

（14）《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日修订；

（15）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

（16）《中华人民共和国野生动物保护法》，2022 年 12 月 30 日修订；

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

（18）《中华人民共和国水土保持法实施条例》，2010 年 1 月 8 日修订；

（19）《中华人民共和国安全生产法》，2021 年 9 月 1 日起施行。

2.1.2 环境保护法规、部门规章

（1） 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令〔2017〕第 682 号，2017 年 10 月 1 日；

（2） 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，2024 年 2 月 1 日；

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

（4） 《空气质量持续改善行动计划》的通知，国发〔2023〕24 号；

（5） 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号文；

（6） 《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；

（7） 《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，2021 年 11 月 2 日；

（8） 《关于印发〈危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采〉》等七项危险废物环境管理指南的公告，公告 2021 年第 74 号；

（9） 《危险废物转移管理办法》，生态环境部令第 23 号；

（10）《关于印发〈全国防沙治沙规划（2021－2030 年）〉的通知》，林规发〔2022〕115 号，2022 年 12 月 15 日；

（11）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，2021 年 12 月 2 日；

（12）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，公告 2013 年 21 号；

（13）《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 6 月 26 日；

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

（15）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；

（16）国务院关于印发《水污染防治行动计划》的通知，国发〔2015〕17 号；

（17）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》，环办〔2014〕30 号；

（18）《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日；

（19）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》，环环评〔2016〕150 号；

（20）环保部发布《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 年 11 月 15 日；

（21）生态环境部令《环境影响评价公众参与办法》，部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日；

（22） 《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年12月13日；

（23） 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017年10月7日；

（24） 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》，国发〔2010〕46号；

（25） 《生态文明体制改革总体方案》，2015年9月11日；

（26） 《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；

（27） 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环境保护部公告2012年第18号；

（28） 《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506号；

（29） 《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；

（30） 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2012年修正）》，2012年3月28日；

（31） 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）》，2018年9月21日；

（32） 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018年9月21日修订；

（33） 《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年1月29日；

（34） 《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年3月1日；

（35） 《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》，新环发〔2016〕126号，2016年8月24日；

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

（37） 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）

（38） 《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》，中油安〔2011〕7号，2011年1月7日；

（39） 《新疆生态功能区划》；

（40） 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

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

（43） 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（44） 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023调整版）；

（45） 《关于印发〈新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求〉（2021年版）的通知》，新环环评发〔2021〕162号；

（46） 《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》（新林规〔2021〕3号）（2022年1月1日施行）；

（47） 《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发〔2022〕75号），新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2022年9月21日；

（48） 《国家重点保护野生植物名录（2021年修正）》，国家林业和草原局农业农村部公告（2021年第15号）；

（49） 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，新疆维吾尔自治区林业和草原局，2024年1月18日；

（50） 《关于印发《新疆维吾尔自治区生产建设项目水土保持方案管理办法》（修订稿）的通知》新水厅〔2016〕112号；

（51） 《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号）；

（52） 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

（53） 《关于印发〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》，阿行署办〔2016〕104号；

（54） 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

（55） 《关于印发〈阿克苏地区土壤污染防治工作方案〉的通知》，阿行署发〔2017〕68号；

（56） 《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023调整版）。

2.1.3 环境影响评价相关规范

（1） 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1－2016）；

（2） 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（3） 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（4） 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（5） 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（6） 《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）；

（7） 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（8） 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9） 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；

（10）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

（11）《区域生态质量评价办法（试行）》（环监测〔2021〕99 号）；

（12）《国家危险废物名录》（2021 版）；

（13）《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)；

（14）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第 18 号）；

（15）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（16）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（17）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2016）；

（18）《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）；

（19）《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；

（20）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（21）《气田集输设计规范》（GB50249-2015）；

（22）《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）；

（23）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（ HJ1209-2021）；

（24）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（25）《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）；

（26）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）；

（27）《矿山生态修复技术规范、第7部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；

（28）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；

（21）《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675号）；

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

（30）《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》；

（31）《输油管道环境风险评估与防控技术指南》（GB/T38076-2019）；

（32）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

（33）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）。

2.1.4 其他相关文件

（1） 原环境影响评价报告及批复。

（2） 项目环境质量现状监测报告。

（3） 关于本项目环境影响评价委托书。

（4） 建设单位提供的其它资料。

2.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素识别与评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据建设工程的污染物排放特点，本工程建设对周围环境影响因素与影响程度主要从工程施工期和运营期对当地自然环境、生态环境进行识别分析，分析结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响因素识别一览表

环境因素 / 影响因素		自然环境					生态环境		
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	土地	景观	动植物
施工期	场地平整	-1D	--	--	-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	钻井工程	-2D	--	-1D	-2D	-1C	-1C	-1C	-1D
	管沟开挖，管道敷设，集注站、分输站建设	-1D	--	-1D	-1D	-2D	-2C	-1D	-2D
	安装建设	--	--	--	-1D	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	-1D
运营期	天然气注采	-1C	--	-1C	-1C	-1C	--	--	--
退役期	封井、井场清理	-1D	--	--	-1D	--	+1C	+1C	+1C
备注：①表中“+”表示正面影响，“—”表示负面影响。②表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大。③表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。									

由表 2.3-1 可知，项目建设对环境的影响是多方面的，既存在短期、局部及可恢复负影响，也存在长期负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素和生态环境产生一定程度的负面影响，主要环境影响因素为环境空气、声环境，表现为短期内影响，均随着施工期的结束而消失；施工期生态环境影响主要为地表扰动、植被覆盖度、生物量损失等，临时占地影响随着施工期的结束而消失，井场永久占地造成的影响为长期影响。运营期对环境的不利影响是长期存在的，在生产过程中主要影响因素表现在环境空气方面。退役期对环境影响表现在对环境空气和噪声的短期影响和对生态环境要素的长期利好影响。

2.3.2 评价因子筛选

根据环境影响要素识别结果，结合建设项目工程特征及周围地区环境质量概况，确定本次评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	评价类别		评价因子
大气环境	现状评价		PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、非甲烷总烃、甲醇
	施工期	污染源评价	SO_2、NO_x、CO、非甲烷总烃、颗粒物
		影响分析	SO_2、NO_x、CO、非甲烷总烃、颗粒物
	运营期	污染源评价	非甲烷总烃、甲醇
		影响分析	非甲烷总烃、甲醇
	退役期	污染源评价	颗粒物
		影响分析	颗粒物
地下水环境	现状评价		钾、钠、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物、硫酸盐、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、镍、钡、阴离子表面活性剂
	污染源评价	施工期	pH 值、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、铬（六价）等
		运营期	耗氧量、氨氮、石油类等
	影响评价	施工期	石油类
		运营期	石油类
声环境	现状评价		等效连续 A 声级
	污染源评价		昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
	影响评价		
固体废物	施工期	污染源评价	剩余土方、施工废料、建筑垃圾、钻井岩屑、钻井泥浆、废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾
		影响分析	
	运营期	污染源评价	分离杂质、废滤芯、废润滑油、清管废渣、落地油、废防渗材料、生活垃圾
		影响分析	
	退役期	污染源评价	废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料
		影响分析	
土壤	现状评价		建设用地：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a,h〕

环境要素	评价类别		评价因子
			蒽、茚并〔1,2,3-cd〕芘、萘，及 pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、土壤盐分、阳离子交换量 农用地：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、阳离子交换量、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、土壤盐分、阳离子交换量
	施工期	影响分析	pH、阳离子交换量、石油类、石油烃（C_6~C_9)、石油烃（C_{10}~C_{40})、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量
	运营期	影响分析	石油烃、土壤盐分
生态环境	现状调查		地表扰动面积及类型、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性等
	影响分析		
风险	风险识别		柴油、甲醇、乙二醇、天然气、凝析油、危险废物
	影响分析		

2.4 评价工作等级和评价范围

根据本项目的工程特点及所在地区的环境特征，依据环境影响评价技术导则的具体要求，确定本项目主要环境要素的评价工作等级及范围。

2.4.1 大气环境评价等级及范围

依据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

（1）P_{max} 及 $D_{10\%}$的确定

依据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率 Pi 定义如下：

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

P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度，μg/m^3；

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

（2）评价等级判别表

评价等级按表 2.4-1 的分级判据进行划分。

表 2.4-1　　评价工作等级判据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥10%
二级评价	1%≤Pmax<10%
三级评价	Pmax<1%

（3）估算模型参数

①城市/农村选项

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018）附录 B 中模型计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。拟建工程半径 3km 范围内城市建成区和规划区占比＜50%。因此工程估算模式“农村或城市”的计算选项为“农村”。

②地表参数

评价区域内主要土地利用类型为农用地。

③区域湿度条件

图 2.4-1　　全国干湿状况划分图

根据图 2.4-1，项目区域湿度条件位于干旱区，为干燥气候。

④估算模型参数

估算模型参数见表 2.4-2。

表 2.4-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.5
最低环境温度/°C		-32.0
土地利用类型		农用地
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）废气污染源参数

项目运营期废气主要为井场、集注站、分输站生产过程中无组织排放的非甲烷总烃和甲醇，排放源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和甲醇。项目利用的 26 口老井不新增污染物排放，且均已取得环保手续，不再对其环境影响重复分析，故本次评价仅对 17 口新井进行分析。估算数值计算各污染物参数见表 2.4-3。

表 2.4-3　　废气污染源参数一览表（面源）

污染源名称	坐标（°）		海拔高度（m）	矩形面源			污染物排放速率（kg/h）	
	经度	纬度		长度（m）	宽度（m）	有效高度（m）	甲醇	NMHC
YC-H1 井场（双井）			970.0	40.0	60.0	5.0	0.0002	0.0106
YC-H3 井场（双井）			973.0	45.0	53.0	5.0	0.0002	0.0106
YC-H5 井场（双井）			969.0	30.0	46.0	5.0	0.0002	0.0106
YC-H7 井场（双井）			969.0	30.0	46.0	5.0	0.0002	0.0106
YC-H9 井场（单井）			968.0	30.0	46.0	5.0	0.0002	0.0058
YC-H10 井场（双井）			966.0	30.0	46.0	5.0	0.0002	0.0106
YC-H12 井场（双井）			969.0	30.0	46.0	5.0	0.0002	0.0106
YC-H14 井场（双井）			973.0	30.0	46.0	5.0	0.0002	0.0106
YC-H16 井场（双井）			971.0	22.0	40.0	5.0	0.0002	0.0106
集注站			968.0	200.0	370.0	5.0	0.0007	0.0767
分输站			969.0	40.0	60.0	5.0	0.0000	0.0057

（5）估算模型计算结果

表 2.4-4　　项目各因子大气环境影响估算模式计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准（μg/m³）	Cmax(μg/m³)	Pmax(%)	D10%(m)	评价等级
YC-H1 井场（双井）	NMHC	2000	14.2830	0.71	/	三级
	甲醇	3000	0.2695	0.01	/	三级
YC-H3 井场（双井）	NMHC	2000	13.1350	0.66	/	三级
	甲醇	3000	0.2478	0.01	/	三级
YC-H12 井场（双井）	NMHC	2000	18.6990	0.93	/	三级
	甲醇	3000	0.3528	0.01	/	三级
YC-H9 井场（单井）	NMHC	2000	10.2260	0.51	/	三级
	甲醇	3000	0.3526	0.01	/	三级
YC-H5 井场（双井）	NMHC	2000	18.6990	0.93	/	三级
	甲醇	3000	0.3528	0.01	/	三级
YC-H10 井场	NMHC	2000	18.6990	0.93	/	三级

污染源名称	评价因子	评价标准（μg/m³）	Cmax(μg/m³)	Pmax(%)	D10%(m)	评价等级
（双井）	甲醇	3000	0.3528	0.01	/	三级
YC-H7 井场（双井）	NMHC	2000	18.6990	0.93	/	三级
	甲醇	3000	0.3528	0.01	/	三级
YC-H14 井场（双井）	NMHC	2000	18.6990	0.93	/	三级
	甲醇	3000	0.3528	0.01	/	三级
YC-H16 井场（双井）	NMHC	2000	23.8020	1.19	/	二级
	甲醇	3000	0.4491	0.01	/	三级
集注站	NMHC	2000	33.3320	**1.67**	/	二级
	甲醇	3000	0.3042	0.01	/	三级
分输站	NMHC	2000	7.6796	0.38	/	三级

（6）评价等级确定

P_{max} 值为 1.67%。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)分级判据，确定项目大气环境影响评价工作等级为二级。

（7）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)的规定“同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地评价范围均需满足相应等级评价范围要求”，结合本工程特点，考虑油气田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定分别以评价等级为二级的污染源集注站、YC-H16 井场为中心，边长为 5km 的两个正方形合并作为大气环境评价范围，评价范围面积为 49.8km²。大气评价范围见下图。

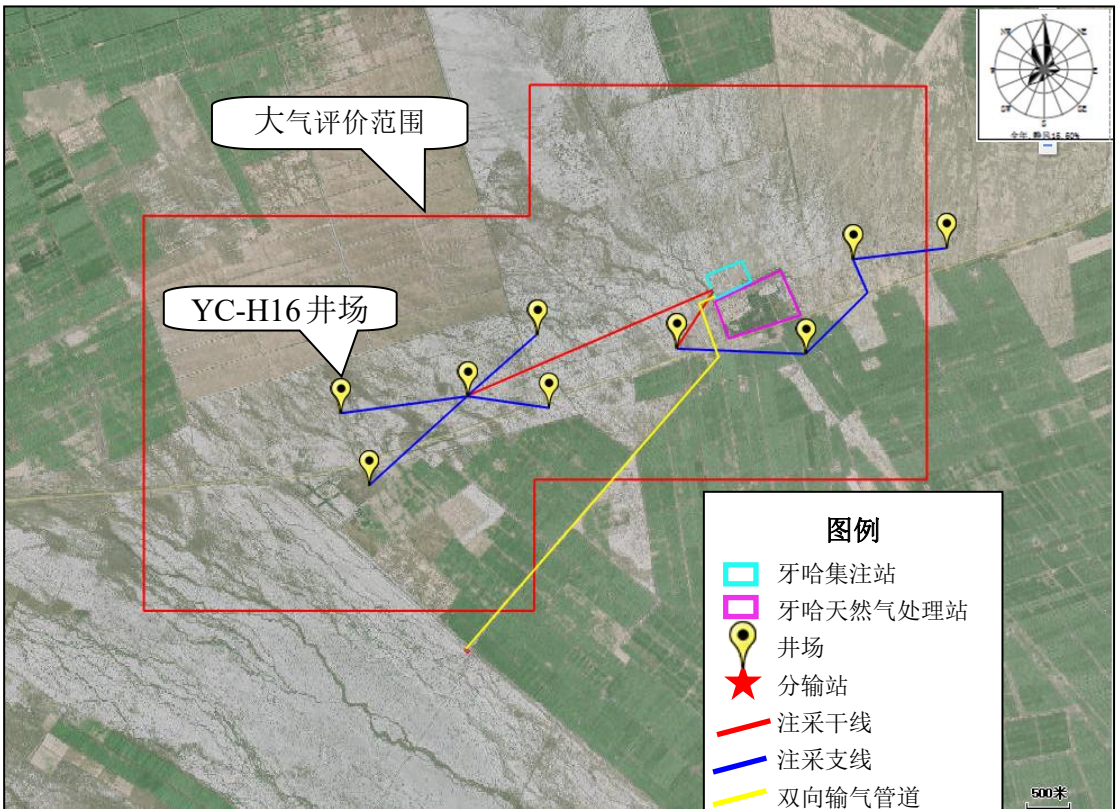

图 2.4-2　　大气评价范围图

2.4.2 地表水影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018)，拟建工程运营期产生废水包括采出水、井下作业废水和生活污水。其中采出水随采出液输送至牙哈 7 处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）后用于绿化。因此拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.3 地下水影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定。当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级，并按相应等级开展评价工作。

①建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的附录 A 地下水环境影响评价行业分类表及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，钻井工程和集注站属于**“目录 F 石油、天然气类，38 天然气开采（含净化）”II类项目**；气藏工程属于**“40、气库（不含加气站的气库）”Ⅳ类项目**；注采管网和双向输气管道属于**“41、天然气管线”III 类项目**。Ⅳ类建设项目不开展地下水环境影响评价。

②地下水环境敏感程度分级

根据实际走访调查结果，评价范围内村庄居民饮用水由附近供水站通过供水管网集中供水。本项目不涉及集中式饮用水水源（包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；亦不在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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源（包括已建成在用、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；不涉及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；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为**不敏感**。

表 2.4-5　　建设项目评价工作等级分级表

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

经以上分析，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 2 中相关规定，钻井工程和集注站地下水评价等级为**三级**；注采管网和双向输气管道地下水评价等级为**三级**；气藏工程不开展地下水环境影响评价。。

（2）评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），采用查表法确定井场、牙哈集注站评价范围为 6km^2；管线地下水评价范围为管线两侧 200m。因评价范围存在重叠，本次评价将重叠的评价范围边界连接形成统一评价范围，面积为 72km^2。评价范围和调查范围见下图。

图 2.4-3　　地下水评价范围图

2.4.4 声环境评价工作等级和评价范围

（1）环境特征

项目在现有区块内建设，区域声环境为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类功能区。

（2）对周围环境影响

项目采取完善的噪声防范措施，井场、管线周边 200m 范围内无居民、学校等敏感目标，受影响人口不发生变化，不会对周围环境产生明显影响。

（3）评价等级

按照《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价级别划分原则，确定项目声环境影响评价级别为二级。

（4）评价范围

评价范围为站场边界及管线中心线外两侧外延 200m。

2.4.5 生态环境影响评价工作等级和评价范围

（1）生态评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），项目生态影响评价等级划分见表 2.4-6。

表 2.4-6　生态影响评价工作等级划分表

序号	划分原则		本项目情况	等级确定
	具体内容	等级要求		
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	一级	项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	三级
2	涉及自然公园	二级	项目不涉及自然公园	
3	涉及生态保护红线	不低于二级	项目不涉及生态保护红线	
4	属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目	不低于二级	项目不属于水文要素影响型	
5	地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目	不低于二级	项目不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标	
6	工程占地规模＞20km^{2}时（包括永久和临时占用的陆域和水域）	不低于二级	项目占地面积（临时+永久）为1.3234km^2＜20km^2	
7	除以上情况外	三级	/	

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022）中划分依据，确定拟建工程生态环境评价工作等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023）确定项目生态环境影响评价的范围为各井场边界向外延伸50m，管线中心线两侧及两端外扩300m范围。

2.4.6 土壤环境影响评价工作等级及范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023）以及监测数据，工程所在区域部分点位土壤盐分含量大于4g/kg，属于HJ964-2018附录D.1中中度盐化及以上地区，即项目所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类别分别判定评价等级。

（1）建设项目所属的土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，拟建工程为天然气储气库项目，其中储气库建设工程为交通运输仓储邮政业地下储气库项目“涉及危险品、化学品、 石油、成品油码头及仓储”为II类项目，本工程的注采工程为天然气开采项目“天然气开采”，为II类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，将建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5~50hm^2）、小型（≤5hm^2）。

表2.4-7　　项目占地规模

序号	工程内容	永久占地面积（hm^2)	占地规模
1	YC-H1井场	0.17	小型
2	YC-H3井场	0.29	小型
3	YC-H5井场	0.26	小型
4	YC-H7井场	0.17	小型
5	YC-H9井场	0.20	小型
6	YC-H10井场	0.19	小型
7	YC-H12井场	0.21	小型
8	YC-H14井场	0.17	小型
9	YC-H16井场	0.17	小型
10	集注站	16.52	中型
11	分输站	1.26	小型
12	管线	/	/

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，具体判别依据见下表。

表 2.4-8　　污染影响型土壤敏感程度分级表

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

拟建工程井场周边 1km 范围内均存在耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”；管线 200m 范围内存在耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

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

（4）评价工作等级判定

①污染影响型

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分污染影响型土壤工作等级，划分依据详见下表。

表 2.4-9　　污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 评价工作等级 / 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	--
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	--	--
注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

拟建天然气储气库及注采工程均为II类项目，项目占地规模及污染影响型土壤环境影响评价工作等级如下。

表 2.4-10　　土壤环境影响评价工作等级

序号	工程内容	项目类别	占地规模	敏感程度	评价等级
1	YC-H1 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
2	YC-H3 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
3	YC-H5 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级

序号	工程内容	项目类别	占地规模	敏感程度	评价等级
4	YC-H7 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
5	YC-H9 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
6	YC-H10 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
7	YC-H12 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
8	YC-H14 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
9	YC-H16 井场	Ⅱ类	小型	敏感	二级
10	集注站	Ⅱ类	中型	敏感	二级
11	分输站	Ⅱ类	小型	敏感	二级
12	管线	Ⅱ类	/	敏感	二级

综上，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

②生态影响型

根据土壤环境影响评价项目类别与敏感程度划分生态影响型土壤工作等级，划分依据详见表 2.4-11。

表 2.4-11　　生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

拟建工程属于II类项目，项目所在区域生态影响型环境敏感程度为敏感，故生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

（3）评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），项目污染影响型土壤评价范围为井场边界外延 200m 范围，管线两侧向外延伸 200m 范围；生态影响型土壤评价范围为井场边界外延 2km 范围，管线两侧向外延伸 200m 范围。

2.4.7 环境风险评价工作等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见下表。

表 2.4-12　　环境风险评价工作等级划分依据表

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

（2）风险评价等级划分确定

本项目涉及的风险物质为天然气。按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，计算项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果，本项目注采管线选取管段最长的双向输气管道作为危险单元，单井井场选取注气能力最大的 YC-H9 井场作为典型单井井场危险单元，双井井场选取注气能力最大的 YC-H12 井场作为典型双井井场危险单元，选取新建集注站作为集注站危险单元，以上典型危险单元内危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果，见下表。

表 2.4-13　　管线段危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
注采管线	双向集输管线	天然气	74-82-8	295	10	29.50	10≤Q＜100
		凝析油	/	3.16	2500	0.00	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	29.50	
单井井场（YC-H9 井场）	柴油储罐	柴油	/	28	2500	0.01	Q＞100
	注醇橇	甲醇	67-56-1	0.5	10	0.05	
	注气井	天然气	74-82-8	115200.33	10	11520.03	
	危险废物	废润滑油、含油废物等	/	0.5		/	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	11520.09	
双井井场（YC-H12 井场）	柴油储罐	柴油	/	28	2500	0.01	Q＞100
	注醇橇	甲醇	67-56-1	0.5	10	0.05	
	注气井	天然气	74-82-8	230490.33	10	23049.03	
	危险废物	危险废物		1		/	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	23049.03	
集注站	注醇橇	甲醇	67-56-1	1.5	10	0.15	1≤Q＜10
	危险废物	废滤芯、过滤杂质等	/	0.503	/	/	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	0.15	

注：集输管道选择双向输气管道，D1016mm，长度 6.5km，设计压力 10MPa；单井井场选取注气能力最大的 YC-H9 井场；双井井场选取注气能力最大的 YC-H12 井场。

由上表可知，项目危险物质数量与临界量比值（Q）最大为井场 Q＞100。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分依据，本项目 M 值为 M3，P 值为 P2；大气环境敏感程度为 E3，大气环境风险潜势为III；地表水环境敏感程度分级为 E3；地表水环境风险潜势为III；地下水环境敏感程度分级为 E2，地下水环境风险潜势为III；本工程环境风险潜势综合等级为III，评价工作等级划分为二级。

（3）评价范围

本次大气环境风险评价范围为各注气井外扩 5km 作为评价范围；地下水环境风险评价范围与地下水环境评价范围一致，面积 72km^2。

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

（1）环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；甲醇执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 相关标准。

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

（3）声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

（4）区域建设用地土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值。区域农用地土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）表 1 筛选值标准。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
环境空气	SO_2	年平均	60	μg/m^3	《环境空气质量标准》(GB3095-2012）二级标准及其修改单
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	PM_{10}	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
	O_3	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求
	甲醇	1 小时平均	3000	μg/m³	《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 相关标准
		24 小时平均	1000		

表 2.5-2　　地下水质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5	无量纲	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0		
	溶解性总固体	≤1000		
	硝酸盐（以 N 计）	≤20		
	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00		
	氨氮（以 N 计）	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	氟化物	≤1		
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05		
	氰化物	≤0.002		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	砷	≤0.01		
	汞	≤0.001		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL	
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	镍	≤0.02	mg/L	
	钡	≤0.7		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	石油类	≤0.05	mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准

表 2.5-3　　声环境质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
声环境	等效连续 A 声级	昼间 60，夜间 50	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准

表 2.5-4　　建设用地土壤污染风险筛选值

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
土壤环境	砷	60	mg/kg	《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 第二类用地筛选值标准；石油烃执行表 2 第二类用地筛选值标准
	镉	65	mg/kg	
	铬（六价）	5.7	mg/kg	
	铜	18000	mg/kg	
	铅	800	mg/kg	
	汞	38	mg/kg	
	镍	900	mg/kg	
	四氯化碳	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.9	mg/kg	
	氯甲烷	37	mg/kg	
	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
	四氯乙烯	53	mg/kg	
	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	
	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
	氯乙烯	0.43	mg/kg	
	苯	4	mg/kg	
	氯苯	270	mg/kg	
	1,2-二氯苯	560	mg/kg	
	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	甲苯	1200	mg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
	邻二甲苯	640	mg/kg	
	硝基苯	76	mg/kg	
	苯胺	260	mg/kg	
	2-氯酚	2256	mg/kg	
	苯并〔a〕蒽	15	mg/kg	
	苯并〔a〕芘	1.5	mg/kg	
	苯并〔b〕荧蒽	15	mg/kg	
	苯并〔k〕荧蒽	151	mg/kg	
	䓛	1293	mg/kg	
	二苯并〔a,h〕蒽	1.5	mg/kg	
	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15	mg/kg	
	萘	70	mg/kg	
	石油烃（C10~C40）	4500	mg/kg	
	Cu	100	mg/kg	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）表 1 筛选值标准中 pH＞7.5 中其他
	Zn	300	mg/kg	
	As	25	mg/kg	
	Ni	190	mg/kg	
	Pb	170	mg/kg	
	Cd	0.6	mg/kg	
	Cr	250	mg/kg	
	Hg	3.4	mg/kg	
	石油类	/	/	/
	石油烃（C_6~C_9）	/	/	/
	土壤盐分	/	/	/
	阳离子交换量	/	/	/

2.5.2 污染物排放标准

（1）大气污染物

施工期：颗粒物、SO_2、NO_X执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期：厂界无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；甲醇无组织排放执行

《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值。

表 2.5-5　　大气污染物排放标准一览表

阶段	污染物	标准值	标准来源
施工期	颗粒物	1.0mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
	SO_2	0.40mg/m^3	
	NO_X	0.12mg/m^3	
运营期	非甲烷总烃	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）企业边界污染物控制要求
	甲醇	12mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求

（2）废水

项目运营期新增生活污水经牙哈运维中心生活污水处理站处理满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化用水水质标准后，用于站外绿化灌溉；生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水由牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理达标后回注地层；井下作业废水送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

根据设计单位提供资料注水区储层空气渗透率**≥2**μm²，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中 V 级水质标准控制指标要求，标准值见表 2.5-6。

表 2.5-6　　《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

储层空气渗透率（μm²）		＜0.01	（0.01,0.05）	（0.05,0.5）	(0.5,2.0)	**≥2.0**
水质标准分级		I	II	III	IV	**V**
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	**≤35.0**
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	**≤5.5**
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	**≤100.0**
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				

（3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应的标准值；运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

表 2.5-7　　噪声排放标准

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效A声级	施工期	dB（A）	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准

2.5.3 控制标准

一般固废参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.6 环境功能区划

项目所在区域环境空气属《环境空气质量标准》（GB3095-2012）规定的二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类标准及修改单要求；地下水属《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）规定的III类标准；声环境属《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的2类区，执行《声环境质量标准》（GB3096－2008）2类标准。

2.7 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》（新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表2.7-1。

表 2.7-1　　区域生态功能规划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	55.渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	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	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

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
区								

项目位于“塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区”，主要生态服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，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”。

拟建工程为天然气储气库项目，项目占地不涉及保护植物，未见大型野生动物出没；项目废气达标排放，产生的废水、固废妥善处置；通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响；工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，实现油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调，符合区域生态服务功能定位。

2.8 环境保护目标

根据区域环境特征和工程污染特征，确定本项目的环境保护目标主要为评价区环境空气和声环境质量、生态环境质量、地下水环境质量、土壤环境质量等，具体见下表。

拟建工程将生态环境影响评价范围内植被和动物、耕地、塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区作为生态环境保护目标；将区域潜水含水层作为地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1。

表 2.8-1　　环境保护目标

环境要素	保护目标			相对位置		功能要求
	名称	经度	纬度	方位	距离（m）	
大气环境	以集注站、YC-H16 井场为中心，边长为 5km 的两个正方形合并作为大气环境评价范围，评价范围面积为 49.8km^2，评价范围无敏感点					《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准
地下水	地下水评价范围内潜水					《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，保持水质不恶化
声环境	井场边界 200m 范围、管线 200m 范围					《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
土壤	井场四周外扩 0.2km 的范围以及管线两侧向外延伸 0.2km 的范围中建设用地					《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值二类用地
	井场四周外扩 0.2km 的范围以及管线两侧向外延伸 0.2km 的范围中农用地					《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准。
	井场占地外 2km 及集输管道周边 200m 范围内土壤					不对区域盐碱化程度进一步加深
环境风险	大气环境风险评价范围为各注气井边界向外扩 5km 作为评价范围；地下水环境风险评价范围与地下水环境评价范围一致，面积 72km^2					项目区周边耕地、土壤、地下水、生态保护红线区等；加强风险防范，保证居民正常生产生活及生命财产安全不受到威胁。
生态环境	植被和动物			井场边界向外延伸 50m，管线中心线两侧外延 300m 范围		不改变生态功能，保护项目区生态系统完整性和稳定性
	塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区					不对区域水土保持产生明显影响
	耕地					少占用耕地，确实无法避让，依法办理相关征地手续，并进行补偿
	塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区			本项目占地不在生态保护红线内，距离最近井 36km。		不占用

3 工程概况及工程分析

3.1 工程开发现状及回顾性分析

3.1.1 工程开发状况回顾

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，坐标为东经 83°3′～83°33′，北纬 41°35′～41°49′，面积 772km^2。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。

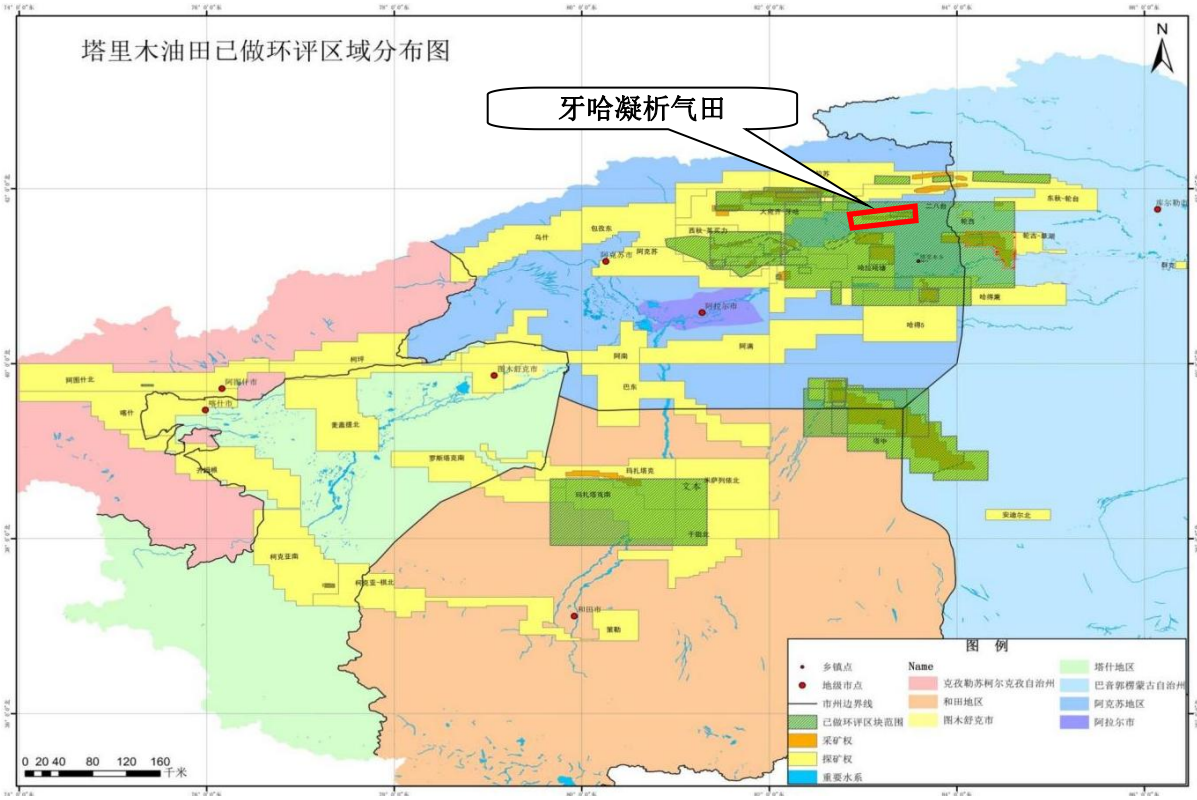

图 3.1-1　　塔里木油田牙哈凝析气田位置图

牙哈凝析气田项目基本情况见表 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	环保工程	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
			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
		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
			变电所、	牙哈 110kV 变电所	座	1

序号	项目		工程内容		单位	数量
		供电	变电站	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 区块环保手续履行情况

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。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、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。其中牙哈凝析气田 YH7、YH5 区块地面建设工程批复后未实施，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目前已委托第三方机构开展验收工作。

牙哈凝析气田在环保督察过程中未出现问题；牙哈凝析气田属于非强制性开展清洁生产审核工作的企业，因此截至目前未开展过清洁生产审核。

2020 年 6 月 22 日，塔里木油田分公司迪那采油气管理区综合管理部在阿克苏地区库车市固定污染源排污登记回执（登记编号：91652800715549l1XG039Y）。

本工程涉及站场及相关集输管线的环评及验收情况见表 3.1-2。

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
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	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
6	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
7	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
8	牙哈凝析气田环境影响后评价	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函〔2021〕222 号	2011 年 3 月 15 日	--	--	--

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	建设项目名称	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 $430\times10^4m^3$；注气井 13 口，平均日注天然气 $250\times10^4m^3$。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 1900m3/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
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

序号	井位名称	环评批复	验收文件
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

序号	井位名称	环评批复	验收文件
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。

3.1.3.1 生态环境影响回顾

根据生态环境影响回顾性分析，牙哈凝析气田主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。

根据现场调查，牙哈凝析气田基本按照环评批复及验收意见要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表，铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。站场周围以自然恢复为主。近年来牙哈凝析气田公寓周边绿化，极大的促进了区域绿化面积的增加，局部地块生态环境有所改善。

牙哈凝析气田开发建设前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对牙哈凝析气田进行了绿化及生态治理，因此，牙哈凝析气田在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造

成的植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对地表的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

3.1.3.2 大气环境影响回顾

牙哈凝析气田各项目在施工期对环境空气的影响主要来钻井、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。

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及排放情况见下表。

表 3.1-6　　牙哈凝析气田主要废气污染源治理措施及排放情况

名称	污染源	污染物	排放浓度(mg/m^3)	主要处理措施	标准	达标情况
牙哈公寓1#炉房	1#热水锅炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.7~2.5 ＜3 87~108 ＜1	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
	3#热水锅炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	3.0~3.7 ＜3 69~94 ＜1	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
牙哈公寓2#炉房	1#热水锅炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 125~131 ＜1	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
	3#热水锅炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.1~2.5 ＜3 122~137 ＜1	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
YH23-1-118H 井	真空加热炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.7～2.9 ＜3～3 100～121 ＜1	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标

名称	污染源	污染物	排放浓度(mg/m³)	主要处理措施	标准	达标情况
YH23-1-18 井	真空加热炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.0～2.6 3 92～121 ＜1	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
YH3C 井	真空加热炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 156 /	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
YH7 低压集气站	真空加热炉	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 76～78 /	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
YH5 试采点	真空加热炉(生产)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ 3～7 104～137 /	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
	真空加热炉(计量)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 96～149 /	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
牙哈集中处理站	导热油炉 A	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 162 /	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
	导热油炉 B	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 98.6～177 ＜1	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
	导热油炉 C	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 122～131 /	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
	乙二醇焚烧炉	颗粒物 二氧化硫	/ ＜3	使用乙二醇作为燃料	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 二	达标

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m^3)	主要处理措施	标准	达标情况
		氮氧化物	144～160		级排放限值	
	2#燃气压缩机	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 773~995 /	/	/	/
	3#燃气压缩机	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 776~899 /	/	/	/
	4#燃气压缩机	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 650~846 /	/	/	/
	1#燃气压缩机	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	/ ＜3 790~956 /	/	/	/

根据《塔里木油田牙哈凝析气田环境影响后评价报告书》监测数据和引用的例行监测数据结果可知，各井场及处理站真空加热炉、导热油炉、生活锅炉出口烟气中各监测因子均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。焚烧炉出口烟气中各监测因子满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 二级排放限值。说明各加热炉有组织废气污染防治措施适用、有效。

根据《塔里木油田牙哈凝析气田环境影响后评价报告书》监测数据，各处理站站场、井场等上下风向无组织废气中非甲烷总烃监测值在未检出~2.24mg/m^3 之间，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准；硫化氢监测值在未检出~0.006mg/m^3 之间，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中的标准值要求，说明各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效。

3.1.3.3 地下水环境影响回顾

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（即牙哈运维中心生活污水处理站）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漂浮物，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。同时在好氧条件下硝化菌将 NH3-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，送垃圾填埋场卫生填埋。

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。

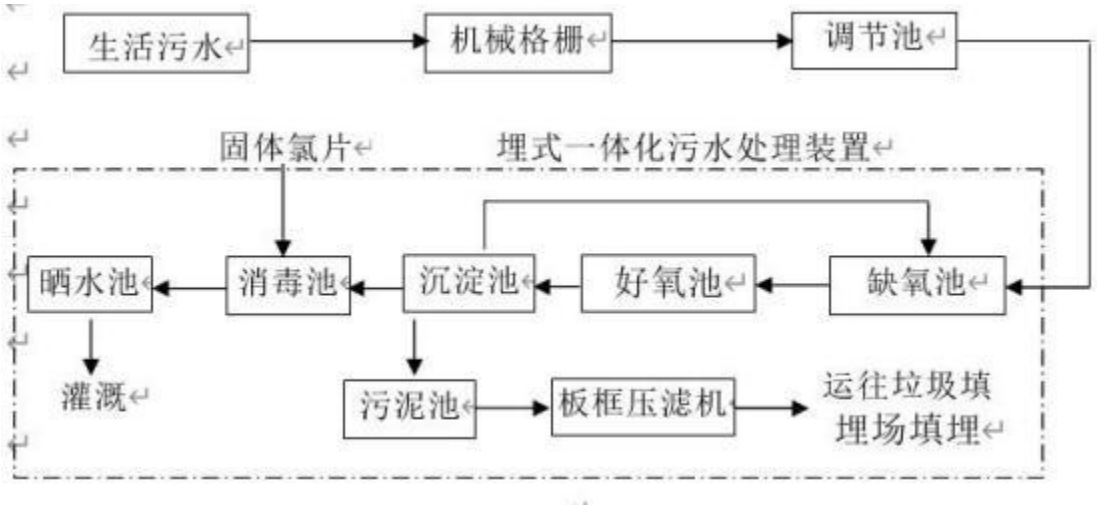

图 3.1-2　　生活污水处理工艺流程图

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。

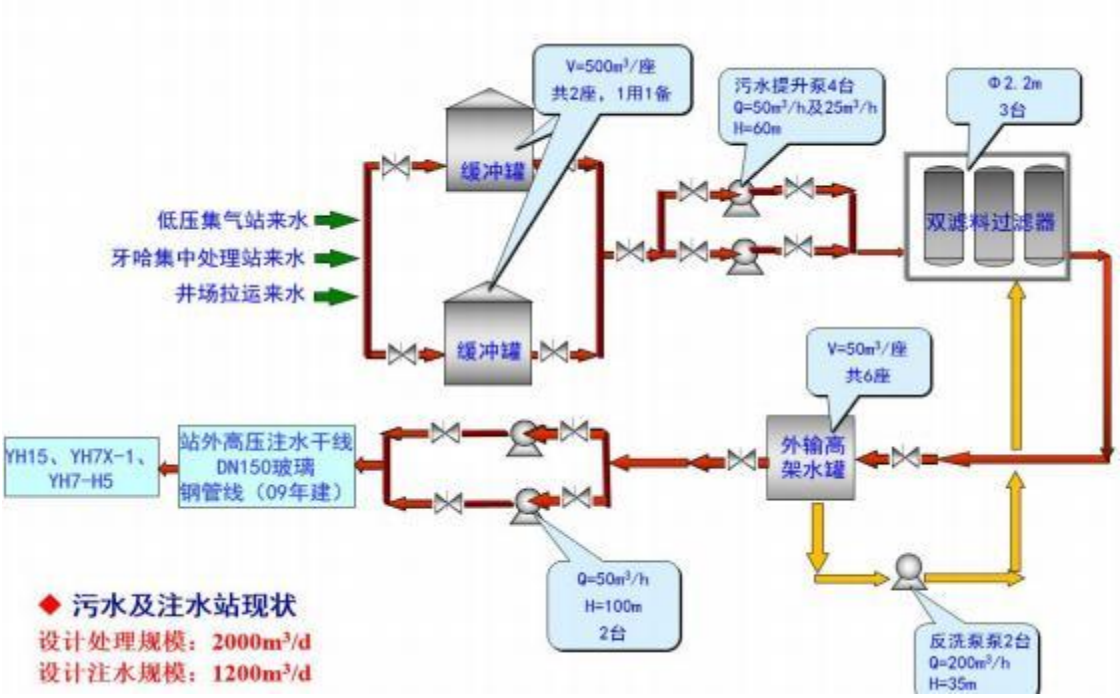

图 3.1-3　　牙哈 7 低压集气站采出水处理工艺流程图

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，致使地下水体中 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。

3.1.3.4 声环境影响回顾

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。

3.1.3.5 固废环境影响回顾

牙哈固废填埋场共 13 座填埋池（其中 1#～6#容积 2300m^3，7#～8#容积 2000m^3，9#～13#容积 4000m^3），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 3.1-7　　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

根据后评价期间现场调查，含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令第 5 号），并于每月底将转移数量报送当地县级以上环保主管部门及油田公司安全环保处备案。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，钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑经随钻不落地泥浆处理装置处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值后，回用于铺垫井场及油田道路；另外结合本次井场历史遗留钻井废弃物取样监测结果和迪那油气开发部历史遗留废弃物处置方案，牙哈凝析气田后续需对不达标井场的历史遗留钻井废弃物进行处置。根据排查结果，迪那油气开发部共计 44 座单井泥浆池历史遗留磺化泥浆废弃物列入《迪那油气开发部单井历史遗留泥浆池固废处置方案》，计划 2024 年底完成治理。

3.1.3.6 环境风险影响回顾

牙哈凝析气田风险值较低，从风险预测结果来看，无论天然气大气扩散还是油品泄漏均存在影响因素多，影响范围广、持续时间长等特点，所以在管理上仍不可掉以轻心，应确保落实并加强各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得项目风险发生概率降低，重特大事故坚决杜绝，一般事故得到有效控制。

同时，后评价阶段对牙哈凝析气田采取的钻井和井下作业事故风险预防措施、油气集输事故风险预防措施、管道刺漏事故风险预防措施、站场事故风险预防措施、应急物资储备情况、突发环境事件应急预案演练和执行情况均进行了详实的调查。根据现场调查的情况，近几年牙哈凝析气田风险事故均得到了妥善处置，环境风险应急措施有效。

区块环境风险应急预案已在属地原阿克苏地区库车市环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-014-L。牙哈凝析气田应急预案备案即将到期，目前未开展现有环境应急预案修编和备案工作。本次评价建议及时开展现有环境应急预案修编和备案工作。

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田分公司迪那采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。塔里木油田分公司迪那采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可

证工作，2020 年 6 月 22 日，塔里木油田分公司迪那采油气管理区综合管理部在阿克苏地区库车市固定污染源排污登记回执（登记编号：9165280071554911XG039Y）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，塔里木油田分公司迪那采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》(HJ/T295-2006)、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则(试行)》(HJ944-2018)，塔里木油田分公司迪那采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4.9 环境管理回顾

塔里木油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.4.10 退役设施情况

根据《塔里木油田牙哈凝析气田环境影响后评价报告书》，牙哈凝析气田共涉及 6 口报废井，报废井按照油田要求进行封井：

①封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。

②对圆井或方井坑进行回填，与地面平齐。

③实施单井地面工程的拆除，将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。

④清除井场戈壁石、井口水泥基础、钻井水泥条基并用机具推平，将戈壁石、井口水泥基础、钻井水泥条基拉运至固废填埋场。

⑤回填遗留废弃物清理产生的土坑和钻井水泥条基清理地面，使用戈壁石平整场地。

3.1.4 现有工程污染物年排放量

根据《塔里木油田牙哈凝析气田环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见下表。

表 3.1-8　　牙哈凝析气田污染物排放情况

影响类别	污染物	排放量（t/a)
废气	SO_2	2.975
	NOx	269.048
	非甲烷总烃	1.190
废水	COD	0
	氨氮	0
固废	/	0

3.1.5 存在环保问题及“以新带老”整改措施

3.1.6.1 现有工程环境问题

（1）根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，部分区域植被恢复情况较差。

（2）在梳理现有工程过程中发现部分老井存在无放喷坑的情况：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 口早期间建设的老气井，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-H。

（3）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。

3.1.6.2“以新带老”措施

（1）进一步加强牙哈凝析气田生态恢复工作，对区块的单井、站场、管线和道路临时占地及时进行生态恢复工作，针对植被恢复情况较差区域，通过人工浇水，播撒草籽等方式，加速植被恢复。

（2）本工程利用的部分老采气井存在无放喷坑的情况，因此为 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，针对 YH23-1-14 井本次拟采取将采出气集输至集气站进行泄压的方式，不在井场进行放喷。

（3）本工程利用的老注汽井，为 YH23-1-16、YH23-1-20、YH23-1-28 等 3 口注气井增设放喷流程；YH23-1-3H、YH23-2-4H 这 2 口井分别于 2025 年改为监测井或封井，考虑不扩建轻烃分馏装置，通过在气温低时控制 J-T 阀压差，从而减少采出气的前后压差，使其保持稳定，以减少轻烃的产生量，可以保证现状轻烃分馏装置满足处理气量。

3.2 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、牙哈运维中心污水处理系统、牙哈处理站及博孜凝析油稳定装置、哈拉哈塘钻试修处理站、牙哈气田固废填埋场和迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，各依托工程基本情况介绍如下：

3.2.1 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 低压集气站建设工程包含在了牙哈凝析气田开发调整工程，该建设项目环评于 2016 年取得原自治区环保厅批复，工程完工投入运行后于 2019 年 5 月完成了自主竣工环保验收。

牙哈 7 低压集气站采出水处理工艺流程图见图 3.2-1。

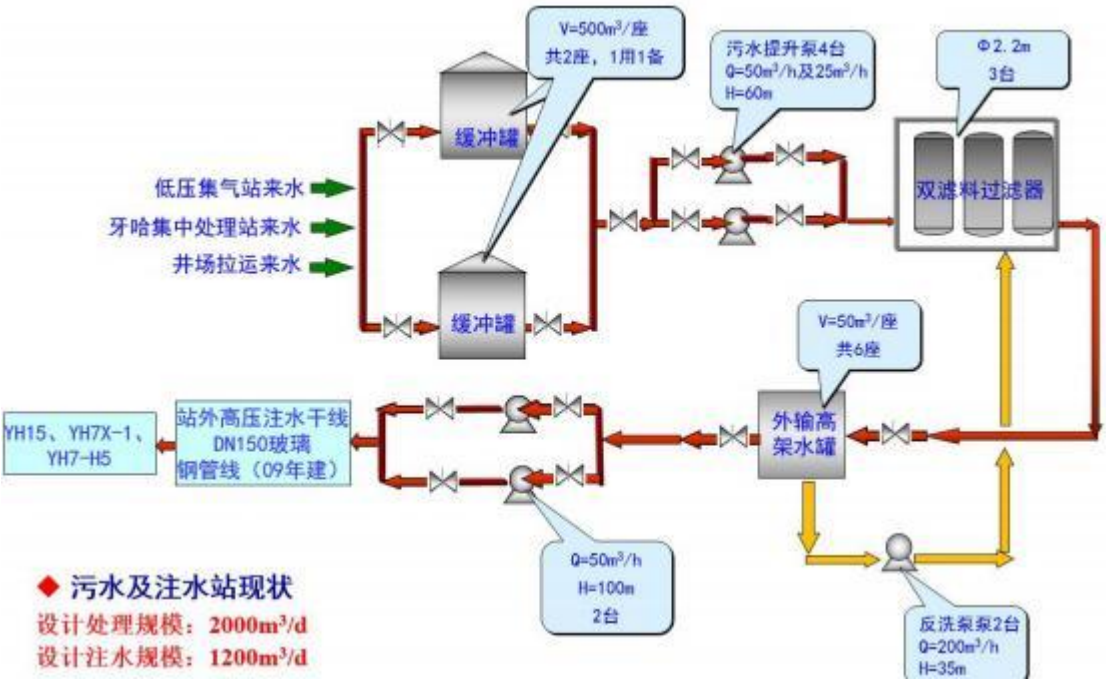

图 3.2-1　　牙哈 7 低压集气站采出水处理工艺流程图

（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 9.35×10^4t/a，日产水量 289.09m³/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。

排水主要为采气井采出水，提供的排水预测见下表。

表 3.2-1　　牙哈储气库采出水水量预测表

年份	日排水量 m^3/d
2023	38.16
2024	36.28
2025	46.27
2026	44.6
2027	44.6
2028	9.6
2029	12.95
2030	11.28
2031	6.44
2032	6.44

年份	日排水量 m^3/d
2033	6.43
2034	6.43
2035	6.43
2036	6.43
2037	6.43
2038	6.43
2039	6.43
2040	6.42
2041	6.42
2042	6.42
2043	6.43
2044	6.42
2045	6.45
2046	6.44
2047	6.44
2048	6.44
2049	6.45
2050	6.45
2051	6.45

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 低压集气站采出水设计处理规模 2000m^3/d，牙哈 7 低压集气站目前的采出水处理量 1310m^3/d，博孜凝析油稳定及储运工程产出的含油污水为 16m^3/d，剩余处理能力为 674m^3/d。

综上所述，根据开发方案预测牙哈储气库采出水量最大为 46.27m^3/d，牙哈 7 低压集气站采出水处理装置可满足本工程需求。

3.2.2 牙哈运维中心污水处理系统

（1）基本概况

①牙哈处理站

牙哈处理站的生活污水和生产废水分别收集：

生活污水经重力流管道进入化粪池，上清液排入一体化预制泵站，提升后输至牙哈污水处理站，一体化预制泵站规格为φ3.0×4.5（H），内设污水提升泵 2 台（1 用 1 备，Q=8m^3/h，H=40m）。

生产废水经重力流管道排入污水调节池（30m³），经提升泵（1 用 1 备，Q=10m³/h，H=32m）提升后输至牙哈污水处理站。

②牙哈运维中心

牙哈公寓的生活污水经重力流管道进入化粪池，化粪池内上清液排入污水池（50m³），经提升泵（1 用 1 备，Q=9m³/h，H=22m）提升后输至牙哈运维中心生活污水处理站。

牙哈运维中心生活污水处理站位于牙哈公寓东北侧，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。处理后污水水质满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化用水水质标准。处理后的污水用于站外绿化灌溉。

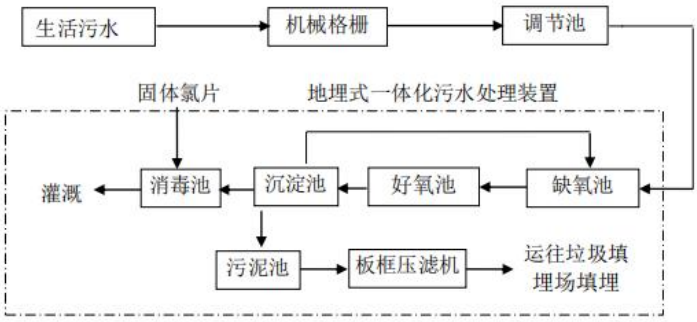

图 3.2-2　　牙哈运维中心生活污水处理站工艺流程图

（2）依托可行性分析

牙哈运维中心生活污水处理站设计污水处理规模 280m³/d，实际污水处理量为 180m³/d，剩余处理能力为 100m³/d。本工程施工期最大生活污水产生量为 10.8m³/d，运营期生活污水产生量为 0.88m³/d，牙哈运维中心生活污水处理站可满足本工程需求。

3.2.3 牙哈处理站及博孜凝析油稳定装置

凝析油及天然气凝液均依托牙哈处理站已建凝析油装置和博孜凝析油稳定的轻烃分馏装置，牙哈处理站老凝析油稳定装置设计规模为 50×10⁴t/a、博孜凝析油稳定装置设计规模为 120×10⁴t/a。工艺流程如下。

（1）凝析油稳定装置

①牙哈处理站老凝析油稳定装置

自凝析油汇管 P2103 来的凝析油在 7.25MPa、21.92℃下进入凝析油一级闪蒸罐（01V-2301A、B），分出的气相去低温分离器（01V-2202）；分出的液相经节流阀减

压至 2.5MPaA 进入凝析油二级闪蒸罐（01V-2302A、B），分出的气相一部分进入燃料气缓冲罐（01V-2206），另一部分进入中压气压缩机（01K-2201）；分出的液相再经调节阀减压至 0.65MPaA 进入凝析油三级闪蒸罐（01V-2303A、B），分出的气相与稳定气压缩机一级排气混合进入稳定气压缩机（01K-2301）增压；液相进入凝析油稳定塔（01T-2301）顶部。

凝析油稳定塔（01T-2301）顶出来的气相在 0.14MPaA、27℃下进入稳定气压缩机（01K-2301），两级增压并冷却至 2.5MPa、55℃进入油气分离部分三股流板翅式换热器（01E-2204），进一步冷却处理。凝析油稳定塔（01T-2301）底出来的液相在 0.17MPa、38℃下进入塔底重沸器（01E-2304），加热蒸发出的气相（85℃）返回塔内进行传质传热，液相（84℃）经空冷器冷却至 67℃并与来自 01E-2405 的轻油混合进入凝析油外输缓冲罐 01V-2304，再经凝析油外输泵（01P-2301）加压至 3.0MPa，计量后外输至牙哈装车北站。

当凝析油外输管线出现故障时，凝析油可经过凝析油外输泵（01P-2301）进入事故油储罐（01TK-2501），事故油储罐 1 座，3000m^3。

②博孜凝析油稳定装置

未稳定凝析油换热后（30～36℃，0.5MPa）进入凝析油三相分离器（01V-4301A/B）进行缓冲分离，分离后含油污水去牙哈集中处理站已建三闪污水汇管；分离后的凝析油其中小流量（占比约 20%）部分直接进入凝析油稳定塔（01T-4301A/B）顶，控制塔顶温度（38℃）；另外 1 股（占比约 80%）去凝析油换热器与凝析油稳定塔塔底出料进行换热（01E-4301A/B、01E-4302A/B 串联），加热至 89℃后进凝析油稳定塔作为中部进料。稳定塔底的液相进入塔底重沸器（01E-4303A/B）加热至 113.5℃，蒸发出的气相返回塔内。塔底重沸器的液相在 113.5℃，0.25MPa 经塔底泵（01P-4301A/B）增压至 0.5MPa 后，进凝析油换热器换热至 58.5℃，二套稳定装置的塔底凝析油汇合去往凝析油外输单元。稳定塔顶稳定气进稳定气分离器（01V-4302A/B）进行气液分离，分离出的气相去增压单元增压。

（2）轻烃分馏装置

①牙哈老装置（分馏单元）

凝液闪蒸罐 01V-2203 的液相在 2.25MPa、-10.33℃下进入脱乙烷塔 01T-2401A 顶部，稳定气分液罐 01V-2204 的气、液相混合物在 2.25MPa、29.29℃下进入脱乙烷塔

的中部，脱乙烷塔顶的气相在 1.95MPa、1.37℃下进入脱乙烷塔顶气-液化气换热器 01E-2407 换热，换热后进入 01E-2204；脱乙烷塔底出来的液相在 1.98MPa、96.96℃下进入塔底重沸器 01E-2401A，加热蒸发出的气相（118.5℃）返回塔内。

脱乙烷塔底重沸器 01E-2401A 出来的液烃在 118.5℃下节流至 1.5MPa，经缓冲罐（01V-2402）、轻油-液化气分馏塔进料换热器 01E-2402 加热进入液化气分馏塔 01T-2402。

液化气分馏塔顶出来的气相在 1.17MPa、64.44℃下经已建液化气分馏塔顶冷凝器 01E-2403 和 01E-2406 以及新建的脱乙烷塔顶气-液化气换热器冷凝至 40℃以下，然后进入液化气分馏塔顶回流罐 01V-2401 再经回流泵 01P-2401 加压，一部分返回液化气分馏塔顶部作为回流，另一部分作为液化气产品进入液化气储罐 01V-2501A/B/C；液化气分馏塔底出来的液相在 1.139MPa、145.8℃下进入塔底重沸器 01E-2404，加热蒸发出的气相（167℃）返回塔内。

液化气分馏塔底重沸器 01E-2404 出来的轻油在 167℃下经轻油-液化气分馏塔进料换热器 01E-2402 冷却至 163.2℃再经 01E-2405 冷却至 40℃进入凝析油外输缓冲罐 01V-2304。

②博孜凝析油稳定装置（分馏单元）

来自稳压机出口分离器分离出的轻烃（33℃，2.2MPa）进入脱乙烷塔（01T-4401），塔顶气相（40.7℃，2.0MPa）与稳压机出口分离器分离气相（33.7℃，2.1MPa）混合后进入中压机增压；塔底的液相进入塔底重沸器（01E-4401）加热至 93.2℃，蒸发出的气相返回塔内，液相（93.2℃，2.05MPa）节流至 1.6MPa 后进入液化气塔进料-轻烃换热器（01E-4402）换热至 86℃后作为液化气塔（01T-4402）进料。

液化气塔塔底的液相进入塔底重沸器（01E-4403）加热至 152.6℃，蒸发出的气相返回塔内，液化气塔塔底稳定轻烃，依次经过液化气塔进料-轻烃换热器（01E-4402）和轻烃空冷器（01E-4406）冷却至 55℃后进凝析油外输缓冲罐，与稳定凝析油混合后外输；液化气塔塔顶气经过液化气塔顶空冷器（01E-4404）、凝析油-液化气换热器（01E-4201）冷凝为液化气（40℃）后进入液化气塔回流罐（01V-4401），经液化气塔顶回流泵（01P-4401A/B）增压至 1.4MPa 后一部分至液化气塔顶部作为回流，一部分液化气至液化气球罐（01TK-4501A/B）储存。

（3）依托可行性

凝析油及天然气凝液均依托现有牙哈处理站和博孜凝析油稳定和轻烃分馏装置。目前牙哈处理站及博孜凝析油稳定装置凝析油装置设计处理量合计为 170×10^4t/a（4850t/d），预测的博孜最大来液量为 112×10^4t/a（3300t/d），牙哈凝析油产量 24×10^4t/a（储气库最大 1074t/d+非储气库最大 200t/d），可满足本工程凝析油处理需求。

3.2.4 哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

本工程钻井聚磺泥浆体系固废、生活垃圾、钻试修废水等依托塔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 月取得原自治区环保厅《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 43800m³/a，钻试修废水处理规模 10.95×10^4m³/a。竣工环境保护验收工作正在进行。

本工程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《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求用于油田内道路及铺垫井场。

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 43800m³/a，钻试修废水处理规模 10.95×10^4m³/a。本工程钻井聚磺泥浆产生量为 6881m³，磺化水基泥浆岩屑为 6049m³，酸化压裂返排液 1530m³，井下作业废水 1350m³/a，可依托哈拉哈塘钻试修处理站处理。

3.2.5 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 21.8t，运营期生活垃圾 3.63t，可依托其处理。

3.2.6 迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间

本工程依托迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，该暂存间建筑面积 360m^2，由中国石油天然气股份公司塔里木油田分公司投资 50 万，在阿克苏市库车县二八台乡迪那 2 气田固体废物填埋场内建设，2021 年 8 月 10 日，阿克苏地区生态环境局以“阿地环函字〔2021〕330 号”对该项目予以批复。项目于 2021 年 10 月 1 日开工建设，2022 年 3 月 18 日建成并投入运行。2022 年 8 月顺利通过竣工环境保护验收，取得验收意见。

暂存间设计暂存固态危废量约为 36t/a，本工程产生的危险废物主要包括过滤分离的杂质 0.003t/a、废含油废滤芯 0.5t/a、废润滑油 8.8t/a、清管废渣 0.06t/a、乙二醇再生系统产生的废活性炭 0.7t/a、落地油 1.7t/a、废防渗材料 4.25t/a，产生量较小，可以依托迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间进行暂存。

3.3 工程概况

2022 年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咨有限公司编制了《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响评价报告书》。2023 年 3 月 23 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环审〔2023〕55 号《关于塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书的批复》批复了该报告书。该工程主要建设内容包括气藏工程、钻井工程和地面工程三部分。该项目已于 2024 年 3 月开始建设，在建设过程中，储气库设计库容、产气量、产油量，新钻注采井位置、井深、使用钻井液、新建井场、集输管网长度等主要建设内容均发生变化，属于重大变动，本次重新编制环境影响评价文件。

由于本次建设内容与原环评相差较大，因此以下均按照实际建设情况重新进行评价。

3.3.1 项目基本情况

3.3.1.1 基本情况

（1）项目名称：塔里木牙哈储气库项目（重大变动）

（2）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）建设性质：新建

（4）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，中心地理坐标为：东经 83.46207°，北纬 41.70690°。

（5）项目投资：项目总投资 591451 万元，其中环保投资 1159.9 万元，占总投资的 0.2%。

（6）建设内容及规模

本工程为牙哈储气库建设的一期工程，共包括气藏工程、钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和辅助工程。

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 257.90×$10^8$$m^3$、凝析油 1886.83×$10^4$t。每年 3～10 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月～次年 3 月采气 120 天，日均注气 1142.86×$10^4$$m^3$/d，日均产气 2000.0×$10^4$$m^3$/d，年工作气量 24.0×$10^8$$m^3$，设计库容 151.62×$10^8$$m^3$，垫底气量 127.62×$10^8$$m^3$，地下储库运行压 33.2～41.7MPa，运行 32 个周期，累产气 993.98×$10^8$$m^3$，累产油 988.55×$10^4$t。

②钻前工程：9 座注采井场场地平整，建设岩屑池等基础设施。

③钻井工程：新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m，完钻目的层为古近系苏维依组；双台阶水平井 4 口，平均井深 6395m，目的层为古近系苏维依组和白垩系巴什基奇克组。

④储层改造工程：

对新钻 17 口井及利用 26 口老井进行储层改造，采用酸化工艺，通过酸液对地层孔隙内的颗粒和堵塞物的的溶蚀作用，改善储层渗流空间

⑤油气集输工程：

注采井场：新建注采井场 9 座，具体情况如下表：

表 3.3-1　　新建注采井井口一览表

序号	井名	井型	注采分类	备注
1	YC-H1	水平井	注采井（仅采气）	YC-H1 井场（1#井场）
2	YC-H2	水平井	注采井	
3	YC-H3	水平井	注采井	YC-H3 井场（3#井场）
4	YC-H4	水平井	注采井（仅采气）	

序号	井名	井型	注采分类	备注
5	YC-H5	水平井	注采井	YC-H5 井场（5#井场）
6	YC-H6	水平井	注采井（仅采气）	
7	YC-H7	水平井	注采井	YC-H7 井场（7#井场）
8	YC-H8	水平井	注采井（仅采气）	
9	YC-H9	水平井	注采井	YC-H9 井场
10	YC-H10	水平井	注采井	YC-H10 井场（10#井场）
11	YC-H11	水平井	注采井	
12	YC-H12	水平井	注采井	YC-H12 井场（12#井场）
13	YC-H13	水平井	注采井	
14	YC-H14	水平井	注采井	YC-H14 井场（14#井场）
15	YC-H15	水平井	注采井	
16	YC-H16	水平井	注采井	YC-H16 井场（16#井场）
17	YC-H17	水平井	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。

集注站：在牙哈处理站新建集注站 1 座，新建注气规模 1100×$10^4m^3/d$，新建 2 台电驱离心压缩机，单台排量 550×$10^4m^3/d$、设计点工况排气压力 38MPa，新建采气处理规模 2000×$10^4m^3/d$，设置 2 套 1000×$10^4m^3/d$ 烃水露点控制装置，采用“乙二醇+J-T 阀节流制冷工艺”，新建 1 套 120t/d 乙二醇再生及注入装置，1 套 950×$10^4m^3/d$ 高压放空系统、空氮站系统 1 套。

分输站：在克轮复线 4#阀室基础上新建分输站 1 座。

注采管网：新建注采分开管网总长度 43km，其中新建注气干线 2 条，设计压力 41MPa，注气干线管径 DN250、长度 5.89km，注气支线 7 条，管径 DN150~DN250、长度 15.61km；新建采气干线 2 条，设计压力 14MPa，采气干线管径 DN450、长度 5.89km，采气支线 7 条，管径 DN250~DN400、长度 15.61km。

双向输气管道：新建双向输气管道 6.5km，起点克轮复线 4#阀室，末点牙哈集注站。

⑥辅助工程：

牙哈办公楼及公寓：新建办公楼 1 座，在原 1#和 2#公寓间扩建公寓 1 座。

工程配套自控仪表、供配电、通信、总图运输、道路、非标设备、给排水及消防等公用辅助配套系统。

（7）工程组成

本工程组成见下表。

表 3.3-2　　拟建工程主要建设内容一览表

工程类别			规模	备注
主体工程	气藏工程		设计库容 $151.62\times10^8m^3$，垫底气量 $127.62\times10^8m^3$，地下储库运行压力 33.2～41.7MPa。运行 32 个周期，运行期间累产气 $730\times10^8m^3$、累产油 161.20×10^4t；气田全生命周期累产气 $993.98\times10^8m^3$、累产油 988.55×10^4t。	新建
	钻前工程		9 座注采井场场地平整，建设岩屑池等基础设施。	新建
	钻井工程		新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，双台阶水平采气井 4 口，钻井深度、井型等信息见表 3.3-7。	新建
			利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口，注气井 12 口。	依托
	储层改造工程		采用酸化工艺，通过酸液对地层孔隙内的颗粒和堵塞物的的溶蚀作用，改善储层渗流空间。	新建
	油气集输工程	注采集输管道	新建注采井场至牙哈集注站间的注采分开管网总长度 43km	新建
		双向输气管道	新建双向输气管道 6.5km，起点克轮复线 4#阀室，末点牙哈集注站	新建
		注采井场	新建注采井场 9 座，安装采气树等设备。	新建
		牙哈集注站	新建注气规模 $1100\times10^4m^3/d$，新建 2 台电驱离心压缩机，单台排量 $550\times10^4m^3/d$、设计点工况排气压力 38MPa，新建采气处理规模 $2000\times10^4m^3/d$，设置 2 套 $1000\times10^4m^3/d$ 烃水露点控制装置，采用“乙二醇+J-T 阀节流制冷工艺”，新建 1 套 120t/d 乙二醇再生及注入装置，1 套 $950\times10^4m^3/d$ 高压放空系统、空氮站系统 1 套	新建
		分输站	在克轮复线 4#阀室基础上建设分输站 1 座，实现清管作业、计量、气量调节等	新建
辅助工程	办公楼		在牙哈处理站新建办公楼 1 座	新建
	公寓		在牙哈处理站新建公寓 1 座	新建
公用工程	道路		新建进井道路 1176m，路面宽 3.5m，路基宽 4.5m，砂石路	新建
	供配电（涉及辐射部分另行评价）		井场：井场电源引自附近 10kV 牙油甲线、10kV 牙油乙线、10kV 牙水线，井场分别设 10/0.4kV 柱上变电站 1 座。注采井场设撬装机柜间 1 套，内设配电柜、通信机柜、仪表机柜和 UPS 电源。	新建

工程类别		规模	备注
		牙哈集注站：新建 110/10kV 变电站 1 座，规模为 2×63MVA，2 路 110kV 电源引自都护 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：新建 10kV 架空线路 6km，电源引自附近 10kV 牙油乙线，分输站内设撬装机柜间 1 套，内设配电柜、通信机柜、仪表机柜和 UPS 电源。	
		公寓：2#公寓旁新建箱变，增加高压环网柜（两进两出一母联）1 台，增加 1 路 10kV 电源，引自牙油甲线，新建 10kV 电缆线路 0.8km，利用部分未拆除的 10kV 装车乙线电杆。	
	自控工程	新建 1 套牙哈储气库控制系统用于完成储气库的过程控制、安全联锁保护及调度管理。牙哈储气库控制系统包括牙哈集注站过程控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、可燃气体探测报警系统（GDS）、火灾自动报警系统（FAS）、消防 PLC 系统、井场 RTU	新建
	通信工程	集注站新建外围安防系统、生产视频监控系统、扩音广播系统、电力数据传输系统、自控数据传输系统、场区周界报警系统、反无人机主动防御系统、智能巡检机器人系统、新建办公楼配套通信系统、消防电话等；井场新建数据传输、工业电视监控、语音告警系统，同时沿电力线路架空敷设 12 芯 ADSS 光缆作为数据传输介质；分输站新建数据传输、工业电视监控、周界报警、语音告警系统；牙哈公寓新建综合布线系统、语音通信系统、办公网络系统、公共信息网络无线 WIFI 覆盖系统、视频监控系统、门禁系统、扩声系统、IPTV 电视系统	新建
	给排水工程	给水：新鲜水依托牙哈处理站现有给水系统。	依托
		排水：依托现有牙哈污水处理站	
	供热工程	集注站：新建 1 台 500kW 导热油/水换热器，热源依托《博孜凝析油稳定及储运工程》已建 2 台 5500kW 导热油锅炉	依托
		新建办公楼、公寓：依托现有采暖系统	
	防腐	采气管道：三层 PP 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。 注气管道、双向输气管道：三层 PE 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。 牙哈处理站：设置 1 座阴极保护站，可满足阴极保护需求，恒电位仪设置 2 台（1 用 1 备）为三回路（50V/30A）	新建
	保温	站外管道：埋地敷设不需要伴热；	新建

工程类别		规模	备注
		站内低温管道：保温选用硬质聚氨酯泡沫保冷材料，厚度为 50mm。铁丝捆扎，外包 0.5mm 厚的压花铝板； 站内埋地管道：防腐层外采用硬质聚氨酯泡沫保温层，保温厚度为 50mm，外加聚乙烯黄夹克防护层，防护层厚 3.0mm。 站内地上保温（防烫）设备采用复合铝镁硅酸盐卷毡保温，保温层厚度为 60mm，外包铝皮厚 0.75mm。	
环保工程	废气	施工期：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；测试放喷引至放喷池点燃。 运营期：注采系统密闭，集注站火炬燃烧废气； 退役期：施工扬尘，采取洒水抑尘的措施	/
	废水	施工期：钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；管线试压水循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘；酸化压裂返排液井场中和后收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置； 生活污水依托牙哈运维中心现有污水处理站处置。 运营期：井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；采出水送牙哈 7 低压集气站采出水处理系统处理后回注；生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理 退役期：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； 退役期：合理安排作业时间	/
	固体废物	**施工期：**施工土方施工作业带平整，不外运；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；油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理；废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物，交有资质单位处置；施工废料、建筑废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋；生活垃圾收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋。 **运营期：**注气期分离杂质、废滤芯、废润滑油专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，定期交有资质单位处置。采气	/

工程类别		规模	备注
		期清管废渣、乙二醇再生废活性炭、废落地油、废防渗材料专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，交有资质单位处置；生活垃圾经收集后定期送牙哈气田田固废填埋场进行填埋。 **退役期**：废弃管线维持现状，两端使用盲板封堵；废弃建筑垃圾首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋；废防渗材料收集后由有资质单位接收处置	
	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； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	/
	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	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	依托
	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	依托
	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	依托
	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。	依托
	牙哈处理站及博孜凝析油稳定装置	本工程凝析油及天然气凝液均依托现有牙哈处理站和博孜凝析油稳定和轻烃分馏装置	依托
	牙哈运维中心生活污水处理站	生活污水依托牙哈运维中心生活污水处理站处理	依托
	迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间	本工程运营期危险废物依托迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间进行暂存。	依托

（9）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 321 天，施工期不设置生活营地，施工人员生活依托牙哈公寓。

3.3.1.2 资源概况

3.3.1.2.1 储气库所在区块范围

牙哈构造带东西长约 80km、南北宽约 8km，面积 640km^2。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 5、牙哈 7、牙哈 23、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 46.1km^2，本次牙哈储气库建设的目标是牙哈 2 区块。

3.3.1.2.2 勘探开发概况

牙哈气田 1989 年开始地震普查，1993 年完成二维测网密度 1×1km，1994 年上半年完成 659.86km^2 三维地震。

1994 年 9 月上交牙哈气田古近系凝析气藏控制储量，1995 年 1 月上交牙哈气田探明储量天然气 269.70×10^{8}m^3，凝析油 2013.30×10^{4}t，本次储气库建设可行性研究的牙哈 2 区块 E+K 气藏循环注气部分探明储量天然气 176.00×10^{8}m^3、凝析油 1240.90×10^{4}t。

1997 年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。开发方案设计牙哈 2 区块采用循环注气部分保压方式开发，分 NIII、E+K 为两套开发层系。动用天然气地质储量 226.51×10^{8}m^3，凝析油 1573.8×10^{4}t，总井数 23 口(新井 20 口、老井利用 3 口)，其中采气井 15 口、注气井 8 口。建成年产凝析油 50.0×10^{4}t、天然气 10.03×10^{8}m^3 的生产规模；设计投产即开始注气，年注气规模 9.0×10^{8}m^3，9 年后转为衰竭开发，预测生产 23 年，累产天然气 108.3×10^{8}m^3，凝析油 516.7×10^{4}t，油、气采出程度分别为 54.68%、67.88%。

2015 年针对牙哈气田循环注气开发中后期面临的水侵、反凝析及气窜等难题，编制了开发调整方案。方案设计总井数 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），注气井 13 口，采气井 25 口，延长注气 10 年，预测期末凝析油采出程度为 60.68%。调整方案批复后，受地面工程实施进度滞后、新井投产时间、注入介质变化、注采比低于方案设计等因素综合影响，凝析油年产量与方案设计存在一定差距。2018 年开始实施综合治理，天然气产能基本保持稳定，凝析油递减得到有效控制。

3.3.1.2.3 地质构造

本区自上而下钻遇新生界第四系，新近系上新统库车组、中-上新统康村组、中新统吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系，古生界寒武-奥陶系地层，元古界前震旦系。缺失三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系地层（表 1-2-1）。

吉迪克组（N_1j）：厚度 693.0～828.0m。

上部泥岩以灰、蓝灰色为主，少量灰色、棕色粉砂岩、膏泥岩，下部为“W”形砂岩，为两段灰褐色粉砂岩夹灰色泥岩；上砂体（N_1j^1）为灰褐色、褐灰色粉砂岩、细砂岩，岩石类型以次长石岩屑砂岩为主。砂体厚度 6.5～12.0m，平均 10.3m；下砂体（N_1j^2）为灰褐色、褐灰色粉砂岩、细砂岩夹薄泥岩层，砂体厚度 18～23m，平均 19.9m，

古近系苏维依组（$E_{2-3}s$）：厚度 139.5～179.0m。

上部以棕色泥岩、膏泥岩为主夹棕色、灰色中细砂岩，下部为大套砂岩，以灰、灰褐色、棕色细砂岩、不等粒砂岩为主，钻遇厚度 31.2～46.2m，平均厚度 36.2m。

白垩系巴什基奇克组（K_1bs）：厚度 300.0～366.5m。上部以棕红色砂岩为主，中间夹部分泥岩条带，含油气层段主要分布于白垩系顶部 80m 厚度范围内。

依据 42 口井实钻资料，按照“旋回对比、分级控制”的原则。牙哈 2E+K 气藏纵向上共划分出 2 个气层组：即古近系底砂岩（EIII 气层组）、白垩系顶部砂岩（KI 气层组）。其中 $E_{2-3}s$ 含气层段以灰褐色不等粒砂岩和细砂岩为主，钻遇厚度 31.2~46.2m，平均厚度 36.2m，进一步细分为 3 个小层，分别为 EIII-1、EIII-2、EIII-3，小层地层厚度分别为 2.3～18.3m、13.2～34.4m、0.7～22.0m；K_1bs 含气层段（KI 气层组）分布于白垩系顶部 80m 厚度范围内，进一步细分为 6 个小层，分别为 KI-1、KI-2、KI-3、KI-4、KI-5、KI-6，小层地层厚度分别为 7.4～16.7m、9.4～18.8m、12.6～19.3m、11.7～20.7m、10.8～19.7m、21.0～23.2m。

3.3.1.2.4 储层特征

沉积特征：本区沉积特征主要为古近系底砂岩及白垩系砂岩。其中，古近系底砂岩为一套冲积平原上的长流程辫状河沉积，由河道和盐沼 2 个微相组成，沉积相类型决定了单个成因砂体的形状为长条状，而南北向的物源方向又决定了砂体延伸方向以南北向或北东-南西向为主，从剖面图上看，砂体发育稳定，连通情况较好；白垩系砂岩为冲积平原上的短流程辫状河沉积，进一步可划分为河道和河道间两种沉积微相，单砂体形态也为南北向为主展布的条带状砂体。从剖面图上看，砂体发育稳定，连通情况较好。

储层物性特征：古近系底砂岩 EIII平均孔隙度 15.4%、渗透率 $185.3\times10^{-3}\mu m^2$，整体上为中孔高渗储层。白垩系顶砂岩储层段平均孔隙度在 13.6%之间，平均渗透率 $30.9\times10^{-3}\mu m^2$，为低孔中渗储层。

3.3.1.2.5 气藏流体性质

（1）天然气性质

C_1含量82%～85%之间，C_{2+}含量10%左右，CO_2含量0.40%～0.46%，N2含量3%～9%，气比重0.63～0.67。甲烷含量高，非烃含量低。根据地质设计和已完井实钻状况，本区不含硫化氢。

表 3.3-3　　牙哈处理站的注入气组分一览表

组分名称	组分含量（摩尔分数） /%	组分名称	组分含量（摩尔分数） /%
甲烷	85.19	辛烷及更重组分	0.0083
乙烷	7.515	氮气	3.471
丙烷	1.870	氧气	0.1419
异丁烷	0.3147	二氧化碳	0.8341
正丁烷	0.3620	硫化氢	0.0000
异戊烷	0.1034	氢气	/
正戊烷	0.0844	氦气	/
己烷	0.0933	取样含空气	/
庚烷	0.0109		
硫化氢（mg/m^3）			0.0
水露点/℃			/
平均分子量			18.77
总硫（以硫计）/（mg/m^3 ）			2.9
汞含量/($\mu g/m^3$ ）			/
密度（mg/m^3 ）			0.7956

表 3.3-4　　牙哈处理站的采出气组分一览表

组分名称	组分含量（摩尔分数） /%	组分名称	组分含量（摩尔分数） /%
甲烷	85.01	辛烷及更重组分	0.0090
乙烷	7.639	氮气	3.502
丙烷	1.905	氧气	0.1380
异丁烷	0.3221	二氧化碳	0.7852
正丁烷	0.3701	硫化氢	0.0000
异戊烷	0.1073	氢气	/
正戊烷	0.0883	氦气	/
己烷	0.1011	取样含空气	/
庚烷	0.0124		
硫化氢（mg/m^3）			0.0

组分名称	组分含量（摩尔分数） /%	组分名称	组分含量（摩尔分数） /%
水露点/℃			/
平均分子量			18.8
总硫（以硫计）/（mg/m^3 ）			3.6
汞含量/($\mu g/m^3$ ）			/
密度（mg/m^3 ）			0.7970

（2）凝析油性质

凝析油密度平均为 0.8135g/cm^3，粘度平均为 4.36mPa•s，胶质与沥青质含量从微量到 11.99%，含蜡量平均为 11.02%，凝固点平均为 17.25℃。

（3）地层水性质

地层水密度平均为 1.117g/cm^3。地层水矿化度 137752.7～214209.4mg/L。水型为 $CaCl_2$ 型。

3.3.1.2.6 油气资源类型和开发进程

牙哈 2 区块 E+K 气藏平面上为一个完成的气藏，气藏南部受牙哈大断裂控制，气藏平均埋深玉 5000m，气柱高度 134m，具有统一的气水界面，为海拔-4214m，气藏类型为高含凝析油底水块状凝析气藏。

至 2023 年 12 月底，牙哈储气库拟建库区（牙哈 2 区块 E+K 气藏循环注气部分）共有采气井 15 口，注气井 11 口。

3.3.1.3 储气库设计方案

3.3.1.3.1 质层适宜性

牙哈 2 区块目的层岩石类型主要为长石岩屑砂岩，灰褐色、褐灰色粉砂岩、细砂岩夹薄泥岩层、灰褐色不等粒砂岩、棕红—褐色粉砂岩、中细砂岩夹棕红色泥岩、泥质粉砂岩，及灰泥质胶结为主。吉迪克、古近系底砂岩的成分成熟度和结构成熟度都好于白垩系顶部砂岩。吉迪克底砂岩属于滨浅湖相沉积，古近系底砂岩属于长流程辫状河沉积，白垩系顶砂岩属于短流程辫状河沉积。沉积构造几乎包含了平行层理、板状交错层理、槽状交错层理、波状层理等各种沉积构造。吉迪克上砂体平均孔隙度为 15.1%，渗透率为 51.1×10-3 μ m^2，属中低孔中渗储层，均质程度好，连通性好。吉迪克下砂体平均孔隙度为 16.2%，渗透率为 51.1×10-3 μ m^2，属中低孔中渗储层。古近系底砂岩 EⅢ11 小层仅有 13 口井发育下限以上储层，EⅢ13 小层有 19 口井发育下限以上储层，EⅢ12 小层所有井都发育储层，从储层发育角度来看，EⅢ12 小层最为发

育，次为EIII13，EIII11最差；EIII11小层测井解释平均孔隙度、渗透率分别为13.8%、208.5×10-3μm2；EIII12小层平均孔隙度、渗透率分别为15.6%、177.9×10-3μm^2；EIII13小层平均孔隙度、渗透率分别为14.3%、95.1×10-3μm^2，从测井解释结果看，整体上古近系底砂岩段为中孔高渗储层。白垩系顶砂岩储层段KI11~KI16小层物性相近，平均孔隙度在13.2～14.5%之间，平均渗透率在17.1～31.2×10-3μm^{2}之间，差别相对较小，整体来看，属于低孔中渗储层。

牙哈储气库所在区域具备天然储气库的地质气藏条件，储层厚度大，平均有效厚度36米；储层物性好，主力注采层位孔隙度15.6%，渗透率177.88毫达西，建库条件好，气井产能高，预测水平井采气周期内平均日产气119.5万方，建库气藏为在役开发凝析气藏，无需补充垫底气，能实现快速达容达产。

3.3.1.3.3 设计规模

本次注气系统设计规模确定为1500×10^{4}m^3/d，可利用的已建注气规模为400×10^{4}m^3/d，注气系统扩建规模为1100×10^{4}m^3/d。

本次采气系统设计规模确定为2400×10^{4}m^3/d，牙哈处理站内设有380×10^{4}m^3/d处理装置及100×10^{4}m^3/dYH7产能装置，其中YH7产能装置需要处理储气库外区块来气，可利用的采气装置规模为380×10^{4}m^3/d，新建采气装置弹性范围为60~120%，本次采气系统建成后扩建规模为2000×10^{4}m^3/d。

本工程新建17口注采井，利用26口老井，注采井注气能力及采气能力见下表。

表3.3-5　　本项目注采井注采情况一览表

序号	注采井	注气能力 10^{4}m^3/d	采气能力 10^{4}m^3/d	类别	备注
1				采气井	新井
2				注采井	新井
3				注采井	新井
4				采气井	新井
5				注采井	新井
6				采气井	新井
7				注采井	新井
8				采气井	新井
9				注采井	新井
10				注采井	新井
11				注采井	新井

序号	注采井	注气能力 $10^4m^3/d$	采气能力 $10^4m^3/d$	类别	备注
12				注采井	新井
13				注采井	新井
14				注采井	新井
15				注采井	新井
16				注采井	新井
17				注采井	新井
18				采气井	老井
19				采气井	老井
20				采气井	老井
21				采气井	老井
22				采气井	老井
23				采气井	老井
24				采气井	老井
25				采气井	老井
26				采气井	老井
27				采气井	老井
28				采气井	老井
29				采气井	老井
30				采气井	老井
31				采气井	老井
32				注气井	老井
33				注气井	老井
34				注气井	老井
35				注气井	老井
36				注气井	老井
37				注气井	老井
38				注气井	老井
39				注气井	老井
40				注气井	老井
41				注气井	老井
42				注气井	老井
43				注气井	老井
合计				/	/

3.3.1.3.4 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，所在的 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 3.3-1。

牙哈储气库工作气量为 $24\times10^8m^3$，日注气 $1142.86\times10^4m^3/d$，日产气 $2000.0\times10^4m^3/d$；柯克亚储气库工作气量为 $3.5\times10^8m^3$，调峰能力为 $292\times10^4m^3/d$。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 9 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，新建集注站在已建牙哈处理站的北侧扩建，详见图 3.3-2。

本工程在已建牙哈处理站北侧紧邻建设牙哈集注站；新建双向输气管道 1 条，克轮复线 4#阀室～牙哈集注站，规格 D1016×17.8，长度 6.5km，材质 L485M，将克轮复线 4#阀室扩建为分输站；新建注采管线共计 18 条，共计 43km，详见图 3.3-3.

图 3.3-1　　塔里木储气库群布局图

图 3.3-2　　新老注采井、牙哈处理站位置示意图

图 3.3-3　　总体布局图

3.3.1.3 工程组成

拟建工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、油气集输工程等内容。

3.3.1.3.1 钻前工程

钻前工程主要进行钻井区域地表植被清理、场地平整等，项目新钻注采井 17 口，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，施工期不设置生活营地，施工人员生活依托牙哈公寓。

表 3.3-6　　单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	/	m^2	1700~3022	/
2	应急池	100m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
	岩屑池	1000m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	主放喷池	200m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	200m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	井场道路	--	km	0.057~0.264	井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见下表。

表 3.3-7　　井场钻前工程施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
装载机	/	/	辆	2
挖掘机	/	/	辆	2
推土机	/	/	辆	2

3.3.1.3.2 钻井工程

（1）钻井工程基本情况

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、H23-1-8H、

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。

（2）新钻井工程

本方案共新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m，完钻目的层为古近系苏维依组；双台阶水平井 4 口，平均井深 6395m，目的层为古近系苏维依组和白垩系巴什基奇克组。

表 3.3-8　　新建钻井工程基本情况一览表

序号	井名	井型	井别	井口		井深 m
				X 坐标	Y 坐标	
1	YHKH1	水平井	注采井（仅采气）			
2	YHKH2	水平井	注采井			
3	YHKH3	水平井	注采井			
4	YHKH4	水平井	注采井（仅采气）			
5	YHKH5	水平井	注采井			
6	YHKH6	水平井	注采井（仅采气）			
7	YHKH7	水平井	注采井			
8	YHKH8	水平井	注采井（仅采气）			
9	YHKH9	水平井	注采井			
10	YHKH10	水平井	注采井			
11	YHKH11	水平井	注采井			
12	YHKH12	水平井	注采井			
13	YHKH13	水平井	注采井			
14	YHKH14	水平井	注采井			
15	YHKH15	水平井	注采井			
16	YHKH16	水平井	注采井			
17	YHKH17	水平井	注采井			

①井身结构

新钻水平井注采井采用塔标II四开井身结构。一开 171/2″钻头钻至 800m 左右，确保 143/8″套管下至稳定泥岩段，封固浅部疏松地层；二开 131/8″钻头钻至距吉迪克组上砂体顶部以上 70～100m 中完，下 103/4″套管封固吉迪克高压水层；三开 91/2″钻头

钻揭古近系底砂岩 1～2m 中完，悬挂 73/4″套管，回接 73/4″套管至井口；四开 65/8″钻头钻至完钻井深，悬挂 5″筛管。如下图。

图 3.3-4　　水平井井身结构设计图

新钻双台阶水平井采气井采用塔标II四开井身结构。一开 171/2″钻头钻至 800m 左右，确保 143/8″套管下至稳定泥岩段，封固浅部疏松地层；二开 131/8″钻头钻至距吉迪克组上砂体顶部以上 70～100m 中完，下 103/4″套管封固吉迪克高压水层；三开 91/2″钻头钻揭古近系底砂岩 1～2m 中完，悬挂 73/4″套管，回接 73/4″套管至井口；四开 65/8″钻头钻至完钻井深，悬挂 5″套管+5″筛管。如下图。

图 3.3-5　　双台阶水平井井身结构设计图

②钻井液

一开采用膨润土-聚合物体系；二开上部采用 KCl 聚合物体系，下部采用 KCl 聚磺体系；三开采用油基钻井液体系；四开水平段采用油基钻井液体系。

③固井

a 一开

单级固井：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

采用封隔式双级固井，优先保障管鞋封固质量。

一级：前置液（钻井液密度+0.05g/cm^3）常规密度双凝韧性水泥浆（尾浆返至水层以上 100m）；

二级：前置液（钻井液密度+0.05g/cm^3）+常规密度韧性水泥浆。

c 三开

采用尾管+回接固井。

尾管：前置液（钻井液密度+0.05g/cm^3）+常规密度双凝韧性水泥浆；

回接：前置液（钻井液密度+0.05g/cm^3）+常规密度韧性水泥浆；

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。

d 四开（双台阶水平井）

选择性固井。

前置液（钻井液密度+0.05g/cm^3）+常规密度双凝韧性水泥浆；

采用韧性水泥固井，选用旋流短节、带顶封的尾管悬挂器。

④钻机选型：选用 ZJ70 及以上钻机。

⑤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13口水平注采井平均井深6128m，平均钻井周期126天，平均完井周期为157天；预测牙哈储气库新钻4口双台阶水平井平均井深6395m，平均钻井周期为134天，完井周期为171天。

（3）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 口早期间建设的老气井，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下表。

表 3.3-9　　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 2030 封井
2	YH23-1-106H	采气	采气	/	2027 封井
3	YH23-1-12	采气	采气	地面安全阀、无放喷坑	增加地面安全阀，计划 2030 封井
4	YH23-1-14	采气	采气	地面安全阀、无放喷坑	增加地面安全阀，该井计划 2027 封井
5	YH23-1-18	采气	采气	/	2030 井
6	YH23-1-0H	采气	采气	/	2033 年用于监测

序号	老井利用井号	目前井型	拟用井型	存在问题	处理方式
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 2030 封井
8	YH23-1-24H	采气	采气	/	2027 封井
9	YH23-1-2H	采气	采气	无放喷坑	增加放喷坑，2033 作为监测井
10	YH23-1-8H	采气	采气	/	2027 封井
11	YH3-1-H1	采气	采气	地面安全阀、无放喷坑	安全阀，放喷坑。计划 2030 封井
12	YH3-1H	采气	采气	/	2030 封井
13	YH303-3X	采气	采气	/	2025 封井
14	YH304-2H	采气	采气	/	2033 作为监测井

本次为YH23-1-10、YH23-1-12、YH23-1-14、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下表。

表3.3-10　　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	/	2030 封井
2	YH23-1-116H	注气	注气	/	2027 作为监测井
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 2030 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 2033 封井
6	YH23-1-3H	注气	注气	无放喷流程	增加地面放喷流程及放喷坑，该井 2027 改为监测井
7	YH23-1-8	注气	注气	/	2033 封井
8	YH23-2-10	注气	注气	/	2033 封井
9	YH23-2-14	注气	注气	/	2030 封井

序号	老井利用井号	目前井型	拟用井型	存在问题	处理方式
10	YH23-2-24H	注气	注气	/	2027 作为监测井
11	YH23-2-4H	注气	注气	无放喷流程	增加地面放喷流程及放喷坑，该井 2027 封井
12	YH303	注气	注气	/	2030 封井

为YH23-1-3H、YH23-2-4H、YH23-1-16、YH23-1-20、YH23-1-28等5口注气井增设放喷流程。

（4）主要原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，本项目采用水基/油基钻井液，使用的原辅材料中不含钡、汞、砷、六价铬等重金属。主要原材料消耗情况见下表。

表 3.3-11　　单井井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称		规格型号	形态及包装	单位	数量	备注
1	水		--	液态、罐装	m^3	705	配置泥浆（由罐车拉运至井场）
2	水泥+硅粉		--	固态、袋装	t	707	用于固井
3	水基钻井液	基础材料	膨润土	固态、袋装	t	45	配置钻井液
4		磺化酚醛树脂（干粉）	--	固态、袋装	t	27	配置钻井液
5		褐煤树脂	--	固态、袋装	t	25	配置钻井液
6		氯化钾	--	固态、袋装	t	25	配置钻井液
7	油基钻井液	柴油	--	液态、罐装	t	10	配置钻井液
8		乳化剂	--	液态、罐装	t	10	配置钻井液
		降失水剂	LS-2	固态、袋装	t	18	聚乙烯、聚丙烯塑料调节泥浆的流动性、抗压强度
9	储层改造酸化工作液	盐酸	8~10%	液态、桶装	t	4	配制酸化工作液
10		氢氟酸	1~2%	液态、桶装	t	2	配制酸化工作液
11		乙酸	3~5%	液态、桶装	t	3	配制酸化工作液
12		缓蚀剂	--	液态、桶装	t	5	配制酸化工作液
13		助排剂	--	液态、桶装	t	5	配制酸化工作液
14		粘土稳定剂	--	液态、桶装	t	3	配制酸化工作液
15		甲醇	--	液态、桶装	t	0.5	配制酸化工作液

序号	材料名称		规格型号	形态及包装	单位	数量	备注
16		铁离子稳定剂	--	液态、桶装	t	2.5	配制酸化工作液
17		破乳剂	--	液态、桶装	t	1.5	配制酸化工作液
18	基础材料		Na_2CO_3	固态、袋装	t	3	调节钻井液 pH 值
19	包被抑制剂		KPAM	固态、袋装	t	1.5	具有包被、防塌性能
20	增粘剂		CMC-HV	固态、袋装	t	0.5	羧甲基纤维素钠，具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用
21	防塌润滑剂		FRH	固态、袋装	t	80	极化性沥青+皂化沥青+固体润滑剂，防塌
22	活性剂		SP-80	液态、桶装	m^3	8	改善钻井液
23	油气保护剂		--	固态、袋装	t	9	由多种酸溶性物质，阳离子粘土防膨聚合物及在砂层表面成膜封墙材料复合而成，抗高温抗盐的无渗透钻井液处理剂
24	胶凝酸		--	固态、袋装	m^3	160	调节泥浆的流动性，抗压强度
25	氯化钙		--	固态、袋装	t	100	稳定不同深度的各种泥层
26	备用柴油		--	液态、30m^3罐装	t	18	作为项目应急柴油发电机的燃料

（5）钻井井场布置

钻井期钻前工程包括井场、应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等建设活动。井场采用标准井场，岩屑临时堆放区位于井场外，主副放喷管线位于井场两侧。各井建设内容一致，各建设钻井平台 1 套、应急池（1 座，100m^3)、放喷池（2 座，200m^3/座）、岩屑池（1 座，1000m^3）等设施，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。井场应急池、放喷池池底、边坡采用水泥压边+环保防渗膜两层防渗。井场采用砂石料铺垫。钻井井场布置有放喷管线、罐区、不落地系统、岩屑堆放场等。

图 3.3-6　　钻井期井场平面布置图

（6）劳动定员和建设周期

项目钻井工程建设期单井建设施工人员均为 50 人。

预测牙哈储气库新钻 13 口水平注采井平均井深 6128m，平均钻井周期 126 天，平均完井周期为 157 天；新钻 4 口双台阶水平井平均井深 6395m，平均钻井周期为 134 天，完井周期为 171 天。

3.3.1.3.3 储层改造工程

由于钻井完井液及水泥浆滤液浸入地层，引起粘土矿物和地层流体性质发生物理化学变化，以及固相颗粒侵入储层，堵塞孔隙喉道等原因，导致储层有效渗透率下降。伴随着油气田一定时间阶段的开发生产，地层压力、地层流体性质、孔道内流体流速、渗流通道往往发生一系列物理化学改变，从而引起储层污染，造成单井产量下降，甚至无产量。利用改造措施可以解除储层污染，恢复油气井自然产能。

（1）储层改造方式

实施压裂措施，缝高难以控制，为了保护气藏的完整性，推荐酸化改造。基质酸化是在注入压力小于破裂压力下将酸液挤入预期目的层，通过酸液对地层孔隙内的颗粒和堵塞物的的溶蚀作用，改善储层渗流空间，从而达到增产目的。

（2）酸化工作液

牙哈 2～3 区块古近系和白垩系为典型的砂岩储层，因此该区块酸液应以土酸为主，解除酸溶性污染及通缝扩喉。盐酸溶解储层中碳酸岩盐矿物、以及部分与氢氟酸反应生成微溶和不溶的矿物，氢氟酸主要与储层中的粘土矿物及硅质反应，从而达到解堵，提高储层渗流能力。

（3）酸化施工参数

施工排量 0.5～1.0m^3/min。

（4）酸液用量的确定

酸液主体酸用量是根据储层厚度 h、解除污染半径 r 和储层孔隙度φ来确定，计算公式为：$V=\pi h\varphi r^2$，据前期作业井经验及文献调研，污染半径在 1m 左右，在保证酸化效果前提下，一般尽可能降低用酸量，利于残酸返排和减少酸化费用。实际计算可结合钻井、修井期间泥浆漏失量，根据计算公式反推酸液用量，区块推荐前置液用液强度：0.1～0.5m^3/m，酸液用液强度：0.5～1.0m^3/m。

3.3.1.3.4 油气集输工程

（1）集输管道工程

1）注采集输管道

本工程新建注采管线共计 18 条，43km。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，注采集输管道线路长度统计如下表所示。注采管道的线路走向如下图所示。

表 3.3-12　　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					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
		合计			43.00

图 3.3-17　　集输管线线路走向图

2）双向输气管道

本工程新建 1 条双向输气管道，牙哈集注站～克轮复线 4#阀室，本工程输气管道起点为在克轮复线 4#阀室基础上扩建的分输站，向东北敷设穿越克轮伴行路后，沿油区道路并行已建输气管线继续向东北方向敷设，至牙哈处理站前向北穿越油田公路后向东敷设至终点牙哈集注站，宏观走向为西南－东北，线路长度为 6.5km。管道沿线设置站场 1 座（分输站），沿线穿越主要公路 1 次，油田主要公路 2 次，其他砂石路、机耕路等 12 次，沟渠穿越共 2 处。

双向输气管道管径 D1016mm，长度 6.5km，设计压力 10MPa，设计最大输量 $2400\times10^4m^3/d$。

图 3.3-18　　线路走向示意图

（2）注采井场

①设计参数

新建注采井场 9 座，其中单井井场 1 座，双井井场 8 座，具体情况如下表：

表 3.3-13　　新建注采井场一览表

序号	井场	注采井	注气量 $10^4m^3/d$	采气量 $10^4m^3/d$	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 井场（1#井场）	YC-H1						
2		YC-H2						
3	YC-H3 井场（3#井场）	YC-H3						
4		YC-H4						
5	YC-H5 井场（5#井场）	YC-H5						
6		YC-H6						
7	YC-H7 井场（7#井场）	YC-H7						
8		YC-H8						
9	YC-H9 井场（9#井场）	YC-H9						
10	YC-H10 井场（10#井场）	YC-H10						
11		YC-H11						

序号	井场	注采井	注气量 $10^4m^3/d$	采气量 $10^4m^3/d$	采气产油量 t/d	井口压力 MPa	井口温度℃	井口注入压力 MPa
12	YC-H12 井场（12#井场）	YC-H12						
13		YC-H13						
14	YC-H14 井场（14#井场）	YC-H14						
15		YC-H15						
16	YC-H16 井场（16#井场）	YC-H16						
17		YC-H17						
合计			1142.86	2000				（均量）

②井口设计参数

注气系统设计压力：41MPa；

注气系统设计温度：65℃；

采气系统（井口节流阀上游）设计压力：41MPa；采气系统（井口节流阀下游）设计压力：14MPa；

采气系统设计温度：99℃；

注采井注气规模：$120\times10^4m^3/d$；

注采井采气规模：$100\sim150\times10^4m^3/d$。

③工艺流程

根据注采生产工况，新建注采井场工艺采用“注采分开”方式，注、采气采用双向计量。

井场注气工艺流程：注气管线来气后，依次经截断阀、调节阀、止回阀、流量计，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，事故状态下可实现井口天然气的泄压。

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。

（3）牙哈集注站

新建注气规模 $1100\times10^4m^3/d$，新建 2 台电驱离心压缩机，单台排量 $550\times10^4m^3/d$、设计点工况排气压力 38MPa；新建采气处理规模 $2000\times10^4m^3/d$，设置 2 套

1000×$10^4m^3/d$ 烃水露点控制装置，采用“乙二醇+J-T 阀节流制冷工艺”；新建 1 套 120t/d 乙二醇再生及注入装置；1 套 950×$10^4m^3/d$ 高压放空系统、空氮站系统 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

根据气藏工程方案，储气库日注气 879～1465×$10^4m^3/d$，本次注气系统设计规模确定为 1500×$10^4m^3/d$，可利用的已建注气规模为 400×$10^4m^3/d$，注气系统扩建规模为 1100×$10^4m^3/d$。

b.适应性

牙哈处理站目前有 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×$10^4m^3/d$（总规模约 400×$10^4m^3/d$）可以作为储气库压缩机使用，因此，需要新建注气压缩机组，拟扩建规模为 1100×$10^4m^3/d$。

②天然气处理装置

新建 17 口注采井日采气量 108~1888×$10^4m^3/d$，14 口老采气井日采气量 404~112×$10^4m^3/d$，本次采气系统处理总规模确定为 2400×$10^4m^3/d$，可利用的已建采气处理规模为 400×$10^4m^3/d$，需要扩建采气处理规模 2000×$10^4m^3/d$，因此需要新建天然气处理装置，拟扩建规模为 2000×$10^4m^3/d$。

③凝析油稳定装置

凝析油及天然气凝液均依托牙哈处理站已建凝析油装置和博孜凝析油稳定的轻烃分馏装置。目前已建凝析油装置处理量为 170×$10^4t/a$（4850t/d），预测的博孜最大来液量为 112×$10^4t/a$（3300t/d），牙哈凝析油产量 24×$10^4t/a$（储气库最大 1074t/d+非储气库最大 200t/d），因此，已建装置能满足本工程新增处理量需求。

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下表。

表 3.3-14　　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下表，已建装置能满足本工程处理需求。

表3.3-15　　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）		

本工程拟在气温低时控制 J-T 阀压差，从而减少采出气的前后压差，使其保持稳定，以减少轻烃的产生量，可以保证现状轻烃分馏装置满足处理气量。因此，本次不对已建轻烃分馏设施进行扩建。

⑤空氮系统

根据厂家最新提供的数据，仪表风系统用气量最大，最大连续用气量为 2279Nm^3/h，单项间断用气的最大量为 660m^3/h，考虑 40%—120%操作弹性，选取仪表风设计规模为 3000Nm^3/h，新建空压机橇 3 套，单套规模 25m^3/min，2 用 1 备。

注气期制氮系统用气量最大，最大连续用气量为 360Nm^3/h，最大间断用气量为 350Nm^3/h，选取氮气系统设计规模为 360Nm^3/h。新建变压吸附制氮橇 1 套，处理量 6m^3/min。

⑥导热油系统

牙哈处理站设导热油循环系统 1 套，设有 3 台导热油加热炉，每台加热炉热负荷为 4000kW，2 台并联运行，供油温度 220℃，回油温度 200℃，导热油循环量 350m3/h

《博孜凝析油稳定及储运工程》在已建导热油炉东侧扩建导热油炉 2 台（2 用），单台负荷为 5500kW，导热油膨胀罐 1 台，导热油储罐 1 台，导热油循环泵 3 台。单套加热炉性能参数：导热油加热炉负荷：5500kW；导热油出加热炉界区温度：240℃和 200℃;加热炉效率 91%以上；燃气型（卧式）；导热油系统循环泵出口压力 0.6MPa；导热油系统循环泵出口流量 175m3/h；燃料气消耗量：607Nm3/h；压缩空气：1.5m3/h。

目前牙哈处理站已建装置可提供的热负荷 23MW，牙哈已建凝析油稳定装置的总热负荷约 6800kW，《博孜凝析油稳定及储运工程》最大热负荷需求为 7459kW，剩余热负荷为 8741kW，本工程所需最大热负荷 540kW，现有装置能力有富余。

2）注气工艺系统

①设计参数

a.注气系统设计总规模：$1500\times10^4m^3/d$；

b.注气系统扩建规模：$1100\times10^4m^3/d$；

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：31.7~35.5MPa；

f.注气压缩机后管线设计压力：41MPa；

g.注气进站温度：18~28℃;

h.天然气出站温度：≤60℃;

i.天然气管线设计温度：65℃;

j.注气期运行时间：210d。

②注气工艺

双向输气管道来天然气压力为 6.2～7.0MPa，进站天然气进入旋风分离器和过滤分离器，分离除去游离水和杂质，经计量后，小部分天然气去已建注气装置，大部分分离后天然气去新建注气离心压缩机。

图 3.3-7　　外输（取气）装置工艺流程图

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 60℃以下，再经注气干线和注气阀组注入井口。

图 3.3-8　　注气装置工艺流程图

3）采气处理工艺系统

①设计参数

a.采气系统设计总规模 2400×10^4m^3/d

b.采气处理扩建规模：2000×10^4m^3/d；

c.采气进站压力：11MPa；

d.天然气出站压力：7.0~7.8MPa；

e.J-T 阀前管线设计压力：14MPa；

f.J-T 阀后管线设计压力：10MPa；

g.采气进站温度：48~82℃;

h.天然气出站温度：32℃;

i.天然气管线设计温度：95℃;

j.天然气出站水露点≤-5℃;

天然气出站烃露点≤0℃;

k.采气期运行时间：120 天。

②集气工艺装置

东西采气干线来原料气（11MPa，48～82℃，合计 2371×10^4m^3/d）进站后，部分原料气（371×10^4m^3/d）去已建天然气处理装置，其他原料气（2000×10^4m^3/d）通过生产汇管进两台生产分离器（02V-2330/2340），分离原料气（10.9MPa，70℃）去原料气空冷器（02AC-2370/2480），冷却至 35℃后的原料气去新建 2 套露点控制装置，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。

图 3.3-9　　集气装置工艺流程图

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 25℃，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-17.3℃，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，流程见下图。

图 3.3-10　　乙二醇+J-T 阀制冷工艺流程图

④乙二醇再生及注入系统

设计参数：乙二醇再生装置设计压力为 1.6MPa；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；设计温度为 50～160℃。

设计规模：经过计算，单套 1000×10^{4}m^3/d 的露点控制装置的乙二醇注入量为 2.1t/h，2 套装置合计注入量为 4.2t/h，因此确定乙二醇再生循环量规模为 120t/d（5t/h）。

工艺流程：

集注站内设 1 套乙二醇再生装置，规模为 5t/h（合 120t/d）。

露点控制装置来乙二醇富液，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（0.08MPa，143℃）经过 MEG 贫液换热罐、MEG 贫液空冷器、MEG 贫液泵、进入 MEG 贫液冲罐。MEG 再生塔塔顶水蒸气经空冷器空冷后，通过气液混输泵打入三相分离器分离，分离出的气体去稳定压缩机，污水排入污水罐，重烃类排入集油罐。

乙二醇再生热源利用已建导热油系统和已建博孜凝析油导热油系统，导热油循环量 21t/h。处理站设有 3 台导热油加热炉，每台加热炉热负荷为 4000kW，2 台并

联运行，供油温度 220℃，回油温度 200℃，导热油循环量 350m3/h。《博孜凝析油稳定及储运工程》在已建导热油炉东侧扩建导热油炉 2 台（2 用），单台负荷为 5500kW，导热油系统循环泵出口流量 175m3/h。目前牙哈处理站已建装置可提供的热负荷 23MW，牙哈已建凝析油稳定装置的总热负荷约 6800kW，《博孜凝析油稳定及储运工程》最大热负荷需求为 7459kW，本工程所需最大热负荷 540kW，现有装置能力有富余。

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。乙二醇再生系统流程见图 7.3-8。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、乙二醇注入泵。

图 3.3-11　　乙二醇再生系统流程图

⑤空氮站

仪表风设计规模 3000Nm^3/h，新建空压机 3 台，2 用 1 备，规格 1500Nm^3/h，新建卧式空气储罐 2 座，单座容积 35m^3。

氮气设计规模 360Nm^3/h，新建制氮橇 1 台，规格 360Nm^3/h，氮气纯度 99%，新建卧式氮气储罐 1 座，容积 35m^3。

⑥放空系统

设计参数：高压放空管道设计压力 1.6Mpa；低压放空管道设计压力 1.6MPa；高压火炬最大放空量：950×10^{4}m^3/d；低压火炬最大放空量：10×10^{4}m^3/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、露点控制装置、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进入已建低压放空系统。

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。高压放空火炬为塔架形式和设有一套点火系统及高压放空分液罐，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。

图 3.3-12　　集注站平面布置图

（5）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：$1500\times10^4m^3/d$；

外输设计规模：$2400\times10^4m^3/d$；

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。

图 3.3-11　　分输站外输工艺流程图

图 3.3-12　　分输站总平面布置图

3.3.1.3.5 辅助工程

（1）扩建公寓

在甲方 2#公寓的西侧毗邻建设公寓 1 座。平面布置见下图。

图 3.3-13　　扩建公寓平面布置图

（2）新建办公楼

在牙哈处理站的南侧围墙外新建办公楼 1 座。平面布置见下图。

图 3.3-16　　建办公楼平面布置图

3.3.1.3.6 公用工程

项目公用工程包括给排水、供热、供配电、自控、通信、防腐保温等。

（1）给排水

①施工期

给水：项目施工期用水主要为钻井用水、管道试压用水、生活用水。

钻井用水和生活用水均由水罐车拉运至井场和生活区，其中钻井用水主要为钻井泥浆、固井水泥浆配制用水等，总用水量约 55397.8m^3，其中新鲜水量 5539.8m^3，循环水量 49858m^3。

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，试压用水总量为 760m^3，其中新鲜水量 40m^3，循环水量 720m^3，由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用。

根据现场施工实际情况，新钻井 17 口，完井周期 171 天，钻井人数共 150 人；管线和地面站场施工人员一般为 120 人，施工期大约 5 个月（150 天）；根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，则钻井施工期生活用水量为 1026m^3，地面工程施工期生活用水量为 720m^3。

排水：项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水、酸化压裂返排液、生活废水。

钻井废水在临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间循环利用，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。

试压废水产生量为 32m^3，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。

施工期生活污水产生量按用水量 80%计，则钻井施工期生活污水量为 820.8m^3，地面工程施工期生活废水量为 576m^3（最大 10.8m^3/d），生活营地设置防渗污水收集池（采用撬装组合型钢板池）收集生活污水定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置。

酸化压裂作业产生的酸化压裂废水产生量约1530m^3，在井场中和后在酸液收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

项目施工期给排水水量平衡见下表，水平衡图见下图。

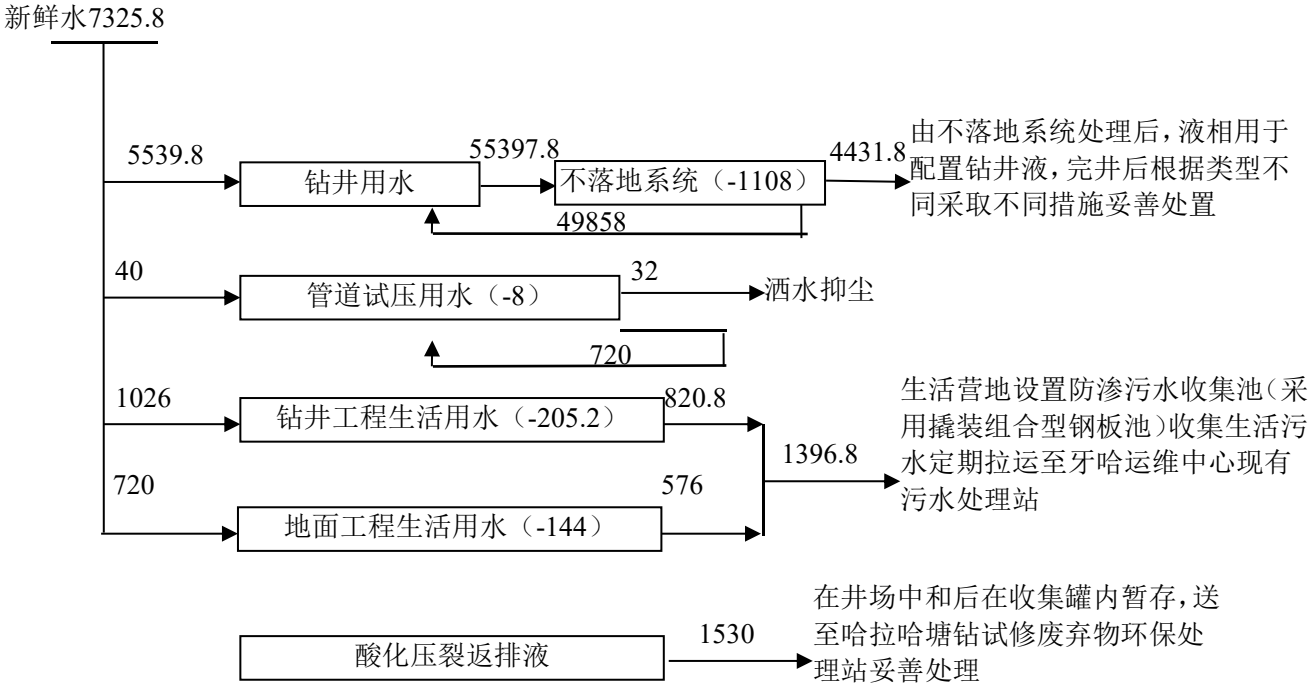

图3.3-19　　项目施工期给排水平衡图（单位：m^3)

表 3.3-16　　项目给排水水量平衡表单位：m^3

用水工序	总用水量	新鲜水量	循环水量	原料带入水量	损耗水量	综合利用或处置
钻井用水	55397.8	5539.8	49858.0	0.0	1108.0	4431.8
管道试压用水	760.0	40.0	720.0	0.0	8.0	32.0
钻井工程生活用水	1026.0	1026.0	0.0	0.0	205.2	820.8
地面工程生活用水	720.0	720.0	0.0	0.0	144.0	576.0
酸化压裂返排液	/	/	/	/	/	1530.0
合计	57903.8	7325.8	50578.0	0.0	1465.2	7390.6

②运营期

给水：运营期无生产用水，本工程运营期新增劳动定员 22 人，生活用水量按 50L/d•人计，生活用水量为 1.1t/d。

排水：运营期废水主要为职工生活污水、井下作业废水及采气期集注站产生的采出水。

生活污水：按生活用水量的 80%计，则生活污水排放量为 0.88t/d（290.4t/a），送牙哈运维中心现有污水处理站处理。

井下作业废水：主要来源为修井过程产生的压井水、压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水，井下作业一般每 2 年进行一次。平均每次修井产生废水 45m^3，工程新建 17 口注采井，利用老井 26 口，则井下作业废水每年产生量合计 1350m^3/a。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

采出水产生量随采气量变化而变化。根据开发方案预测指标采出水量最大为 46.27m^3/d。集注站采出水经牙哈处理站采出水外输设施送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不向外环境排放。

（2）供热

施工期：无需供暖。

运营期：

集注站新建 1 台 500kW 的导热油/水换热器，热源采用《博孜凝析油稳定及储运工程》已建 2 台 5500kW 导热油锅炉，该项目最大热负荷需求为 7459kW，剩余热负荷可满足集注站用热需求；

新建办公楼供热依托牙哈处理站现有 1 台 500kW 导热油/水换热器作为热源；

新建公寓供热依托牙哈公寓现有 2 台复叠式空气源热泵机组（-20℃工况下单台制热量 570kW）作为热源。

（3）供配电

①牙哈集注站供电方案（涉及辐射部分另做环评）

集注站内拟建 110/10kV 变电站 1 座（另做环评），容量为 2×63MVA，满足注气期用电负荷需求。新建两路 110kV 电源进线，引自都护 220kV 变电站。

集注站内拟建高压变频装置室 1 座，安装 23MW 压缩机大功率变频调速装置；生产装置区及高压变频区分别设低压变电所 1 座，为各区用电设备供电。

②井场供电

井场电源引自附近 10kV 牙油甲线、10kV 牙油乙线、10kV 牙水线，井场分别设 10/0.4kV 柱上变电站 1 座。注采井场设撬装机柜间 1 套，内设配电柜、通信机柜、仪表机柜和 UPS 电源。

③分输站供电

新建 10kV 架空线路 6km，电源引自附近 10kV 牙油乙线，分输站内设撬装机柜间 1 套，内设配电柜、通信机柜、仪表机柜和 UPS 电源。

④公寓

2#公寓旁新建箱变，增加高压环网柜（两进两出一母联）1 台，增加 1 路 10kV 电源，引自牙油甲线，新建 10kV 电缆线路 0.8km，利用部分未拆除的 10kV 装车乙线电杆。

⑤办公楼

新建办公楼内设户内配电箱，电源引自中控室东侧低压配电室 A 段（A6-4 回路），更换原有配电回路 250A 断路器。

（4）自控

①井场

本工程新建井场 9 座，每座井场均设液控盘（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处理站新建牙哈储气库控制系统，完成井场所有生产数据的显示、存储、报警、报表等功能，并可实现远程关井和接收 SIS 系统的紧急关断命令。

利用老注采井口 26 口，井场信号已上传至牙哈处理站原有控制系统。本工程对上述井场控制权限进行调整，由牙哈储气库控制系统进行统一调控。所有数据上传至新建牙哈储气库集注站前置 RTU，同时接收 SIS 系统的紧急关断命令，由牙哈储气库控制系统统一调控；老井数据上传储气库集注站采用光纤通讯方式接入牙哈储气库新建前置 RTU 老井 RTU 接收牙哈储气库集注站 SIS 系统命令，信号传输采用硬线连接方式由新建牙哈储气库 SIS 系统 IO 柜至前置 RTU。

②牙哈集注站

本工程在牙哈处理站内北侧新建集注站，站内新建注气装置、集气装置、露点控制装置、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，现场距离牙哈处理站中控室较远，牙哈集注站控制系统新建机柜间，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分输站

克轮复线 4#阀室 RTU 目前已经连续运行 10 年，本工程实施后克轮复线 4#阀室扩建为分输站，将 RTU 改造为安全 PLC，用于完成扩建部分的工艺参数采集监控、联锁保护等功能，同时将原有阀室已建数据采集与监控纳入到扩建分输站 PLC 统一监控。克轮复线 4#阀室扩建分输站 PLC 实现站内所有工艺参数的采集、控制、联锁保护等功能，进出站仪表、计量系统仪表接入 PLC 系统；紧急切断实现站内紧急停车功能；扩建区域工艺装置区可燃气体探测信号通过可燃气体报警控制器上传至 PLC。所有数据原有通信光缆上传至阿克苏油气储运中心，可接受阿克苏储运中心下达的远程命令，同时预留数据上传库尔勒油气调控中心数据接口。

（5）通信

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

（6）道路

新建进井路 5 条，总长 1176m，路面宽 3.5m，路基宽 4.5m，两侧各 0.5m 宽土路肩，砂石路。路拱坡度 2%，路肩坡度 3%，路基边坡坡度 1:1.5。进井路详见下表。

表 3.3-17　　进井路

进井路名称	路长（m）	路面宽（m）	路基宽（m）
YC-H1 井场进井路	245	3.5	4.5
YC-H3 井场进井路	57	3.5	4.5
YC-H7 井场进井路	179	3.5	4.5
YC-H14 井场进井路	264	3.5	4.5
YC-H16 井场进井路	350	3.5	4.5

（7）防腐及保温

①防腐

采气管道：三层 PP 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。

注气管道、双向输气管道：三层 PE 防腐层+强制电流阴极保护的联合保护措施。

牙哈处理站：设置 1 座阴极保护站，可满足阴极保护需求，恒电位仪设置 2 台（1 用 1 备）为三回路（50V/30A）

②保温

站外管道：埋地敷设不需要伴热；

站内低温管道：保温选用硬质聚氨酯泡沫保冷材料，厚度为 50mm。铁丝捆扎，外包 0.5mm 厚的压花铝板；

站内埋地管道：防腐层外采用硬质聚氨酯泡沫保温层，保温厚度为 50mm，外加聚乙烯黄夹克防护层，防护层厚 3.0mm。

3.3.1.3.7 工程占地及土石方

（1）工程占地

本项目永久占地面积 42.19hm^2，临时占地面积 90.15hm^2，占地类型主要为盐碱地、耕地和林地。项目占地组成见下表。

表 3.3-18　　项目永久占地和临时占地组成表

序号	工程内容	占地面积（hm^2)		占地类型		备注	
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地		
1	井场					以盐生和耐盐植物为主	每个井场施工总占地 80×100m
2	集注站						/
3	注采管线						作业带宽度 14m
4	双向输气管线						作业带宽度 24m
5	分输站						/
6	道路						/
7	办公楼						/
8	公寓						/
9	电力工程						作业带宽度 6m
合计							

（2）工程土石方平衡

项目管线工程施工期间将动用一定量的土方。按照经济优化的原则，管沟填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到开挖土料利用量和建筑工程量的平衡，减少弃土工程量。在管道沟槽开挖时，开挖出的土堆放沟槽边 1m 处，熟土（表层土）和生土（下层土）分开堆放。管道沟槽回填时按生、熟土顺序填放，用于后期植被恢复。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。

根据本项目设计资料，项目共开挖土方 64.1 万 m^3、回填土方 64.1 万 m^3，剩余土方用于施工作业带平整，不外运。项目土石方见下表。

表 3.3-19　　土石方平衡一览表单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	剩余量
井场	7.20	7.20	0.00
集注站	2.25	9.83	-7.58
注采管线	12.67	12.67	0.00
双向输气管线	7.80	0.53	7.27
分输站	1.26	1.26	0.00
道路	0.29	0.29	0.00
办公楼	0.15	0.05	0.10
公寓	0.31	0.10	0.21
电力工程	32.17	32.17	0.00
合计	64.10	64.10	0.00

3.3.2 工艺流程及排污节点分析

3.3.2.1 施工期工艺流程及排污节点分析

施工期建设内容包括钻前工程、钻井工程、油气集输工程等，工艺流程及排污节点分述如下。

3.3.2.1.1 钻前工程

钻前工程主要为场地平整、清理、进场道路建设等为钻井工程做准备的施工活动。井场建设根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘 G1、施工机械尾气 G2；废水主要为生活污水 W1；噪声为施工机械噪声 N；固体废物为井场开挖产生的土方 S1、生活垃圾 S3。

3.3.2.1.2 钻井工程

本工程共新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m；双台阶水平井 4 口，平均井深 6395m，采用ZJ70 及以上钻机。钻井采用旋转的钻头通过切削地层，形成井眼，并使用钻井液将切削岩屑不断带出井眼，以保证持续钻进，直至目的层的过程。本工程一开采用膨润土-聚合物体系；二开上部采用KCl聚合物体系，下部采用KCl聚磺体系；三开采用油基钻井液体系；四开水平段采用油基钻井液体系。作业流程及产污环节如下。

项目使用的钻机为电钻机，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。以上岩屑储存区底部均铺设HDPE防渗膜。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于撬装危废暂存间，由有资质的单位回收。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配置，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配置泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配置时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑

录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

钻井工程主要废气为施工机械尾气G2、柴油储罐呼吸废气G3、测试放喷废气G4、焊接烟尘G5；废水主要为生活污水W1、钻井废水W2、酸化压裂返排液W4；噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声及测试放喷气流噪声N；固体废物为钻井期间产生的钻井泥浆岩屑S2、生活垃圾S3、废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物S5。

钻井工程建设过程工艺流程及产污环节见下图所示。

图3.3-20　　井场工程建设过程工艺流程及排污节点图

3.3.2.1.3 储层改造工程

①酸化压裂

区域酸化压裂作业时，经按比例配制好的酸化液由酸罐车拉运至井场暂存，压裂液由施工单位在现场自行配制。压裂液配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

②测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，本项目使用放射源进行测井，如钻孔在目的层有缝洞，则不需进行射孔等工作。如钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进

入原油罐，伴生气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

储层改造工程主要废气为测试放喷废气 G4；噪声为测试放喷气流噪声 N；废酸化压裂液 W4、生活垃圾 S3。

3.3.2.1.4 油气集输工程

本工程油气集输工程主要包括新建 9 座注采井场、牙哈集注站、分输站、油气集输管线等。

（1）注采井场、牙哈集注站、分输站

注采井场、牙哈集注站、分输站建设工艺流程主要为基础工程、主体工程、装饰工程、设备工程及工程验收。

该工序废气污染源为施工扬尘G1、施工机械尾气G2、焊接烟尘G4；废水污染源主要为生活污水W3；噪声污染源为施工机械产生的噪声N；固体废物为土方S1、生活垃圾S3、建筑废料S8。

图 3.3-21　　注采井场、牙哈集注站、分输站施工工艺流程及产污环节示意图

（2）油气集输管线

本工程油气集输管线工程包括注采管线、双向输气管道。项目管线工程均采用地埋式敷设，主要施工内容施工准备、管沟开挖及下管、管道连接及试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

①施工前土地平整

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 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。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

②管沟开挖及下管

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。管线最小管顶埋深 1.2m。

图 3.3-22　　施工作业带断面布置图

③穿越工程

本工程新建注采管线共计 18 条，43km，新建注采管线穿越土路砂石路（五级以下）44 次、沟渠 13 次，采用大开挖方式；穿越三级道路 6 次，采用顶管方式。新建 1 条双向输气管道，牙哈集注站～克轮复线 4#阀室，线路长度为 6.5km，沿线穿越主要公路 1 次、油田主要公路 2 次，采用顶管方式；其他砂石路、机耕路等 12 次，沟渠穿越共 2 处，已建埋地输气管道穿越 27 处，采用大开挖方式。

管线穿越一般地段采取大开挖方式施工，见下图

图 3.3-23　　一般地段管道施工方式断面示意图

管道与已建埋地管道交叉时，其垂直净距不应小于 0.3m，当小于 0.3m 时，两管间交叉处应设置坚固的绝缘隔离物，交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，应确保管道防腐层无缺陷。新建管线存在并行敷设管段，根据《油气输送管道并行敷设技术规范》（SY/T7365-2017）的规定，平行敷设在同一条埋地管线带内的油气管线，注气管道间距不小于 2.5m。同沟敷设管线的间距不小于 0.5m。

穿越主要公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。见下图。

图 3.3-24　　顶管施工方式断面示意图

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

首先组织人员熟悉图纸及穿越地质情况，设备材料准备齐全，然后根据设计给定的控制桩位，用全站仪（或经纬仪）放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处

地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接受坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心相吻合，保证施工精确度。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度（3～4cm/min）顶进。千斤顶顶进一个冲程（20～40mm）后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见下图。

图 3.3-25　　穿越道路施工作业示意图

（4）管道连接与试压

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

（5）井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采气树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；原料气通过新建/现有集输管线输送至Kes134、克深133集气站，最终输送至克深天然气处理厂处理。

（6）收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过

10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富余量，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。

该工序废气污染源为施工扬尘G1、施工机械尾气G2、焊接烟尘G4；废水污染源主要为生活污水W1、管线试压废水W3；噪声污染源为施工机械产生的噪声N；固体废物为管沟开挖产生的土方S1、生活垃圾S3和施工废料S6。

图3.3-26　　管线施工期工艺流程及排污节点图

3.3.2.1.5 辅助工程

辅助工程主要包括新办公楼及公寓等。

办公楼及公寓建设工艺流程主要为基础工程、主体工程、装饰工程及工程验收。

该工序废气污染源为施工扬尘G1、施工机械尾气G2、焊接烟尘G4；废水污染源主要为生活污水W3；噪声污染源为施工机械产生的噪声N；固体废物为土方S1、生活垃圾S3、建筑废料S8。

项目施工期排污节点详见下表。

表 3.3-20　　施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
废气	G1	施工扬尘	粉尘	间断	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	环境空气
	G2	机械、车辆尾气	烃类、CO、NO_2、SO_2	间断	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放	环境空气
	G3	柴油发电机燃油废气	烃类、CO、NO_2、SO_2	间断	柴油发电机为备用，施工过程加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料	环境空气
	G4	测试放喷废气	颗粒物、非甲烷总烃	间断	科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染	环境空气
	G5	焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	环境空气
废水	W1	生活污水	COD、BOD、NH_3-N、SS	间断	生活污水排入生活污水池，定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置	不外排
	W2	钻井废水	SS、COD、石油类	间断	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。	不外排
	W3	管道试压废水	SS	间断	循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘	不外排
	W4	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	间断	在井场中和后收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置。	不外排
固体废物	S1	施工土方	施工土方	间断	用于施工作业带平整，不外运。	妥善处置
	S2	泥浆、岩屑	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、磺化聚合物	间断	返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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	妥善处置

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
					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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。	
	S5	废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	间断	迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，定期交有资质单位处置。	妥善处置
	S6	施工废料	废料	间断	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	妥善处置
	S7	建筑废料	水泥基础	间断	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	妥善处置
	S3	生活垃圾	生活垃圾	间断	收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋	妥善处置
噪声	N	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备，采取基础减振降噪措施，合理安排作业时间。	声环境
生态	/	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	见“6.5.2 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.3.2.2 运营期工艺流程及排污节点分析

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，每年 3～10 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月～次年 3 月采气 120 天，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。

3.3.2.2.1 注气阶段

双向输气管道来天然气压力经管道进牙哈集注站，进站天然气经过滤分离系统分离除去杂质后，经计量后，小部分天然气去已建注气装置，大部分分离后天然气去新建注气离心压缩机，再经注气管线注入井口。

注气管线来气后，依次经截断阀、调节阀、止回阀、流量计，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。

该工序废气污染源为井场无组织废气 G1；废水污染源为生活污水 W3；噪声污染源为集注站过滤分离系统及压缩机等产噪设备产生的噪声 N；固体废物为分离杂质 S1、废滤芯 S2、废润滑油 S3、生活垃圾 S4。

图3.3-27　　注气阶段工艺流程及排污节点图

项目注气期排污节点详见下表。

表 3.3-21　　注气期污染源及减缓措施情况汇总一览表

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
废气	G1	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	项目采用密闭集输工艺，井场逸散的无组织废气主要为非甲烷总烃。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护	环境空气
废水	W3	生活污水	COD、氨	连续	送牙哈运维中心现有污水处	不外排

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
			氮、SS		理站处理	
固体废物	S1	分离杂质	杂质	间断	专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，定期交有资质单位处置。	妥善处置
	S2	过滤分离系统废滤芯	废滤芯	间断		
	S3	废润滑油	废润滑油	间断		
	S4	生活垃圾	生活垃圾	间断	收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋	妥善处置
噪声	N	集注站产噪设备	噪声	间断	优先选用低噪声设备，采取基础减振降噪措施，合理安排作业时间。	声环境

3.3.2.2.2 采气阶段

采气井产的天然气经角采气管线输往下游阀组，后经东西采气管线输送至牙哈集注站，进站后，原料气经生产分离器、露点控制装置脱水脱烃后，干气经计量后进入双向输气管道外输至克轮复线。凝析油及凝液送牙哈处理站及博孜凝析油稳定装置处理后，采出水送至已建采出水处理装置。

注采井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2～3 年 1 次。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在注采井入生产后井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入气井内，从而导致天然气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入气井内。

该工序废气污染源为井场无组织废气 G2、集注站无组织废气 G3；废水污染源为采出水 W1；噪声污染源为井场及集注站产噪设备产生的噪声 N；固体废物为采气期产生的固体废物为清管废渣 S5，乙二醇再生系统产生的废活性炭 S6、油气开采、管道集输、井下作业产生的废落地油 S7、修井作业产生的废防渗材料 S8 和生活垃圾 S4。

图3.3-28　　注气阶段工艺流程及排污节点图

项目注气期排污节点详见下表。

表 3.3-22　　采气期污染源及减缓措施情况汇总一览表

类别		污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
废气	G2	井场	非甲烷总烃、甲醇	连续	项目采用密闭集输工艺，井场逸散的无组织废气主要为非甲烷总烃和甲醇。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护	环境空气
	G3	集注站	非甲烷总烃、甲醇	连续	项目采用密闭集输工艺，集注站逸散的无组织废气主要为非甲烷总烃和甲醇。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护	环境空气
废水	W1	井下作业废水	石油类、SS、COD	间断	采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理	不外排
	W2	采出水	石油类、SS、COD	连续	送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理	不外排
	W3	生活污水	COD、氨氮、SS	连续	送牙哈运维中心现有污水处理站处理	不外排
固体废物	S5	清管废渣	杂质	间断	专用桶收集暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，交有资质单位处置。	妥善处置
	S6	乙二醇再生废活性炭	废活性炭	间断		
	S7	油气开采、管道集输、井下作业	落地油	间歇		
	S8	修井作业	废防渗材料	间歇		
	S4	生活垃圾	生活垃圾	间断	收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋	妥善处置
噪声	N	集注站产噪设备	噪声	间断	优先选用低噪声设备，采取基础减振降噪措施，合理安排作业时间。	声环境

3.3.2.3 退役期工艺流程及排污节点分析

退役期为注采井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。

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

退役期废气污染源为施工扬尘 G1；噪声污染源为车辆噪声 N；固废污染源为废弃管线 S1、废弃建筑垃圾 S2、废防渗材料 S3。

图 3.3-29 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见下表。

表 3.3-23　　本项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
噪声	N	车辆噪声	Leq	间歇	加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。
固废	S1	废弃管线	废弃管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵。
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	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。
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	收集后由有危废处置资质单位接收处置。

项目主要环境影响因素见下表。

表 3.3-24　　储气库工程主要环境影响因素一览表

作业工程	环境影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	非污染生态
施工期	施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气、测试放喷废气、柴油发电机废气	生活污水、钻井废水、管道试压废水、酸化压裂返排液	剩余土方、泥浆岩屑、施工废料、废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋、管道焊接及管道吹	设备噪声	植被破坏水土流失

作业工程	环境影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	非污染生态
			扫产生的废渣、水泥基础、施工废料、建筑废料、生活垃圾		
运营期	井场、集注站无组织废气	采出水、井下作业废水	过滤分离杂质、过滤系统废滤芯、废润滑油、沾油废物、清管废渣、乙二醇再生废活性炭、落地油、废防渗材料	设备噪声	--
退役期	施工扬尘	--	废弃管线、建筑垃圾、废弃防渗材料	车辆噪声	--

3.3.3 工程主要污染源及防治措施

3.3.3.1 施工期污染源及防治措施

3.3.3.1.1 废气

项目施工过程中废气包括施工扬尘、机械、车辆尾气、焊接烟尘、柴油发电机废气、测试放喷废气。

（1）施工扬尘

施工期的主要废气来源于各施工作业场施工扬尘。

A、施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上，道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验，施工期施工区内运输车辆大多行驶在土路便道上，路面含尘量高，道路扬尘比较严重。据有关资料，在距路边下风向 50m，TSP 浓度大于 10mg/m^3；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 5mg/m^3。因此，应加强路面洒水抑尘。

B、砂石料堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目占地主要为盐碱地、耕地和林地，在开挖管沟过程中会产生砂石料，在管道未入管沟前将砂石料堆存在管沟一侧。砂石料堆存过程中在大风天气下的起尘，平整土地等路基施工过程产生的扬尘，会对环境空气质量造成一定的影响。

C、工程开挖土石方将破坏原有植被，致使地表产尘增加；建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成管道沿线及其附近环境空气的 TSP 浓度增高。

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘：

a.施工土方及表土临时堆存于管道两侧，分层堆放，并设置遮盖，不准乱倒。

b.施工现场出现四级及以上的大风天气时禁止进行土方施工。清运余土和建筑垃圾时，要捆扎封闭严密，防止遗洒飞扬。

c.对裸露干燥的地面定期洒水，抑制施工过程扬尘量。

d.施工期表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

项目施工期采取土方遮盖、定期洒水等抑尘措施同时管线采取“分层开发、分层堆放和分层回填”，各段施工工期较短，项目施工扬尘对周围环境空气造成的影响可接受且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

（2）施工机械及运输车辆排放的废气

在地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，尾气中的主要污染物为烃类、CO、NO_2、SO_2 等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

（3）备用柴油发电机烟气

柴油发电机运行过程会产生燃料燃烧废气，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_2、SO_2 等。本项目钻井用电作为能源，通过电网供电，柴油发电机仅用作备用能源。要求施工单位使用满足国家标准的柴油，定期对备用柴油发电机排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》(GB20891-2014）中的标准要求。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（4）测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。根据地质设计和已完井实钻状况，本区不含硫化氢，本方案暂不设计防硫措施，实钻中注意加强硫化氢检测。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。

（5）焊接烟尘

设施连接过程中会产生一定量的焊接烟尘，污染物主要为颗粒物。焊接烟尘污染源具有间歇性和流动性，项目所在区域为开阔地带，利于焊接烟尘的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。

3.3.3.1.2 废水

项目施工期废水主要为生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水。

（1）生活污水

根据现场施工实际情况，新钻井 17 口，完井周期 171 天，钻井人数共 150 人；管线和地面站场施工人员一般为 120 人，施工期大约 5 个月（150 天）；根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，则钻井施工期生活用水量为 1026m^3，地面工程施工期生活用水量为 720m^3。施工期生活污水产生量按用水量 80%计，项目生产废水产生量约为 1396.8m^3，生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站处置。

（2）试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，试压用水总量为 760m^3，其中新鲜水量 40m^3，管道试压废水循环使用，在最后一条管线试压完毕后集中收集，试压操作过程中按 20%损失考虑，则项目试压废水产生量为 32m^3，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

（3）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，普通气井（≥4km 进尺）产污系数 52.64t/100m 进行估算。本项目 17 口钻井总进尺 21047.8m，则钻井废水总产生量为 55397.8m^3，经泥浆不落地系统处理后，液相用于配置钻井液，循环利用不外排，完井后根据类型不同采取不同措施妥善处置。

（4）酸化压裂返排废液

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个钻井产生的酸化压裂废水约 90m^3，本项目钻井 17 口，则酸化压裂返排废液产生量 1530m^3。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，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，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

3.3.3.1.3 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~95dB(A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。根据《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013），施工期主要噪声源及其源强详见下表。

表 3.3-25　　施工期主要施工设备噪声源不同距离声压级

设备名称	噪声值/距离（dB(A)/m）
柴油发电机	95/5
钻机	95/5
振动筛	90/5
泥浆泵	95/5
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

3.3.3.1.4 固废

施工期固体废物主要为剩余土方、钻井岩屑、泥浆、废润滑油和沾油废物、废烧碱包装袋、管道焊接及管道吹扫产生的废渣、施工废料、建筑废料和施工人员生活垃圾。

（1）剩余土方

拟建工程开挖土方 64.1 万 m^3、回填土方 64.1 万 m^3、无剩余土方，管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

（2）钻井岩屑及泥浆

①产生情况

本方案共新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m；双台阶水平井 4 口，平均井深 6395m。

表 3.3-26　　本工程钻井情况

开钻次序	水平注采井单井		双台阶水平井单井		钻井液体系
	平均井段 m	钻头直径 mm	平均井段 m	钻头直径 mm	
一开	0~800	444.5	0~800	444.5	膨润土-聚合物
二开	800~4874	333.4	800~4893	333.4	KCl 聚合物/KCl-聚磺
三开	4874~5244	241.3	4893~5253	241.3	油基钻井液
四开	5244~6128	168.28	5253~6395	168.28	油基钻井液

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，进入不落地处理系统。

本工程钻井岩屑可用下式计算：

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

式中：W－钻井岩屑排放量，m^3；

D－井的直径，m。

h－井深，m；

d－岩屑膨胀系数，水基钻井液取 2.2。

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V－排到地面上的泥浆量（m^3）；

D－井眼的平均直径（m）；

h－井深（m）；

经计算本工程水平注采井、双台阶水平井钻井岩屑及泥浆量计算如下。

表 3.3-27　　本工程钻井泥浆及岩屑产生情况

	开钻次序	平均井段 m	钻头直径 mm	岩屑量m^3	泥浆量m^3	钻井液体系
水平注采井单井	一开	0~800	444.5	124.1	170.8	膨润土-聚合物
	二开	800~4874	333.4	355.5	404.4	KCl 聚合物/KCl-聚磺
	三开	4874~5244	241.3	16.9	101.8	油基钻井液
	四开	5244~6128	168.28	19.7	121.6	油基钻井液
	合计	/	/	516.1	798.7	/
双台阶水平井单井	一开	0~800	444.5	124.1	170.8	膨润土-聚合物
	二开	800~4893	333.4	357.1	405.9	KCl 聚合物/KCl-聚磺
	三开	4893~5253	241.3	16.5	101.2	油基钻井液
	四开	5253~6395	168.28	25.4	133.8	油基钻井液
	合计	/	/	523.1	811.8	/
水平注采井 13 口+双台阶水平井 4 口	水基膨润土	/	/	2109.4	2904.3	
	水基磺化	/	/	6049.9	6881.0	
	油基	/	/	642.7	3844.5	
	总计	/	/	8801.9	13629.7	

由上表可知，本项目钻井过程产生岩屑共计约 8801.9m^3，其中水基膨润土岩屑约 2109.4m^3，水基磺化岩屑约 6049m^3，油基岩屑约 642.7m^3。

钻井过程产生泥浆共计约 13629.7m^3，其中水基膨润土泥浆约 2904.3m^3，水基磺化泥浆约 6881.0m^3，油基泥浆约 3844.5m^3。

②处置措施

本项目钻井采用泥浆不落地系统。在钻井阶段，泥浆岩屑采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”使泥浆和岩屑分离，水基膨润土泥浆、水基磺化泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排；油基泥浆钻井岩屑拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。

水基膨润土聚合物泥浆钻井岩屑处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求、石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值（石油烃≤4500mg/kg，含油率<0.45%）相关要求后，岩屑池暂存后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，处理不达标返回系统重新处理。

根据新疆维吾尔自治区环保厅出具的《中国石油塔里木油田公司钻井废弃物“全过程”受污染程度分析研究验收意见的函》，膨润土聚合物体系泥浆岩屑可进行资源化利用，就地填埋或用于修改、铺垫井场。参考《YD101-H1井钻井岩屑检测报告》，经处理后的钻井岩屑各因子检测值满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017）中表1综合利用污染限值。

表 3.3-28　　钻井岩屑检测与分析

项目	检测结果	标准值	单位	备注
pH	9.31	2.0-12.5	--	达标
六价铬	9.66	≤13	mg/kg	达标
铜	39.2	≤600	mg/kg	达标
锌	77.4	≤1500	mg/kg	达标
镍	35.3	≤150	mg/kg	达标
铅	51.5	≤600	mg/kg	达标
镉	4.76	≤20	mg/kg	达标
砷	7.51	≤80	mg/kg	达标
苯并芘	＜0.66	≤0.7	mg/kg	达标
含油率	0.068%	≤2%	--	达标
COD	34.3	≤150	mg/L	达标
含水率	10.9	≤60%	--	达标

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，收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置。以上岩屑储存区底部均铺设HDPE 防渗膜。

油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。中石化江汉石油工程有限公司环保技术服务公司，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县克深作业区附近，该站具有自治区颁发的危险废弃物处理废弃物运输和处理资质。油基固废处理站占地面积11900m^2，处理能力2×104m^3/a，可满足本方案油基岩屑处理需求。该站使用高温热蒸馏技术，通过物理蒸馏原理，物料在密闭无氧，微正压状态下经过外部间接加热，其中的碳氢化合物组份蒸发，与固相分离，随后对蒸发的油气进行冷却回收。油基岩屑经处置后，废渣中石油类含量小于0.3%，处理合格的还原土可用于铺设通井路、铺垫井场等资源化利用。

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）废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋

A 废润滑油

废润滑油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2021 年版），废润滑油属于危险废物（HW08）（900-214-08），单口井产生量约为 0.5t，17 口井产生的废润滑油为 8.5t，集中收集后暂存于危废暂存间密封铁桶内，委托有资质单位处置。

B 沾油废物

钻井过程中会产生沾油废物（润滑油桶、含油抹布、劳保用品，废防渗膜、沾油土壤），属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-249-08），每口井每次产生沾油废物约 0.05t，17 口井产生的沾油废物为 0.85t，集中收集后暂存于危废暂存间，委托有资质单位处置。

C废烧碱包装袋

钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，烧碱的废弃包装袋属于HW49其他废物（900-047-47）；产生的废烧碱包装袋为1.7t，在危废暂存间暂存，定期由有资质单位处理。

表 3.3-29　　施工期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08	8.5	设备维护	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T，I	委托有资质单位处理
含油废物		900-249-08	0.85	钻井作业	固态	油类物质	油类物质	T，I	
废烧碱包装袋	HW49 其他废物	900-047-47	1.7	井下作业	固态	化学品	化学品	T，I	

（4）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和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建注采管线全长 43km，双

向输气管道 6.5km，则施工废料产生量约为 10t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋处置。

（5）水泥基础

施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础，施工过程中产生的水泥基础产生量约 5t，收集后运至牙哈固废填埋场填埋。

（6）生活垃圾

根据现场施工实际情况，新钻井 17 口，完井周期 171 天，钻井人数共 150 人；管线和地面站场施工人员一般为 120 人，施工期大约 5 个月（150 天），生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 计，施工期总生活垃圾产生量为 21.8t，集中收集后拉运至牙哈固废填埋场填埋。

3.3.3.1.5 生态环境

项目施工期进行管沟开挖和回填，会破坏土壤原有结构，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度和物理性质。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，同时会对植被和野生动物产生影响，因此需要采取一定的生态恢复措施。

①在开挖地表、平整土地时，对表土进行单独堆放，并采取编织袋挡土墙临时拦挡；对施工中产生的临时堆土采取编织袋挡土墙临时拦挡。施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被，对临时占地进行植被恢复或者平整土地，恢复原有用地性质。

②凡涉及破坏地表植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），避免植被破口形成后自然向外扩展。

③对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

④建设单位应严格按照环保有关要求，对井场开挖造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

3.3.3.2 运营期污染源及防治措施

3.3.3.2.1 注气阶段

3.3.3.2.1.1 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定量的天然气以无组织的形式进入大气环境。根据地质设计和已完井实钻状况，本区不含硫化氢，本次评价建议在实钻中注意加强硫化氢检测。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》，采用设备动静密封点核算方法对挥发性有机物排放量进行核算，计算公式如下：

$$E_{设备} = 0.003 \times \sum_{i=1}^{n} (A \times EF \times t_i)$$

式中，$E_{设备}$——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF——排放系数，kg/h/排放源；

t_i——密封点 i 年运行时间，h/a。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数（EF）参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数。

表 3.3-30　　设备动静密封点排污系数一览表

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

项目新建 17 口注采井，共 9 座井场（单井井场 1 座，双井井场 8 座），注气期 210 天。根据设计单位提供数据，各动静密封点数量。项目无组织废气非甲烷总烃排放情况详见下表。

表 3.3-31　　项目注气期无组织废气非甲烷总烃核算一览表

项目	设备类型	数量（台/套）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率(kg/h)	年运行时间(h/a)	年排放量(t/a)
单井井场（1 座）	阀门	13	0.064	0.0025	5040	0.013
	法兰	6	0.085	0.0015	5040	0.008
	连接件	21	0.028	0.0018	5040	0.009
	单井井场小计			0.0058	5040	0.029
双井井场（8 座）	阀门	22	0.064	0.0042	5040	0.021
	法兰	12	0.085	0.0031	5040	0.015
	连接件	40	0.028	0.0034	5040	0.017
	双井井场小计			0.0106	5040	0.054
	8 座双井井场合计			/	/	0.429
集注站（1 座）	压缩机	2	0.073	0.0004	5040	0.002
	过滤分离器	2	0.073	0.0004	5040	0.002
	集注站小计			0.0009	5040	0.004
分输站（1 座）	阀门	16	0.064	0.0031	5040	0.015
	法兰	9	0.085	0.0023	5040	0.012
	连接件	4	0.028	0.0003	5040	0.002
	分输站小计			0.0057	5040	0.029
注气期井场、集注站总计计				/	/	0.492

由上表可知，本项目实施后新部署 1 座单井井场、8 座双井井场、1 座集注站及 1 座分输站，则无组织排放的非甲烷总烃共计 0.492t/a。

3.3.3.2.1.2 废水

本工程注气阶段无生产废水产生。

本工程新增劳动定员 22 人，生活用水量为 1.1t/d，生活污水按生活用水量的 80%计，则生活污水排放量（含采气期）为 0.88t/d（290.4t/a），送牙哈运维中心现有污水处理站处理。

3.3.3.2.1.3 噪声

注气阶段噪声源主要是井场注气泵产生的噪声，集注站的过滤分离器、注气压缩机运行产生的噪声。站场主要发声设备见下表。

表 3.3-32　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)
集注站	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
	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
井场	泵	90	2	基础减振，安装隔振垫，隔声效果不低于25dB(A)	65

3.3.3.2.1.4 固废

注气期产生的固体废物主要为分离杂质、废滤芯、废润滑油、沾油废物、生活垃圾。

①过滤分离的杂质

旋风分离器设备的主要功能是尽可能除去输送介质气体中携带的固体颗粒杂质和液滴，达到气固液分离。根据《国家危险废物名录》（2021 年版），过滤分离的杂质属于危险废物，危险废物类别为 HW08，其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油，代码为（900-249-08），根据其他储气站运行经验，过滤器分离出的杂质产生量约 3kg/a，统一收集后委托有资质单位处理。

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

废润滑油主要为现场简单维修设备产生，按照《国家危险废物名录》（2021 年版），废润滑油属于危险废物（HW08）（900-214-08）。单口井产生量约为 0.5t，17 口井产生的废润滑油为 8.5t；压缩机组每年检修两次，本工程废润滑油产生量约 0.3t/a。废润滑油集中收集后暂存于危废暂存间密封铁桶内，委托有资质单位处置。

④生活垃圾（含平衡期及采气期）

拟建项目新增劳动定员 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。

表 3.3-33　本工程注气期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
废滤芯	HW49 其他废物	900-039-49	0.5	过滤分离	固态	油类物质	油类物质	T，I	委托有资质单位处理
过滤分离的杂质	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.003	过滤分离	固态	油类物质	油类物质	T，I	
废润滑油		900-214-08	8.8	设备维修	液态	油类物质	油类物质	T，I	

3.3.3.2.2 采气阶段

3.3.3.2.2.1 废气

（1）无组织挥发废气

采气期废气主要为无组织排放的甲醇、非甲烷总烃。

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定量的天然气以无组织的形式进入大气环境。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中的《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》，采用设备动静密封点核算方法对挥发性有机物排放量进行核算，计算公式如下：

$$E_{设备} = 0.003 \times \sum_{i=1}^{n} (A \times EF \times t_i)$$

式中，$E_{设备}$——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF——排放系数，kg/h/排放源；

t_i——密封点 i 年运行时间，h/a。

各类型设备与管线组件密封点的排放系数（EF）参考《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中的精炼石油产品制造的设备动静密封点排污系数。

表 3.3-34　　设备动静密封点排污系数一览表

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

项目新建 17 口注采井，共 9 座井场（单井井场 1 座，双井井场 8 座），采气期 120 天。根据设计单位提供数据，各动静密封点数量。项目无组织废气非甲烷总烃排放情况详见下表。

表 3.3-35　项目采气期无组织废气非甲烷总烃核算一览表

项目	设备类型	数量（台/套）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率(kg/h)	年运行时间(h/a)	年排放量(t/a)
单井井场（1 座）	阀门	13	0.064	0.0025	2880	0.007
	法兰	6	0.085	0.0015	2880	0.004
	连接件	21	0.028	0.0018	2880	0.005
	单井井场小计			0.0058	2880	0.017
双井井场（8 座）	阀门	22	0.064	0.0042	2880	0.012
	法兰	12	0.085	0.0031	2880	0.009
	连接件	40	0.028	0.0034	2880	0.010
	双井井场小计			0.0106	2880	0.031
	8 座双井井场合计			/	/	0.245
集注站（1 座）	生产分离装置	2	0.073	0.0004	2880	0.001
	露点控制装置	2	0.073	0.0004	2880	0.001
	其他装置	13	0.073	0.0028	2880	0.008
	阀门	380	0.064	0.0730	2880	0.210
	集注站小计			0.0767	2880	0.221
分输站（1 座）	阀门	16	0.064	0.0031	2880	0.009
	法兰	9	0.085	0.0023	2880	0.007
	连接件	4	0.028	0.0003	2880	0.001
	集注站小计			0.0057	2880	0.016
注气期井场、集注站总计计				/	/	0.499

本项目 9 座井场公用 1 套移动注醇橇，集注站设置 3 套甲醇注入橇，则采气期无组织排放的甲醇计算如下。

表 3.3-36　　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（t/a）
注采井场（9 座）	甲醇加注撬	泵	0.074	1	0.001
集注站（1 座）	甲醇加注撬	泵	0.074	3	0.002
合计					0.003

由上表可知，本项目新部署 1 座单井井场、8 座双井井场、1 座集注站及 1 座分输站，则采气期无组织排放的非甲烷总烃共计 0.502t/a、甲醇 0.003t/a。

（2）非正常工况下火炬燃烧排放

①井场

井场非正常工况下火炬最大放空量为 90× 10^4Nm3/d（37500m^3/h）设计，年放空天数最长为 1 天，单次放空最大时长 24 小时，筒体高 20m ，直径 250mm。

参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{火炬}=\begin{cases}2\times\sum_{i=1}^{n}(S_i\times Q_i\times t_i) & (二氧化硫)\\ \sum_{i=1}^{n}(\alpha\times Q_i\times t_i) & (氮氧化物)\end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

Si—核算时段内火炬气中的硫含量 kg/m^3 ，本区块天然气不含硫化氢；

Qi—核算时段内火炬气流量，m^3/h；

ti—火炬运行时间，h；

α—排放系数，kg/m3 ，氮氧化物取 0.054。

经核算，井场非正常工况单次火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约 2.025t。

b 集注站

集注站高压火炬设计放空量为 928× $10^4$$m^3$/d（386667$m^3$/h），年放空天数最长为 1 天，单次放空最大时长 24 小时，筒体高 60m ，直径 800mm。

参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算。

经核算，集注站非正常工况单次火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约 20.88t。

3.3.3.2.2.2 废水

采气期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水（已在注气期进行阐述）。

井下作业废水主要来源为修井过程产生的压井水、压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水，井下作业一般每 2 年进行一次。平均每次修井产生废水 45m^3，工程新建 17 口注采井，利用老井 26 口，则井下作业废水每年产生量合计 1350m^3/a。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

采出水产生量随采气量变化而变化。根据开发方案预测指标采出水量最大为 46.27m^3/d（5552.4m^3/a）。集注站采出水经牙哈处理站采出水外输设施送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不向外环境排放。

表 3.3-37　　本项目采气期井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量（t/a)	主要污染物	污染物浓度（mg/L)	产生特点	治理措施
废水	W1	采出水	5552.4m^3/a	0	石油类	100	连续	经牙哈处理站采出水外输设施送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层
					SS	500		
	W2	井下作业废水	1350m^3/a	0	石油类	200	间歇	运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理
					SS	500		
					COD	1200		

3.3.3.2.2.3 噪声

采气阶段噪声源主要是井场采气树产生的噪声，以及集注站集配分离装置生产分离器、烃水露点控制装置、乙二醇再生系统等产生的噪声。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下表。

表 3.3-38　　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)
集注站	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
	露点控制装置	分离器	75	2	基础减振，安装隔振垫，隔声效果不低于 25dB(A)	50
	乙二醇再生系统	空冷器	90	2	基础减振，安装隔振垫，隔声效果不低于 25dB(A)	65
		过滤器	85	1	基础减振，安装隔振垫，隔声效果不低于 25dB(A)	60
	火炬放空	火炬	110	1	偶发	110
井场	采气树		85	2	基础减振，安装隔振垫，隔声效果不低于 25dB(A)	60

项目采气期通过基础减振、选用低噪声/低振动设备等措施后可实现厂界达标，且项目周边无敏感点。因此，项目运营不会对周围声环境产生影响。

3.3.3.2.2.4 固废

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、油气开采、管道集输、井下作业产生的废落地油、修井作业产生的废防渗材料和生活垃圾（已在注气期进行阐述）。

（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 49.5km，每次废渣量约 56.93kg，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，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采用活性炭过滤器，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，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）落地油

本工程运营期产生的固体废物主要产生于油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油，单井落地油产生量约 0.1t/a，17 口井落地油产生量约 1.7t/a，落地油属于危险废物 HW08，071-001-08。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程落地油 100%回收，回收后的落地油专用桶收集暂存于已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。

（4）废防渗材料

工程运行期气井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 17 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 8.5t，作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 4.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 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。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的危险废物属性表见下表。

表 3.3-39　　本工程采气期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
废活性炭	HW49 其他废物	900-039-49	0.7	乙二醇再生	固态	油类物质	油类物质	T，I	委托有资质单位处理
清管废渣	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.06	清管	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T，I	
落地油		071-001-08	1.7	油气开采、管道集输、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T，I	
废防渗材料		900-249-08	4.25	井下修理	固态	油类物质	油类物质	T，I	

3.3.3.3 退役期污染源及防治措施

退役期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）以及《油气田开发生产井报废管理规范》（Q/SY01036-2022）进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

（1）废气

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

①要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

②运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

（2）废水

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

（3）噪声

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

①加强运输车辆管理。

②加强设备检查维修，保证其正常运行。

③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

（4）固废

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

①废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，。

③对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

④运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

⑤退役期管线等钻井设备拆除过程中应防止原油或废液泄漏污染地面；沾有原油的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

（5）生态恢复措施

开采后期后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②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如原油等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④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。

3.3.4 清洁生产水平分析

为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产水平作出评价。

3.3.4.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

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

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核本项目对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

①评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。

本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

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

另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见下表。

表 3.3-40　　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	天然气 20	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本工程评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	20	采油	防治落地原油产生措施	20	20
		集输流程				全密闭流程，并具	10	10

		有轻烃回收装置		
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证	10	10
		开展清洁生产审核	20	20
		制定节能减排工作计划	5	3
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	3
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	3
		老污染源限期治理项目完成情况	5	3

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si=Sxi/Soi$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$Si=Soi/Sxi$$

式中：Si—第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

Sxi—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

Soi—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si—第 i 项评价指标的单项评价指数；

Ki—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：P2—定性评价二级指标考核总分值；

Fi—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出本项目清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P1+0.4P2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P1—定量评价指标考核总分值；

P2—定性评价指标考核总分值。

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

表 3.3-41　　石油和天然气开采行业清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后项目综合评价指数为 90.8，属于清洁生产先进企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.3.4.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

（5）加强放空天然气回收研究工作。

（6）塔里木油田分公司设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此在今后的生产过程中，企业还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入自身管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.4 污染物排放统计

项目建成后运营期主要污染源及排放情况见下表。

表 3.4-1　　项目运营期污染源排放汇总表

名称		排放量（t/a）
废气	非甲烷总烃	0.991
	甲醇	0.003
废水	COD	0
	氨氮	0
固体废物		0

本项目利旧老井依托现有井场，新建井场均不涉及燃气加热炉，不新增颗粒物、SO_2、NO_X 排放量。

本次工程建成后，储气库污染物排放“三本账”核算见表 3.4-2。

表 3.4-2　　项目完成后污染物排放“三本账”一览表（单位：t/a）

影响类别	污染物	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老排放量	拟建工程实施后排放量	增减量
废气	颗粒物	/	0	0	0	0
	SO_2	2.975	0	0	2.975	0
	NOx	269.048	0	0	269.048	0
	非甲烷总烃	1.190	0.991	0	2.181	+0.991
	甲醇	/	0.003	0	0.003	+0.003
废水	COD	0	0	0	0	0
	氨氮	0	0	0	0	0

3.5 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

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑拟建项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NOx、VOCs，

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.5.3 总量控制建议指标

本项目在正常运行期间，采出水经牙哈处理站采出水外输设施送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；新增生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化用水水质标准后用于站外绿化灌溉。本工程无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

综上所述，项目总量控制指标为 NOx：0.000t/a，VOCs：0.991t/a，COD：0.000t/a，NH_3-N：0.000t/a。

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

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。位于东经82°35′~84°17′，北纬40°46′~42°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15379km^2。其中，南部平原占总面积的53.8%，北部山地约占46.2%。

项目位于阿克苏地区库车市，拟建工程地理位置见附图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台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，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。

本项目北为天山山脉，南邻塔克拉玛干沙漠，处于天山山前洪积平原，属细土平原地貌，地势平坦，略有起伏，平均海拔900～1000m。

4.1.3 区域地质条件

4.1.3.1 区域地质构造

①塔里木盆地构造

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，以基底的坳陷、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，至冲洪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。

4.1.3.2 区域岩性特征

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（Q_4^{al+pl})：上覆于调查区大部分区域，主要由粉砂夹碎石、角砾，局部含少量粘土、粉质粘土。该层厚度 10～50m。

②上更新统洪积层（Q_3^{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（Q_2^{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（$T_{1-2}eh$)

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。

4.1.4 区域水文地质条件

4.1.4.1 含水层特征

区域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，区域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，以潜水为主，局部地段具微承压性。含水岩组主要为第四系松散的卵砾石及砂土层，渗透性较强，渗透系数 0.5～40m/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 1000～3000m^3/d。

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 10m^3/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 0.5～3.0L/s。

4.1.4.2 地下水化学特征

区域内地下水水化学类型多样，主要以 SO_4·Cl－Na·Mg、Cl·SO_4-Na·Ca·Mg 型为主，大多数水样中 Mg^{2+}、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。

图 4.1-1　区域水文地质图

图 4.1-2　水文地质剖面图 VI-VI’

图 4.1-3　水文地质剖面图 II-II’

4.1.6 气候气象

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 库车市多年主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	6	年平均蒸发量	2115.2mm
2	年极端最高气温	41.5℃	7	年最大冻土深度	120cm
3	年极端最低气温	-27.4℃	8	年最多风向及频率	N/15.9%
4	日最大降水量	37.5mm	9	年平均相对湿度	54%
5	年平均降水量	79.9mm	10	多年平均风速	2.0m/s

4.1.7 土壤

据已有勘察资料，项目区域属于冲洪积平原区，土壤类型较为简单，成土母质由沙土、粉沙和粉土组成，在水分条件差的区域，地表多被风沙土所覆盖，而在水分适宜区域，有机质分解强烈。高温、干燥、蒸发强烈，毛细管水上升快，造成盐渍化，分布的土壤类型主要有盐土、风沙土、盐化草甸土、盐化林灌草甸土。基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区等。

4.2.1 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。

本项目不在新疆维吾尔自治区生态保护红线保护范围内，本项目与生态保护红线的最近距离为36km。距本项目最近的生态红线为水源涵养生态保护红线区。本项目与新疆维吾尔自治区生态保护红线的位置关系详见附图。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

（1）水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），**项目所在区域新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，属于塔里木河流域重点治理区范围内**。

（2）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区2018年自治区级水土流失动态监测报告》，库车市土地总面积14529km^2，水土流失总面积5039.67km^2，占市区总面积34.69%，轻度侵蚀面积达3550.35km^2，占市域水土流失总面积的70.45%，中度侵蚀面积达429.52km^2，占市域水土流失总面积的8.52%，强烈侵蚀面积达931.75km^2，占市域水土流失总面积的18.49%，极强烈侵蚀面积达128.05km^2，占市域水土流失总面积的2.54%，侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中风力侵蚀面积为2927.75km^2，占土地总面积的20.15%，冻融侵蚀面积为1343.72km^2，占土地总面积的9.15%，水力侵蚀面积为768.20km^2，占土地总面积的5.29%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为2000t/km^2·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为2000t/km^2·a。

（3）水土保持基础功能类型

所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，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。

（4）水土流失预防范围

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

（5）水土流失预防对象

所在区域水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

（6）水土流失预防措施

所在区域水土流失预防对象为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

（7）水土流失治理范围与对象

所在区域水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区域；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（8）水土流失治理措施

所在区域水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

拟建工程类型属于储气库项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；对项目区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，严格控制和管理施工期间车辆行驶的范

围，减轻对周边区域的扰动；采取了完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

库车市区域环境质量现状参考阿克苏地区行政公署网站“https://www.aks.gov.cn”于 2023 年 1 月 11 日发布的《2022 年阿克苏地区各县（市）环境空气质量状况公示》中相关信息作为本项目环境空气现状评价常规因子 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源，对区域环境空气质量现状进行分析，区域环境空气质量现状评价表详见 4.3-2。

表 4.3-1　　库车市区域环境空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	11	60	18.3	--	达标
NO_2	年平均质量浓度	22	40	55.0	--	达标
CO	24 小时平均第 95 百分数	1100	4000	27.5	--	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分数	97	160	60.6	--	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	143	70	204.3	1.04	不达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	58	35	165.7	0.66	不达标

注：PM_{10}、$PM_{2.5}$ 为扣除沙尘天气影响后浓度。

监测数据分析：SO_2、NO_2 年平均质量浓度、CO24h 平均质量浓度、O_3 日最大 8h 平均质量浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求；PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年平均质量浓度值超标，其超标原因与当地气候干燥、风沙较大、易产生扬尘有密切关系。项目区域为不达标区，不达标因子为 PM_{10}、$PM_{2.5}$。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用新疆新环监测检测研究院（有限公司）《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书监测（N22PH031）》中监测数据，监测时间为 2022 年 2 月 7 日～2022 年

2 月 13 日，并于 2024 年 5 月 10 日～2024 年 5 月 16 日，由新疆广宇众联环境监测有限公司进行补测。

监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见附图。

表 4.3-2　　监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标		相对位置	距离 m	监测因子	监测时间	来源
		东经	北纬					
G1						非甲烷总烃	2022.2.7~2022.2.13	新疆新环监测检测研究院（有限公司）《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书监测（N22PH031）》
G2								
G3								
G4								
G5								
G6								
G7						甲醇	2024.5.10~2024.5.16	《塔里木牙哈储气库项目（重大变动）环境质量现状监测》（GZRW-J-202405032-KQ）
G8								

（2）监测时间及频率

监测时间：2022 年 2 月 7～2 月 13 日，2024 年 5 月 10 日～5 月 16 日，监测 7 天。非甲烷总烃、甲醇监测 1 小时浓度。

（3）监测及分析方法

各检测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3　　环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃测定直接进样-气相色谱法》	HJ604-2017	mg/m^3	0.07
2	甲醇	《居住区大气中甲醇、丙酮卫生检验标准方法 气相色谱法》	GB 11738-89	mg/m^3	0.1

（4）各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为非甲烷总烃、甲醇。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度（mg/m^3）；

C_{io}——i 评价因子评价标准（mg/m^3）。

③其他污染物环境质量现状评价

根据监测结果及相关评价标准其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-5。

表 4.3-4　　其他污染物环境质量现状评价表

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准（μg/m³）	监测浓度范围（mg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况

注：未检出的占标率按检出限的一半计算。

根据监测结果，监测点甲醇满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测与评价

（1）监测点位

本项目的地下水环境评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求，本次引用《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书》中的 3 个监测点位的地下水环境质量现状监测数据；监测单位：新疆新环监测检测研究院（有限公司）；取样时间：2022 年 2 月 8 日。引用的 3 个地下水水质监测点，监测时间满足要求导则要求。地下水水质监测点位布设见表 4.3-4。

表 4.3-4　　地下水监测点位信息表

水井编号	监测点名称	高斯坐标		与本工程位置关系		井深（m）	水位（m）
		Y	X	方位	距离		
W1							
W2							
W3							

（2）监测项目

K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、SO_4^{2-}、Cl^-、CO_3^{2-}、HCO_3^-、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、挥发性酚类、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。

（3）检测方法

见附件监测报告。

（4）评价方法

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），水质评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：

P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

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：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值。

（5）评价标准

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

（6）水质监测结果及评价

监测结果表明，3 个引用水质现状监测点位除 W2 农田机井 1#、W3 农田机井 2#点位的溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、钠和锰超标外，其余监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准，石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。地下水溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、钠、锰出现超标，主要为地质成因的高背景值所致。

表 4.3-5　　地下水水质现状监测结果与评价一览表

监测项目	单位	标准值	W1 喀让古二村水井		W2 农田机井 1#		W3 农田机井 2#	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
色度								
嗅和味								
浊度								
肉眼可见物								
Na^+								
氯化物								
硫酸盐								
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								

监测项目	单位	标准值	W1 喀让古二村水井		W2 农田机井 1#		W3 农田机井 2#	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
硫化物								
总大肠菌群								
细菌总数								
亚硝酸盐氮								

（7）地下水质量现状监测结果统计分析

各地下水水质现状监测点位的监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率分析见表 4.3-6。

表 4.3-6　　地下水水质现状监测结果统计分析

监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
色度							
嗅和味							
浊度							
肉眼可见物							
Na+							
氯化物							
硫酸盐							
pH							
总硬度							
溶解性总固体							
铁							

监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
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							
氰化物							
硝酸盐氮							
氟化物							
碘化物							
汞							
砷							
硒							
镉							
六价铬							

监测项目	单位	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
铅							
苯							
甲苯							
石油类							

（8）地下水水化学类型分析

引用的 3 个地下水水质监测点位八项水化学离子浓度及水化学类型分析见表 4.3-7。经分析，主要为硫酸盐-氯化物型水。

表 4.3-7　　地下水水化学类型判定表

监测因子 \ 监测点		W1 喀让古二村水井			W2 农田机井 1#			W3 农田机井 2#		
		mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%	mg/L	meq/L	meq%
阳离子	钾									
	钠									
	钙									
	镁									
	合计									
阴离子	碳酸根									
	重碳酸根									
	氯离子									
	硫酸根									
	合计									
水化学类型										

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

4.3.3.1声环境现状监测

本次评价引用新疆新环监测检测研究院（有限公司）《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书监测（N22PH031）》中监测数据，同时进行补测

（1）监测因子：等效连续 A 声级。

（2）监测布点

根据项目特点，共设 6 个声环境监测点。

表 4.3-8　　声环境现状监测点布点一览表

序号	监测点	井场坐标		监测时间	来源
		东经	北纬		
N1				2024.5.12	《塔里木牙哈储气库项目（重大变动）环境质量现状监测－噪声监测》（GZRW-J-20240503 2-N）
N2					
N3					
N4					
N5					
N6					
N7					
N8					
N9					
N10					
N11					
N12					
N13					
N14					
N15				2022.2.11~2022.2.12	新疆新环监测检测研究院（有限公司）《塔里木油田牙哈储气库建设工程环境影响报告书监测（N22PH031）》
N16					
N17					
N18					

（2）监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA5688 型多功能声级计，每组监测点昼、夜间各监测一次。

4.3.3.2 监测结果与评价

噪声监测结果见下表。

表 4.3-9　　噪声现状监测结果单位：dB（A）

监测时间	检测点位	昼间			夜间		
		检测结果	标准限值	是否达标	检测结果	标准限值	是否达标
2024年5月12日							
2022年2月11日							
2022年2月12日							

由监测结果可知，项目各噪声监测点监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，评价区内声环境质量较好。

4.3.4 土壤环境质量现状监测与评价

（1）土壤理化性质

《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018）规定，项目土壤环境影响评价工作等级为二级。选取 YC-H1、YC-H2 井场为土壤理化特性监测点，土壤理化特性见下表。

表 4.3-10　　土壤理化特性调查表

采样点位	层次	调查项目	单位	调查结果

采样点位	层次	调查项目	单位	调查结果

图 4.3-4　　土壤理化特性监测点剖面图

（3）监测点布置

《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018）规定，项目污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。项目区域土壤类型主要为干旱盐土。

根据项目区域土壤类型及工程布置，本项目共布设 3 个柱状样，7 个表层样。具体点位设置及分布见下表。

表 4.3-11　　土壤采样点位一览表

序号	监测点	监测点坐标（°）		功能区	土壤类型	取样方法	监测因子
		经度	纬度				
Z1							
Z2							
Z3							
B1							
B2							
B3							
B4							
B5							
B6							
B7							

（4）监测项目

《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 项基本项目，即砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a,h〕蒽、茚并〔1,2,3-cd〕芘、萘，共计 45 项。

《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 8 项基本项目，即镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤含盐量、阳离子交换量。

（5）采样时间、采样方法

采样时间：2024 年 5 月 11 日。

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

（6）评价方法

土壤质量评价采用单因子污染指数法，计算公式为：

$$P_i = C_i / C_{is}$$

式中：P_i—监测点某因子的污染指数；

C_i—监测点某因子的实测浓度；

C_{is}—某因子的环境质量标准值。

（7）监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见下表。

表 4.3-12　　土壤监测结果表

监测点位								标准值
采样深度		0.5m		1.5m		3m		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
pH 值	无量纲							
砷	mg/kg							
镉	mg/kg							
铬（六价）	mg/kg							
铜	mg/kg							
铅	mg/kg							
汞	mg/kg							
镍	mg/kg							
石油烃（C_6-C_9）	mg/kg							
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg							
阳离子交换量	cmol+/kg							
全盐量	g/kg							
石油类	mg/kg							
四氯化碳	mg/kg							
氯仿	mg/kg							
氯甲烷	mg/kg							
1,1-二氯乙烷	mg/kg							
1,2-二氯乙烷	mg/kg							

监测点位								标准值
采样深度		0.5m		1.5m		3m		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
1,1-二氯乙烯	mg/kg							
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg							
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg							
二氯甲烷	mg/kg							
1,2-二氯丙烷	mg/kg							
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg							
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg							
四氯乙烯	mg/kg							
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg							
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg							
三氯乙烯	mg/kg							
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg							
氯乙烯	mg/kg							
苯	mg/kg							
氯苯	mg/kg							
1,2-二氯苯	mg/kg							
1,4-二氯苯	mg/kg							
乙苯	mg/kg							
苯乙烯	mg/kg							
甲苯	mg/kg							
间一二甲苯+对-二甲苯	mg/kg							
邻-二甲苯	mg/kg							
硝基苯	mg/kg							
苯胺	mg/kg							
2-氯酚	mg/kg							
苯并[a]蒽	mg/kg							
苯并[a]芘	mg/kg							
苯并[b]荧蒽	mg/kg							
苯并[k]荧蒽	mg/kg							
䓛	mg/kg							
二苯并[a,h]蒽	mg/kg							
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg							
萘	mg/kg							

表 4.3-13　　土壤监测结果表

监测点位								标准值
采样深度		0.5m		1.5m		3m		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
pH 值	无量纲							
砷	mg/kg							
镉	mg/kg							
铬（六价）	mg/kg							
铜	mg/kg							
铅	mg/kg							
汞	mg/kg							
镍	mg/kg							
石油烃（C_6-C_9）	mg/kg							
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg							
阳离子交换量	cmol+/kg							
全盐量	g/kg							
石油类	mg/kg							
四氯化碳	mg/kg							
氯仿	mg/kg							
氯甲烷	mg/kg							
1,1-二氯乙烷	mg/kg							
1,2-二氯乙烷	mg/kg							
1,1-二氯乙烯	mg/kg							
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg							
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg							
二氯甲烷	mg/kg							
1,2-二氯丙烷	mg/kg							
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg							
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg							
四氯乙烯	mg/kg							
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg							
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg							
三氯乙烯	mg/kg							
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg							
氯乙烯	mg/kg							
苯	mg/kg							
氯苯	mg/kg							

监测点位								标准值
采样深度		0.5m		1.5m		3m		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
1,2-二氯苯	mg/kg							
1,4-二氯苯	mg/kg							
乙苯	mg/kg							
苯乙烯	mg/kg							
甲苯	mg/kg							
间一二甲苯+对-二甲苯	mg/kg							
邻-二甲苯	mg/kg							
硝基苯	mg/kg							
苯胺	mg/kg							
2-氯酚	mg/kg							
苯并[a]蒽	mg/kg							
苯并[a]芘	mg/kg							
苯并[b]荧蒽	mg/kg							
苯并[k]荧蒽	mg/kg							
䓛	mg/kg							
二苯并[a,h]蒽	mg/kg							
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg							
萘	mg/kg							

表 4.3-14　　土壤监测结果表

监测点位								标准值
采样深度		0.5m		1.5m		3m		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
pH 值	无量纲							
砷	mg/kg							
镉	mg/kg							
铬（六价）	mg/kg							
铜	mg/kg							
铅	mg/kg							
汞	mg/kg							
镍	mg/kg							
石油烃（C_6-C_9）	mg/kg							
石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg							
阳离子交换量	cmol+/kg							
全盐量	g/kg							

监测点位								标准值
采样深度		0.5m		1.5m		3m		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油类	mg/kg							
四氯化碳	mg/kg							
氯仿	mg/kg							
氯甲烷	mg/kg							
1,1-二氯乙烷	mg/kg							
1,2-二氯乙烷	mg/kg							
1,1-二氯乙烯	mg/kg							
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg							
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg							
二氯甲烷	mg/kg							
1,2-二氯丙烷	mg/kg							
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg							
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg							
四氯乙烯	mg/kg							
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg							
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg							
三氯乙烯	mg/kg							
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg							
氯乙烯	mg/kg							
苯	mg/kg							
氯苯	mg/kg							
1,2-二氯苯	mg/kg							
1,4-二氯苯	mg/kg							
乙苯	mg/kg							
苯乙烯	mg/kg							
甲苯	mg/kg							
间一二甲苯+对-二甲苯	mg/kg							
邻-二甲苯	mg/kg							
硝基苯	mg/kg							
苯胺	mg/kg							
2-氯酚	mg/kg							
苯并[a]蒽	mg/kg							
苯并[a]芘	mg/kg							
苯并[b]荧蒽	mg/kg							

监测点位								标准值
采样深度		0.5m		1.5m		3m		
项目	单位	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
苯并[k]荧蒽	mg/kg							
䓛	mg/kg							
二苯并[a,h]蒽	mg/kg							
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg							
萘	mg/kg							

表 4.3-15　　土壤监测结果表

监测点位												标准值
采样深度												
项目	单位											
pH 值	无量纲											
砷	mg/kg											
镉	mg/kg											
铬（六价）	mg/kg											
铜	mg/kg											
铅	mg/kg											
汞	mg/kg											
锌	mg/kg											
铬	mg/kg											
镍	mg/kg											
石油烃（C6-C9）	mg/kg											
石油烃（C10-C40）	mg/kg											
阳离子交换量	cmol+/kg											
全盐量	g/kg											
石油类	mg/kg											

表 4.3-16　　土壤监测结果表

监测点位						标准值
采样深度						
项目	单位					
pH 值	无量纲					
砷	mg/kg					
镉	mg/kg					
铬（六价）	mg/kg					
铜	mg/kg					
铅	mg/kg					
汞	mg/kg					
锌	mg/kg					
铬	mg/kg					
镍	mg/kg					
石油烃（C6-C9）	mg/kg					
石油烃（C10-C40）	mg/kg					
阳离子交换量	cmol+/kg					
全盐量	g/kg					
石油类	mg/kg					

由监测结果可知，项目所在区域建设用地土壤监测值均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求、石油烃满足表 2 筛选值标准限值要求；项目所在区域农用地土壤监测值均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）表 1 筛选值标准。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

（1）调查时间

接受委托以后，本公司于 2024 年 5 月对评价范围内的生态现状进行现场调查，并收集资料，结合遥感影像分析数据，据此进行生态现状评价。

（2）评价范围

生态现状调查范围：本评价根据区域生态特点，从维护生态系统完整性出发，确定生态现状调查范围与评价范围相同，为各井场边界外扩 50m，管线中心线两侧外延 300m 范围，生态评价范围为 11.272km^2。

（3）调查方法

生态现状调查与评价采用《环境影响评价技术导则 生态影响》中的资料收集法、现场调查法、遥感调查法相结合的方法，进行定性或定量的分析评价。

①基础资料收集

收集评价区所在地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、土地利用等资料，并结合现场调查，分析区域动植物分布、土地利用等现状情况。

②野外实地调查

本次评价在卫星遥感影像解译的基础上，结合 GPS 地面植被类型取样，进行植被类型和土地利用类型的判定；采取样方野外调查、咨询专家相结合的方法对评价区植物进行了实地调查；采用样线法、辅以查阅资料法、访问调查法进行野生动物调查；根据野外实地调查和当地森林资源调查资料，参考卫星遥感解译结果，利用 3S 技术制作评价范围的土地利用类型图、植被类型图、生态系统分布图，并据此分析评价区植被覆盖度空间分布特点、工程与物种生境分布的空间关系等。

③生态系统调查

评价区涉及区域范围较大，本次借助遥感手段调查植被、土地利用、地形地貌等生态因子。

本项目现场调查时以 GPS 辅助定位，对划定的调查范围进行实地核查，调查和记录项目建设区及影响区可能涉及的生态系统类型。对影响评价区内生态系统分析时，采用目前主流地理信息系统处理软件 ArcGIS10.8 进行相关分析。

图 4.3-2　　项目评价区域卫星影像图

4.3.5.2 生态系统评价

（1）天然降水稀少

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

（2）植被分布不均，生态服务功能受到限制

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

（3）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

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

4.3.5.3 土地利用现状调查

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，即将遥感影像与井场、技术线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。

表 4.3-17　　评价区土地利用类型占地面积表

土地利用类型分类		面积（km^2）	比例（%)
一级类	二级类		
林地	乔木林地	0.286	2.54%
	灌木林地	0.471	4.18%
草地	其他草地	0.041	0.36%
耕地	水浇地	4.135	36.68%
工矿仓储用地	采矿用地	0.249	2.21%
交通运输用地	公路用地	0.124	1.10%
	农村道路	0.113	1.00%
其他土地	盐碱地	5.853	51.93%
合计		11.272	100.00%

综上所述，评价范围内土地利用类型以盐碱地为主，占评价区域面积的51.93%，水浇地占评价区域面积的36.68%，其他用地占评价区域面积的11.39%。

图 4.3-3　　项目评价范围土地利用现状图

4.3.5.4 植被环境现状调查及评价

4.3.5.4.1 区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区划，工程区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要植被群系为多枝柽柳灌丛。

项目区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有 43 种，分属 16 科。区域主要的野生植物具体名录见下表。

表 4.3-18　　项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科	膜果麻黄	*EphedraprzewalskiiStapf*
杨柳科	胡杨	*Populuseuphratica*
	灰胡杨	*PopuluspruinosaSchrenk*
	线叶柳	*Salixwilhelmsiana*
蓼科	沙拐枣	*Calligonummongolicunl*
	盐穗木	*Halostachyscaspica*
藜科	盐节木	*Halocnemumshrobilaceum*
	盐生草	*Halogetonglomeratus*
	圆叶盐爪爪	*Kalidiumschrenkianum*
	碱蓬	*Suaedsalsa*
	刺蓬	*Sallsolapestifer*
	细叶虫实	*Corispormumheptapotamicum*
	星状刺果藜	*Bassiadasyphylla*
	假木贼	*Anabasisaphylla*
毛茛科	东方铁线莲	*Cleamatisorientalis*
豆科	铃铛刺	*Halimodendronhalodendron*
	白花苦豆子	*Sophoraalopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysasalsula*
	胀果甘草	*GlycyrrhizainflataBatal*
	疏叶骆驼刺	*Althagisparsifolia*
蒺藜科	骆驼蓬	*Peganumharmala*
	西伯利亚白刺	*Nitrariasibirica*

科	种名	拉丁名
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarixramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarixhispida*
	短穗柽柳	*TamarixlaxaWilld*
	多花柽柳	*TamarixhohenackeriBunge*
	长穗柽柳	*TamarixelongataLedeb*
胡颓子科	尖果沙枣	*Elacagnusoxycarpa*
	大沙枣	*ElacagnusMoorcroftii*
夹竹桃科	大花罗布麻	*Poacynumhendersonii*
	茶叶花	*Trachomitumlancifolium*
牛皮科	牛皮消	*Cynanchumauriculatum*
旋花科	打碗花	*Calystegiahederacea*
列当科	肉苁蓉	*Cistanchedeserticola*
菊科	分枝鸦葱	*Scorzoneradivaricata*
	盐生鸦葱	*ScorzoneraSalsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidiumkaschgaricum*
	小蓟	*Ciriiumsetosum*
	花花柴	*Kareliniacaspica*
禾本科	芦苇	*Phragmitesaustralis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostispseudophramites*
	拂子茅	*Calamagrostisepigeios*
	赖草	*Leymussecalinus*

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024 年）及《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号），区域内分布的国家二级保护植物黑果枸杞、胀果甘草、肉苁蓉，灰胡杨为自治区II级保护植物。

表 4.3-19　　重要野生植物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	灰胡杨（Populuspruinosa Schrenk)	自治区II级	无危	否	否	广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	黑果枸杞（Lyciumruth	国家二级	无危	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁		否

	enicum)							
3	肉苁蓉（Cistanched eserticola)	国家二级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否
4	胀果甘草（Glycyrrhiz ainflata)	国家二级	无危	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中		否

4.3.5.4.2 评价区植被类型

项目所在区域植被覆盖率低、种类组成贫乏等特点，属典型的荒漠生态景观。评价区域内植被类型主要可分为胡杨、柽柳、芦苇丛、栽培植被和非植被区 5 种类型，评价区植被类型见下表，评价区各植被类型现状统计图 4.3-4。

表 4.3-20　　评价区植被类型现状一览表

群系	面积（hm^2)	面积百分比（%)
胡杨群系	0.286	2.54%
柽柳群系	0.471	4.18%
芦苇丛群系	0.041	0.36%
栽培植被－经济作物	4.135	36.68%
非植被区	6.339	56.24%
合计	11.272	100.00%

（1）柽柳群系

群系中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2～3m，盖度 25%～40%。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 10%左右。

（2）胡杨群系

胡杨是干旱荒漠区特有的夏绿阔叶荒漠河岸林类型，它适应温带荒漠条件，需要一定的高温、水分、盐分和沙壤质的土壤才能生长、发育和自然更新。

胡杨林在塔里木河流域分布最广，在塔里木盆地中的生态地位极其重要，被誉为荒漠中的绿色长城。在干旱荒漠生境中，它是自然林地的建群树种。

（3）芦苇丛群系

芦苇丛群落分布在农田区空地及路边上，植被覆盖度在 30%～50%之间。

图 4.3-4　　评价区植被类型现状统计图

4.3.5.5 野生动物现状评价

4.3.5.5.1 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建工程所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

4.3.5.5.2 野生动物栖息生境类型

拟建项目区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要以半灌木荒漠为主，栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，本项目所在区域野生动物分布较少，主要为爬行类、啮齿动物和鸟类等，偶见塔里木兔等国家二级重点保护动物。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 23 种，其中两栖纲 1 种、爬行纲 3 种、鸟纲 13 种、哺乳纲 4 种、兽纲 3 种。主要动物名录见下表。

表 4.3-21　　项目区主要动物种类及分布

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
两栖纲						
1	无尾目	蟾蜍科	蟾蜍属	绿蟾蜍	*Bufoviridis*	—
爬行纲						
2	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	*Phrynocephalusforsythi*	—
3	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	*Eremiasmultiocellata*	—
4	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	*Eremiasprzewalskii*	—
鸟纲						
5	鸡形目	雉科	雉属	雉鸡	*Phasianuscolchicus*	—
6	鸽形目	鸠鸽科	鸽属	原鸽	*Columbalivia*	—
7	鸽形目	鸠鸽科	斑鸠属	灰斑鸠	*Streptopeliadecaocto*	—
8	雀形目	百灵科	角百灵属	角百灵	*Eremophilaalpestris*	—
鸟纲						
9	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	*Rhodopechysmongolica*	—
10	雀形目	椋鸟科	椋鸟属	紫翅椋鸟	*Sturnusvulgaris*	—
11	雀形目	鸦科	鸦属	寒鸦	*Corvusmonedual*	—

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
12	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	*Corvuacorone*	—
13	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	*Passerammodendri*	—
14	雀形目	伯劳科	伯劳属	荒漠伯劳	*Laniusisabellinus*	—
15	隼形目	鹰科	鹰属	苍鹰	*Accipitergentilis*	国家二级
16	隼形目	隼科	隼属	红隼	*Falocotinnunculus*	国家二级
17	雀形目	鸦科	地鸦属	白尾地鸦	*Podocesbiddulphi*	国家二级
哺乳纲						
18	兔形目	兔科	兔属	塔里木兔	*Lepusyarkandensis*	国家二级
19	偶蹄目	牛科	瞪羚属	鹅喉羚	*Gazellasubgutturosa*	国家二级
20	食肉目	犬科	狐属	沙狐	*Vulpescorsac*	国家二级
兽纲						
21	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	*Merionesmeridianus*	—
22	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	*Euchoreutesnaso*	—
23	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	柽柳沙鼠	*Merionestamariscinus*	—

根据《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）及《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发〔2022〕75号），该区域共有国家级重点保护动物6种，自治区级重点保护动物5种，评价区域重点野生动物调查结果见下表。

表4.3-22　　重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	鹅喉羚 (Gazellasubgutturosa)	国家二级	濒危	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和外输管	现场调查、文献记录、历	否

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
					道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51±0.11 只/km^2	史调查资料	
2	沙狐（Vulpescorsac)	国家二级	近危	否	主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林和灌木丛，喜欢在草原和半沙漠中生活		否
3	塔里木兔（Lepusyarkandensis)	国家二级	近危	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲		是，附近偶尔可见
4	苍鹰（Accipitergentilis)	国家二级	近危	否	栖息于不同海拔的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内		否
5	红隼（Falocotinnunculus)	国家二级	无危	否	栖息于山地和旷野中		否
6	白尾地鸦（Podoceshiddulphi)	国家二级	易危	是	主要栖息于山脚干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否

4.3.5.6 水土流失现状

（1）水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）及《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知（新水水保〔2019〕4 号），项目位于 II.塔里木河流域重点治理区。

（2）水土流失成因

项目区地形平坦，地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析，具各发生侵蚀的条件。

（3）水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周圆环境特点等具体情况进行分析，该区城水土流失类型以中度风力侵蚀为主。

4.3.5.8 区域主要生态问题

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对牙哈储气库的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于灌木被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本项目施工内容主要为钻井工程、地面工程和集输管线工程等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，造成水土流失，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目施工期大气污染主要为施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、柴油发电机废气、机械/车辆尾气。

（1）测试放喷废气

测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。测试放喷对周边环境影响较小。

（2）施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整、管沟开挖、管线敷设、车辆运输过程，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定的关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械程度以及气候条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果显示，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素，持续时间短，扩散条件好，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小。

（2）焊接烟尘

项目金属材质管线连接、设备安装过程中会产生一定量的焊接烟尘，废气污染源具有间歇性，因此对局部地区的环境影响较轻。

（3）机械设备和车辆废气

施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_X 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，环境影响可接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

（4）柴油发电机废气

柴油发电机运行过程会产生燃料燃烧废气，其污染物主要有烃类、CO、NO_2、SO_2 等，本项目施工供电由当地电网供应，柴油发电机仅为备用，使用时间很短，柴油发电机废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，环境影响可接受。施工过程加强电网检修，保证电网供应，同时燃用合格燃料，从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

（5）环境影响分析

项目施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

（6）污染防治措施

为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《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）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

①施工现场明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监测管理部门、举报投诉电话等信息；

②施工现场设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及周边的道路不得留存建筑垃圾和泥土；

③建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘；

④进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏；

⑤土方工程作业时，应辅以洒水抑尘尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖；施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并由专人负责。重污染天气相应增加洒水频次。

⑥施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

⑦施工过程加强电网检修，保证电网供应，同时燃用合格燃料，从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

⑧放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

5.1.2 施工期废水环境影响分析

本项目施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水。

施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站处置。

项目施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

（1）施工噪声影响分析

①施工噪声源强

工程施工期不同的施工阶段使用不同的施工机械，如柴油发电机、钻机、泥浆泵、挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~95dB(A）之间。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中管线铺设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-1。

表 5.1-1　　施工机械噪声值一览表

设备名称	噪声值/距离（dB(A)/m）
柴油发电机	95/5
钻机	95/5
振动筛	90/5
泥浆泵	95/5
挖掘机	90/5
吊装机	85/5
运输车辆	90/5
装载机	90/5
推土机	90/5

②施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

$$Lr=Lr_0-20\lg(r/r_0)$$

式中：Lr--距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

Lr_0--距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r-一预测点与声源的距离，m；

r_0-一监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	柴油发电机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	钻井
2	钻机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	
3	振动筛	71.9	68.4	64.0	58.0	54.4	51.9	50.0	
4	泥浆泵	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	
5	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方管线
6	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
7	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
8	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
9	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

在不采取减振降噪措施的情况下，钻井施工期间昼间距施工设备 100m、夜间距施工设备 500m 以上才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）场界噪声限值要求。

另外，距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。

（2）施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围其他声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；

③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；

④各产噪设备（泥浆泵、发电机等）做好基础减振，定期进行维护泥浆泵、钻机和发电机等高噪声设备；

⑤需要测试放喷时采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

⑥运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标。

采取以上措施后，可将施工噪声影响降至最低。且施工所在区域较空旷，施工期噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

（1）固体废物产生及处置情况

本工程主要包括钻井工程、地面工程和集输工程等，施工期固体废物主要为剩余土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆、水泥基础、废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾等。

①剩余土方

项目共开挖土方 64.1 万 m^3、回填土方 64.1 万 m^3，剩余土方用于施工作业带平整，不外运。管线工程铺设时土方工程较大，开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建注采管线全长 43km，双向输气管道 6.5km，则施工废料产生量约为 10t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋处置。

③钻井岩屑和泥浆

返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。

④废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋

废润滑油属于危险废物（HW08、900-214-08），集中收集后暂存于铁桶内，集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处理。沾油废物（润滑油桶、含油抹布、劳保用品、废防渗膜、沾油土壤等）属于危险废物（HW08、900-249-08），集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处置。废烧碱包装袋属于危险废物（HW49、900-047-49），集中收集后暂存于危废暂存间，交由有资质单位处置。

⑤水泥基础

施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础，施工过程中产生的水泥基础产生量约 5t，收集后运至牙哈固废填埋场填埋。

⑥生活垃圾

项目施工期生活垃圾产生量约 21.8t，集中收集后拉运至牙哈固废填埋场填埋。

（2） 施工固废影响分析

上述固废处置措施合理可行，拟建工程各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023）的相关要求进行设置。危废暂存间内部设置不同的分区，主要存放钻井期间产生的废润滑油和烧碱废包装袋及废防渗材料。废润滑油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内。烧碱废包装袋及废防渗材料分别折叠打包收集后暂存于危废暂存间内。钻井施工过程中产生的废润滑油、烧碱废包装袋、废防渗材料必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。本工程产生的危险废物运输过程由危险废物处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012）中的相关要求。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态环境影响分析

本工程为牙哈储气库建设的一期工程，共包括气藏工程、钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和辅助工程。其中利用老采气井共 14 口，老井井场设施完善，无需建设，所以施工期对其无影响，拟建工程对生态的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动影响、土壤影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等几个方面展开。

5.1.5.1 地表扰动影响分析

本项目永久占地面积为 42.19hm^2，主要为井场、集注站及电力工程占地；项目临时占地面积为 90.15m^2，主要是管沟开挖和电力线路压占。项目占地类型主要为盐碱地、耕地和林地。

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路；③井场通井道路施工临时道路；④架空电力线安装过程中车辆临时占地；⑤管线插入口开挖及设备占地。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；架空电力线安装过程中临时占地主要来源于车辆运输过程中临时碾压原有地表，短暂影响了原有地表结实程度，影响局部区域植被生长；管线插虽然开挖处植被被全部破坏，但开挖为点状开挖，占地范围很小；临时道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.5.2 对土壤环境影响

拟建工程占地类型主要为盐碱地、耕地和林地，土壤类型涉及干旱盐土。项目施工期主要为土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。施工期主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

拟建工程管沟开挖过程中以机械开挖为主，若开挖过程管理不善极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

（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。各种车辆（尤其是重型卡车）在草地上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

5.1.5.3 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内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。经过多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使区域环境内地表永久性构筑物增多。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

本项目投入运营后，其中有 42.19hm^2 的地表被永久占用，永久占地主要为盐碱地、耕地和林地。地表被各种构筑物或砾石覆盖。施工期地表保护层被破坏，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。

集输管线和各类池体的建设主要为临时占地，主要为施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。项目临时占地面积 90.15hm^2，主要以盐碱地、耕地和林地为主。

（2）生物量损失

拟建工程井场和管线施工区域以林地、耕地、荒地为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—永久性生物量损失，kg；

S_i—占地面积，m^2；

W_i—单位面积生物量，kg/m^2。

根据现场调查及查阅相关文献资料，所在区域灌木林地植被覆盖度为 20%～35%，平均生物量为 3t/hm^2；耕地植被覆盖度为 50%～60%，平均生物量为 8t/hm^2；盐碱地区域植被覆盖度为 5%～8%，平均生物量为 0.3t/hm^2。

表 5.1-3　　项目建设各类型新增占地的生物量损失

类型	平均生物量（t/hm^2）	面积（hm^2）		生物量（t）	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
灌木林地	3	1.18	2.3	3.54	6.90
耕地	8	0.4	13.39	3.20	107.12
盐碱地	0.3	40.61	74.46	12.18	22.34
合计	--	42.19	90.15	18.92	136.36

项目施工过程预计将造成 18.92t 永久性植被损失和 136.36t 临时性植被损失。

5.1.5.4 生物多样性影响

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性（或遗传多样性）指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性，包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

拟建工程井场及管线作业施工周期短，不会对基因多样性造成影响，对生态系统类型、结构、组成及功能影响较小，对物种多样性有一定程度的影响，主要体现在植被和动物的影响过程中。

（1）对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、道路及管线施工对地表植被的扰动和破坏。施工过程预计将造成 18.92t 永久性植被损失和 136.36t 临时性植被损失。区域植被不会因项目的施工导致整个区域植被物种数量减少，物种种类不会发生变化，主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

施工期废水主要有钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水。施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处理；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置。项目废水均得到有效处置，不会对周围植被造成影响。

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等。由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生盐碱地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态，造成施工区外缘区域

沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经 1～3 年才能完全恢复。

油田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为采出液泄漏，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。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，且可通过对原油和采出水的及时清理而减轻其影响，如塔里木油田公司的东河塘油田发生的输油管线破裂事故，致使 40×60m^2 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶落叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

综上所述，项目事故排放对整个区域植物产生的影响较小。

（2）对野生动物及保护野生动物的影响

项目施工过程对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

在施工生产过程中，由于机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，拟建工程井场、管线建设的各个过程，区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

同时，在管沟开挖过程中，由于未及时进行覆土回填，可能导致破坏野生脊椎动物活动轨迹，可能导致野生脊椎动物困入管沟内，破坏了其生存空间。后期

管沟覆土回填后，由于管沟区域有隆起，对原有活动轨迹范围进行了切割，将影响区域野生脊椎动物的活动轨迹。

根据现场调研，由于牙哈凝析气田的长期开发，区域已无大型野生动物活动轨迹，井场及道路的施工可能对附近区域活动的一些小型爬行动物造成一定的影响。

（3）对保护野生植物影响

根据现场踏勘，项目占地范围内无重点保护野生植物，管线工程选址已采取避让措施，不会对评价区内重点保护野生植物造成破坏。

项目在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。严禁在施工场地外砍伐植被，尤其是灰胡杨、胀果甘草等保护植物，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

5.1.5.5 生态系统完整性的影响

拟建工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。

5.1.5.7 生态保护红线影响分析

本项目与生态保护红线的最近距离为 36km，项目永久占地、临时占地均不在红线内。

根据生态保护红线划定结果，项目管线在选址选线中充分考虑了避让红线，新建工程内容均没有占用和穿越生态保护红线。不存在直接破坏红线内植被等情况。

5.1.5.8 对野生动物的环境影响

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

（3）对野生动物的保护措施

项目所在区域动物种群数量较少，多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类，对环境的适应性较强，对人类的的敏感程度已大大降低，工程施工对其影响不大。因石油 开发建设活动早已开展，加之人类活动频繁，将荒漠开发为农田，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，难以再见到大中型野生动物。根据资料搜集和现场调查，评价范围无保护动物踪迹。

项目设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰周围野生动物的栖息地。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，不得捕猎。确保各类废弃物妥善处理，蒸发池和废物处理场采用铁丝围栏加以防护，避免野生动物陷入而危及生命。

5.1.5.9 水土流失影响分析

项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

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

（2）破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风沙天气，增加空气中粉尘含量，严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

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

项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河中上游水土流失重点预防区范围，区域内地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.5.10 防沙治沙分析

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目永久占地面积为 42.19hm^2，主要为井场、集注站及电力工程占地；项目临时占地面积为 90.15m^2，主要是管沟开挖和电力线路压占。项目占地类型主要为盐碱地、耕地和林地。

②弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地为盐碱地、耕地和林地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要涉及井场平整、池体开挖、道路修建以及管沟开挖等。施工过程中可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

项目位于阿克苏地区库车市，属典型的沙漠干燥气候，特点是：日照时间长，热量条件好，无霜期较长，降水稀少，蒸发旺盛，空气干燥，四季分明，昼夜温差大，春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气，秋季短暂而降温迅速，风沙较多。

根据阿克苏地区库车市气象站近二十年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（1）温度

区域近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1　　近 20 年各月平均温度变化统计表　　单位：℃

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度	-7.2	-0.9	7.3	15.0	20.0	23.6	25.1	24.1	19.2	11.2	2.8	-5.2	11.3

由表 5.2-1 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.3℃，4～10 月份月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.1℃，1 月份平均气温最低，为-7.2℃。

（2）风速

区域近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2　　近 20 年各月平均风速变化统计表　　单位：m/s

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速	1.4	1.8	2.3	2.5	2.4	2.4	2.4	2.1	1.9	1.7	1.5	1.2	2.0

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.0m/s，4 月份月平均风速最大为 2.5m/s，12 月份平均风速最低为 1.2m/s。

（3）风向、风频

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

表 5.2-3　　近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率	15.9	6.2	4.1	3.8	5.3	3.5	3.1	2.5	3.5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	--
频率	4.3	7.3	4.7	3.3	2.4	5.6	9.7	15.5	--

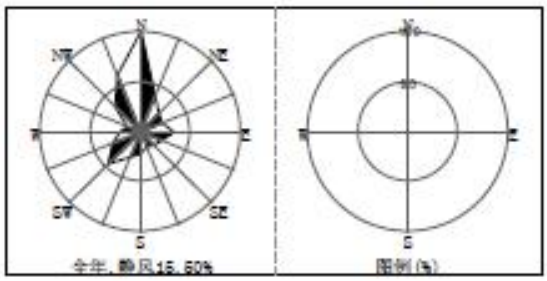

图 5.2-1　　区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-3 分析可知，库车市近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 N 风向的频率最大，其次是 NNW 风向。

5.2.2 大气环境影响分析

（1）估算因子及评价标准

项目估算因子及评价标准见下表。

表5.2-4　　评价因子及评价标准一览表

监测因子	平均时间	评价标准μg/m³	标准来源
非甲烷总烃	1小时平均	2000	参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求
甲醇	1小时平均	3000	《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 相关标准

（2）估算范围及预测计算点

项目评价等级为二级，依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定：“二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行计算”。

采用《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ/T2.2-2018）附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式，计算距项目污染源下向风不同距离处地面空气质量浓度、最大地面空气质量浓度及占标率。

（3）估算模式及参数

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见下表。

表5.2-5　　项目估算模式参数一览表

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		40.5
最低环境温度/°C		-32.0
土地利用类型		农作地
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）污染源特征参数

表5.2-6　　运营期大气污染物排放参数一览表（面源）

污染源名称	坐标（°）		海拔高度（m）	矩形面源			污染物排放速率（kg/h）	
	经度	纬度		长度（m）	宽度（m）	有效高度（m）	甲醇	NMHC

（5）大气环境影响估算结果

估算模式预测结果见下表。

表5.2-7　　估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	集注站			
	NMHC 浓度（μg/m³）	NMHC 占标率（%）	甲醇浓度（μg/m³）	甲醇占标率（%）
50.0	15.957000	0.80	0.145631	0.00
100.0	19.983000	1.00	0.182374	0.01
200.0	28.605000	1.43	0.261063	0.01
300.0	33.241000	1.66	0.303373	0.01
400.0	31.817000	1.59	0.290377	0.01
500.0	32.553000	1.63	0.297094	0.01
600.0	32.426000	1.62	0.295935	0.01
700.0	31.751000	1.59	0.289774	0.01
800.0	30.550000	1.53	0.278814	0.01
900.0	29.312000	1.47	0.267542	0.01
1000.0	28.041000	1.40	0.255915	0.01
25000.0	2.015600	0.10	0.018395	0.00
下风向最大浓度	33.332000	1.67	0.304203	0.01
下风向最大浓度出现距离	317.0	317.0	317.0	317.0
D10%最远距离	/	/	/	/

项目废气污染源的污染物 Pmax 和 $D_{10\%}$估算模型计算结果见图5.2-1。

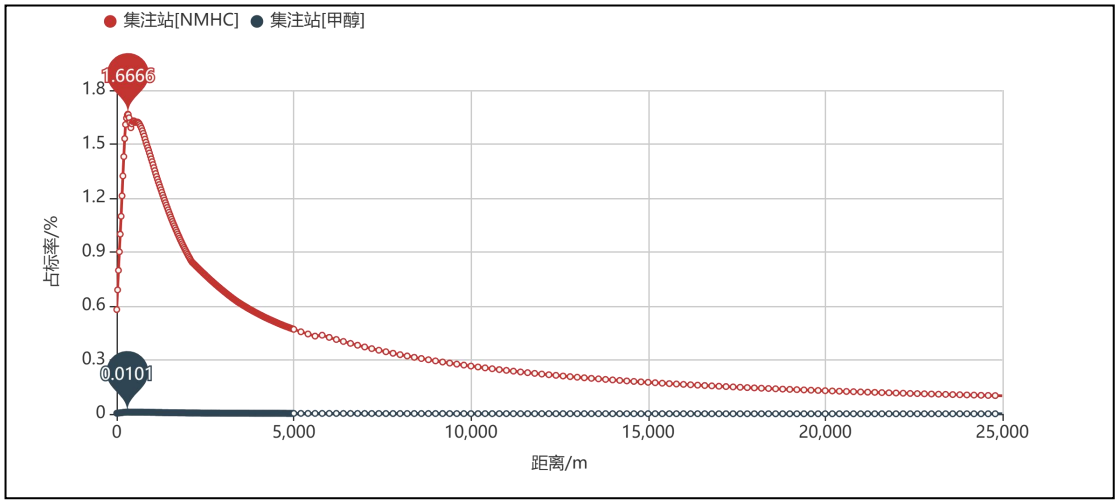

图 5.2-1　　面源最大 P_{max} 和 D_{10}%预测结果图

表5.2-8　　项目各因子大气环境影响估算模式计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准（μg/m³）	Cmax(μg/m³)	Pmax(%)	D10%(m)
YC-H1 井场	NMHC	2000	14.2830	0.71	/
YC-H1 井场	甲醇	3000	0.2695	0.01	/
YC-H3 井场	NMHC	2000	13.1350	0.66	/
YC-H3 井场	甲醇	3000	0.2478	0.01	/
YC-H12 井场	NMHC	2000	18.6990	0.93	/
YC-H12 井场	甲醇	3000	0.3528	0.01	/
YC-H9 井场	NMHC	2000	10.2260	0.51	/
YC-H9 井场	甲醇	3000	0.3526	0.01	/
YC-H5 井场	NMHC	2000	18.6990	0.93	/
YC-H5 井场	甲醇	3000	0.3528	0.01	/
YC-H10 井场	NMHC	2000	18.6990	0.93	/
YC-H10 井场	甲醇	3000	0.3528	0.01	/
YC-H7 井场	NMHC	2000	18.6990	0.93	/
YC-H7 井场	甲醇	3000	0.3528	0.01	/
YC-H14 井场	NMHC	2000	18.6990	0.93	/
YC-H14 井场	甲醇	3000	0.3528	0.01	/
YC-H16 井场	NMHC	2000	23.8020	1.19	/
YC-H16 井场	甲醇	3000	0.4491	0.01	/
集注站	NMHC	2000	33.3320	**1.67**	/
集注站	甲醇	3000	0.3042	0.01	/
分输站	NMHC	2000	7.6796	0.38	/

由上表可知，项目P_{max}为井场无组织排放非甲烷总烃，C_{max}为33.3320μg/m³，

P_{max}值为1.67%。根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定项目大气环境影响评价工作等级为二级。

5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

利用AERSCREEN估算模式计算无组织排放源对场界外浓度监控点的贡献浓度，然后进行达标分析。计算结果见下表。

表5.2-9　　各污染物场界监控点浓度贡献值

项目	污染物	场界最大浓度值（μg/m³)	标准值（μg/m³)	达标情况
YC-H1 井场	NMHC	7.038300	4000	达标
YC-H1 井场	甲醇	0.132798	12000	达标
YC-H3 井场	NMHC	6.294200	4000	达标
YC-H3 井场	甲醇	0.118758	12000	达标
YC-H12 井场	NMHC	8.725500	4000	达标
YC-H12 井场	甲醇	0.164632	12000	达标
YC-H9 井场	NMHC	4.771600	4000	达标
YC-H9 井场	甲醇	0.164538	12000	达标
YC-H5 井场	NMHC	8.725500	4000	达标
YC-H5 井场	甲醇	0.164632	12000	达标
YC-H10 井场	NMHC	8.725500	4000	达标
YC-H10 井场	甲醇	0.164632	12000	达标
YC-H7 井场	NMHC	8.725500	4000	达标
YC-H7 井场	甲醇	0.164632	12000	达标
YC-H14 井场	NMHC	8.725500	4000	达标
YC-H14 井场	甲醇	0.164632	12000	达标
YC-H16 井场	NMHC	10.048000	4000	达标
YC-H16 井场	甲醇	0.189585	12000	达标
集注站	NMHC	32.79600	4000	达标
集注站	甲醇	0.299310	12000	达标
分输站	NMHC	3.784100	4000	达标

由估算结果可知，井场、集注站及分输站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准，甲醇无组织排放满足《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。因此，项目大气环境影响可接受。

5.2.4 废气污染物排放核算

（1）项目大气污染物无组织排放量核算

项目无组织污染物排放量核算表见下表。

表 5.2-10　　大气污染物无组织排放量核算表

排放口编号	产污环节	污染物	治理措施	国家或地方污染物排放标准		排放速率（kg/h）	年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m³）		
单个单井井场	注采工程	非甲烷总烃	加强设备气密性，减少无组织逸散	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.0058	0.046
		甲醇		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	15	0.0002	0.00008
单个双井井场	注采工程	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.0106	0.084
		甲醇		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	15	0.0002	0.00008
集注站	注采工程	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.0767	0.225
		甲醇		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	15	0.0007	0.002
分输站	注采工程	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	0.0057	0.045
无组织排放合计				非甲烷总烃			0.991
				甲醇			0.003

注：排放速率取注气期、采气期中最大值。

（3）项目大气污染物年排放量核算

项目大气污染物年排放量核算表见下表。

表 5.2-11　　大气污染物年排放量核算表

污染物	年排放量（t/a）
非甲烷总烃	0.991
甲醇	0.003

5.2.5 大气防护距离

按照《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境防护距离确定”的要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，项目大气环境影响评价等级为二级，无需进一步预测，因此不再计算大气环境防护距离。

5.2.6 非正常工况

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本项目井场设置了截断装置，运营期不会在井场进行放喷操作，非正常工况基本无污染物产生。

5.2.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，各污染源正常排放下短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目实施后大气环境影响可以接受。

建设项目大气环境影响评价自查表见下表。

表 5.2-12　　建设项目大气环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="3">二级☑</td><td colspan="2">三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50km□</td><td colspan="3">边长=5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>SO_2+NOx 排放量</td><td colspan="3">≥2000t/a□</td><td colspan="3">500～2000t/a□</td><td colspan="2"><500t/a□</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="6">基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3、CO）
其他污染物（非甲烷总烃、甲醇）</td><td colspan="2">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="2">国家标准☑</td><td colspan="2">地方标准□</td><td>附录 D☑</td><td colspan="2">其他标准☑</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>评价功能区</td><td colspan="3">一类区□</td><td colspan="3">二类区☑</td><td colspan="2">一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="8">（2022）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="3">长期例行监测数据□</td><td colspan="3">主管部门发布的数据☑</td><td colspan="2">现状补充监测☑</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="5">达标区□</td><td colspan="4">不达标区☑</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源☑
本项目非正常排放源☑
现有污染源□</td><td colspan="2">拟替代的污染源□</td><td colspan="2">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td colspan="2">AUSTAL2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="4">边长≥50km□</td><td colspan="3">边长 5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km□</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子（）</td><td colspan="4">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$□</td></tr>
</table>

工作内容		自查项目			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%☑		C 本项目最大占标率>100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□	C 本项目最大占标率>10%□	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%□	C 本项目最大占标率>30%□	
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h	C 非正常占标率≤100%□	C 非正常占标率>100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□		C 叠加不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、甲醇）		有组织废气监测□ 无组织废气监测☑	无监测☑
	环境质量监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）	无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受☑	不可以接受□		
	大气环境防护距离	距（--）厂界最远（--）m			
	污染源年排放量	SO_2:(0)t/a	NOx:(0)t/a	非甲烷总烃:(0.991)t/a	甲醇：（0.003)t/a
注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.3 运营期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，本项目地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

项目运营期废水主要为新增生活污水、采出水和井下作业废水。生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理；采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理后达标后回注地层；井下作业废水对送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，不会对周边水环境产生影响。

5.3.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）采出水处理

拟建工程建成投运后，单井采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准，由回注水泵吸水进行回注。

表 5.3-1　　采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
牙哈 7 低压集气站污水处理站	2000m^3/d	1326m^3/d	66.3%	574m^3/d	46.27m^3/d	可依托

牙哈 7 低压集气站污水处理站满足拟建工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

（2）井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站，处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准，由回注水泵吸水进行回注。

哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $10.95\times10^4m^3/a$，拟建工程井下作业废水需处理量为 1350m^3/a，因此哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求。

（3）生活污水

拟建工程建成投运后，新增生活污水输送至牙哈运维中心生活污水处理站处理，处理后后污水水质满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化用水水质标准后的用于站外绿化灌溉。

牙哈运维中心生活污水处理站设计污水处理规模 280m³/d，实际污水处理量为 180m³/d，剩余处理能力为 100m³/d。本工程施工期最大生活污水产生量为 10.8m³/d，运营期生活污水产生量为 0.88m³/d，牙哈运维中心生活污水处理站可满足本工程需求。

综上，拟建工程采出水、井下作业废水及生活污水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

表 5.3-2　　地表水环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="5">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">水污染影响型☑；水文要素影响型□</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="4">饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">直接排放□；间接排放☑；其他□</td><td colspan="2">水温□：径流□；水域面积□</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td colspan="2">持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；
pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□</td><td colspan="2">水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">一级□；二级□；三级 A□：三级 B☑</td><td colspan="2">一级□；二级□；三级□</td></tr>
<tr><td rowspan="7">现状调查</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td colspan="2">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td>已建□；　在建□；拟建□；其他□</td><td>拟替代的污染源□</td><td colspan="2">排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">受影响水体水环境质量</td><td colspan="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td colspan="2">生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□</td></tr>
<tr><td>区域水资源开发利用状况</td><td colspan="4">未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水文情势调查</td><td colspan="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期 □；平水期 □；　枯水期 □；　冰封期（）
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td colspan="2">水行政主管部门□；补充监测□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td colspan="2">监测时期</td><td>监测因子</td><td>监测断面或点位</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期 □；　平水期 □；　枯水期 □；　冰封期 □春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td>（ ）</td><td>监测断面或点位个数（）个</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状评价</td><td>评价范围</td><td colspan="4">河流：长度（　）km；湖库、河口及近岸海域：面积（　　）km^2</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="4">（　）</td></tr>
</table>

工作内容		自查项目	
	评价标准	河流、湖库、河□：I 类□；II 类□；III 类□；Ⅳ类□；V 类□ 近岸海域： 第一类□； 第二类 □； 第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季 □	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 □： 达标 □； 不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □： 达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况□：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □： 达标 □； 不达标 □ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □	达标区□ 不达标区□
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km^2	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期 □； 平水期 □； 枯水期 □； 冰封期 □ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□	
	预测情景	建设期□；生产运行期□；服务期满后□ 正常工况 □； 非正常工况 □ 污染控制和减缓措施方案 □ 区（流）域环境质量改善目标要求情景□	
	预测方法	数值解□：解析解ロ；其他□ 导则推荐模式 □： 其他 □	
	水污染控制和水环境影响减缓措	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□	

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2"></td><td>施有效性评价</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求 □
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□
满足水环境保护目标水域水环境质量要求 □
水环境控制单元或断面水质达标 □
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□
满足区（流）域水环境质量改善目标要求□
水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、 主要水文特征值影响评价、 生态流量符合性评价 □
对于新设或调整入河 （湖库、 近岸海域） 排放口的建设项目， 应包括排放口设置的环境合理性评价 □
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">影响预测</td><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td colspan="3">污染物名称</td><td>排放量（t/a）</td><td>排放浓度（mg/L）</td></tr>
<tr><td colspan="3">（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期 （ ） m^3/s；鱼类繁殖期 （ ）m^3/s； 其他（ ）m^3/s
生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m</td></tr>
<tr><td rowspan="5">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施☑；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域消减□；依托其他工程措施☑；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测□</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测□</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5">□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受☑；不可以接受□</td></tr>
</table>

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

5.4.1 评价区水文地质条件

5.4.1.1 含水层特征

本项目位于山前冲洪积细土平原，受地形地貌、地层岩性、地下水补给径流条件影响，潜水埋深由山前向塔里木盆地中心逐渐变浅。评价范围内是以双层及多层结构的潜水—承压水含水层。

其中潜水含水层的岩性为第四系全新统冲洪积粉砂夹碎石、角砾，局部含少量粘土、粉质粘土。其中评价区潜水含水层底部分布有稳定的粘土和亚粘土层，潜水水含水层厚度最大35m。水量丰富，涌水量为1000-5000m^3/d；渗透系数5m/d。

下覆承压水含水层的岩性为第四系上更新统洪积层圆砾和卵石夹砂及砂土，水量丰富，涌水量为1000-5000m^3/d。潜水含水层和承压含水层之间隔水层为稳定的粘土和亚粘土层。

5.4.1.2 地下水的补给、径流和排泄条件

（1）补给

评价区内无常年地表水流，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

评价区内年平均降雨量约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

评价区内冬季降雪期较长，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

评价区内主要位于天山南侧库车山前冲洪积平原区，山区地下水接受补给后，沿岩石裂隙和地形地势大体由西北向东南径流，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，大体自西北向东南径流。由于地势平坦，受补给水量小，地下水水力坡度仅有3‰。

（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。调查区东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，顺地势大体由西北向东南运移，从东南侧径流排出评价区。

5.4.1.3 地下水动态特征

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。

5.4.1.4 地下水水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成份的控制。评价区位于库车市南侧山前冲洪积平原。主要为硫酸盐-氯化物型水。

5.4.1.5 场地包气带特征

评价区内包气带岩性主要为第四系全新统冲洪积粉砂夹碎石、角砾，局部含少量粘土。区域包气带垂向渗透系数经验值 K>1×10^{-4}cm/s，包气带防污性能属于“弱”。

5.4.2 地下水环境影响分析

本工程地下水环境影响评价等级为三级，因此，本次评价采用解析法预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.4.2.1 地下水环境影响预测模型

根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约 35m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，g；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性渗透系数取经验值 1.5m/d。水力坡度 I 取最大值 3‰。因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=1.93m/d×3‰/0.25=0.018m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录B，有效孔隙度取n=0.25；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α_m=10m，纵向弥散系数$D_L=\alpha_m \times u=0.18m^2/d$；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数$D_T=0.018m^2/d$；

π—圆周率。

5.4.2.2 施工期地下水环境影响预测

（1）情景设置

①正常状况

项目施工期废水主要为生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水。

a.生活污水

施工期生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站处置，不外排。

b.管道试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

c.酸化压裂返排液

酸化压裂返排液在井场中和后收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

d.钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水经固液分离后，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，钻井期间综合利用，完井后拉至下一井场钻井使用，不外排。

②非正常状况

施工期非正常状况发生少量的“跑、冒、滴、漏”可被各类储罐区底部的防渗膜和四周低围堰截留，若能及时发现并得到处置，也不会下渗污染地下水。因此，施工期非正常状况和非正常状况少量的“跑、冒、滴、漏”基本不会对地下水造成污染。因此本次评价从不利的角度出发，选取钻井过程中由于施工不当，导致钻井套管破损，从而使得钻井废水进入含水层中对地下水环境的影响。

（2）源强计算

污染物浓度：钻井废水的特征污染物主要是 SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物。选择石油类作为预测因子进行预测，由于石油类在水中的最大溶解度为 18mg/L，出于保守考虑，污染物浓度取 18mg/L。

污染物泄漏时间：钻井套管发生破损后，一般应急处置时间不超过 2 天，因此，本次假设钻井废水下渗时间持续 2 天。

泄漏量：由工程分析结果可知，水平注采井平均钻井周期 126 天；双台阶水平井平均钻井周期为 134 天。本项目 17 口钻井总进尺 21047.8m，则钻井废水总产生量为 55397.8m^3，单井钻井废水产生量最大 25.86m^3/d。本次假设发生泄漏事故后，有 10%的钻井废水进入包气带内，则每天的下渗量约为 2.586m^3。源强计算见表 5.4-1。

表 5.4-1　　非正常状况渗漏源强计算一览表

泄漏位置	特征污染物	泄漏量（m^3/d）	泄漏量（g)	超标标准（mg/L）	检出限（mg/L）
井场井口	石油类	2.586	93.096	0.05	0.01

（3）施工期预测结果

表 5.4-2　　施工期预测结果

运移时段	最大浓度（mg/L）	超标距离（m）	超标范围（m2）	影响距离（m）	影响范围（m2）
100d	0.036	0	0	13	101
1000d	0.0036	0	0	0	0
7300d	0.00049	0	0	0	0

100d
1000d
7300d

5.4.2.3 运营期地下水环境影响预测

（1）情景设置

①正常状况

a.废水

本工程注气阶段无生产废水产生。生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理。采气期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。井下作业废水主要来源为修井过程产生的压井水、压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井

废水，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，不外排。

b.落地油

采气过程中产生的落地油，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的石油类最多可下渗到 20cm。由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

c.集输管线

集输管线密闭输送，正常状况下基本不会对地下水产生污染影响。

②非正常状况

a.油气窜层对地下水的污染影响

正常状况，油气井管为双层套管，套管之外用混凝土封堵，表层套管严格封闭含水层，施工质量满足相关的规范要求，固井质量应符合环保要求不会发生油水窜层污染含水层的现象。非正常状况，由于油气井长期运行，井筒遭受腐蚀穿孔，或井筒成井质量问题等原因，使得井筒发生破损，污染物顺着破损的缝隙或孔洞渗出，进入含水层污染地下水。因此，为预防污染的发生，采取对油气井进行定期声波测厚、井下挂环、多臂井径+电磁探伤、扇区水泥胶结测井、水泥密度与多层探伤组合，一旦发现腐蚀问题，即使用缓蚀剂等措施进行修补，可防止污染的发生，因此套管破损导致油水窜层对地下水产生污染的可能性较低。

b.井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，采气井的采出液会喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大。从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

c.集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况发生集输管道泄漏事故，一般泄漏于土体中的采出液可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的采出液泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。本次非正常状况预测情景主要考虑，集输管线出现破损采出液泄漏对地下水环境造成的影响。

（2）源强计算

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

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生泄漏事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，管道断裂处油气继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价保守考虑以泄漏事故发生至关闭阀门时间 5min。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。根据实际情况可知集输管线泄漏量分为两部分，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量。

①关闭阀门前的泄漏量计算：

经计算采出水事故状态下，5min 内采出液泄漏量为 652kg。

②阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量计算：

根据 ALOHA 风险软件计算，阀门关闭后至压力平衡前甲烷的泄漏量为 533kg，则天然气的泄漏量为 991kg。

经计算采出液总泄漏量为 571kg。事故风险按最不利情况计算，集输管线破损泄漏的采出液全部进入地下水中。

图 5.4-6　　集气管道断裂事故天然气释放速率图

（3）运营期预测结果

表 5.4-3　　运营期石油类预测结果

运移时段	最大浓度（mg/L）	超标距离（m）	超标范围（m^2）	影响距离（m）	影响范围（m^2）
100d	821	30	767	33	904
1000d	82.1	97	5878	105	7166
7300d	11.24	324	31422	349	40766
100d					

1000d
7300d

5.4.3 地下水环境保护措施及防治对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①管线可根据具体条件和重要性确定密封形式。

②井场内对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对管线、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。

④压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

⑤气井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。气井运行期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

⑥同时对地下钻井井身采用双层套管（表层套管、生产套管），还需要采取切实可行分层隔离封闭的措施，防止串层污染。

（2）施工期水污染保护措施

项目施工期，工程建设过程中，无污染物的堆放和排放，因此，项目施工期不会形成对地下水的大范围污染影响。但在施工过程中，要注意保护地下水的措施。

①基础工程尽量选在枯水期施工，避免在汛期施工。

②工程承包合同中应明确施工材料（水泥、钢材、油料等）的运输过程中防止洒漏条款，临时堆放场地不得设在河沟附近，以免随雨水冲入水体造成污染。

③设置必要的排水沟用以疏导施工废水，排水沟土质边坡及时夯实。应妥善收集并及时处理结构渗水，施工现场的淤泥渣土等固体废弃物，应当按要求运到指定地点处置。

④施工场地设置临时沉砂池或配置专用泥浆污水处理设备，将含泥沙的雨水、泥浆经沉砂池处理后排放。

⑤建筑垃圾集中堆放及时清运，做到工完场清。

（3）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）11.2.2 分区防控措施中要求：已颁布污染控制标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，因此本项目应按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗分区。本工程危废暂存间依托迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗技术要求进行防渗。

依据本项目的工程建设特点，对项目施工期和运营期的分别采取了防渗措施，具体措施见表 5.4-4 和 5.4-5。

表 5.4-4　　施工期项目防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	危废间地面（依托迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间）	已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）防渗
	放喷池、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、钻台、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆泵区、泥浆料台、加重装置、管排架、坡道、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，≤1×10^{-7}cm/s
一般防渗区	材料房、生活污水池、修理房等	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s
简单防渗区	值班房、停车场等区域	一般地面硬化

表 5.4-5　　项目运营期防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	井口、焚烧池区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，≤1×10^{-7}cm/s
一般防渗区	工艺装置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s
简单防渗区	其他区域地面	一般地面硬化

（4）管道泄漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由控制系统实现管线的生产运行管理和控制，并与所属的总控室 SCADA 管理系统通信，上传管线的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，随时通过监控系统观察管线输送情况。

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

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

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

（5）地下水环境监测与管理

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的要求，本次共布设 1 眼地下水监控井，监测点位见表 5.4-6。

表 5.4-6　　地下水监测点布控一览表

功能	编号	地点	监测频率	监测项目
污染扩散监测点	JK1	本项目 地下水下游	1次/半年	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、铬（六价）、耗氧量、氨氮

当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目区所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（6）应急响应

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

a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估：

b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施；

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

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

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.4 地下水评价结论

本次地下水评价，在搜集当地水文地质条件资料的基础上，运用解析法预测了施工期非正常状况钻井废水泄漏和运营期集输管线泄漏对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响。针对可能出现的事故情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，注采不会对周围声环境产生影响。运营期间的噪声源主要为井场、集注站产噪设备产生的噪声。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1　　注气期井场主要噪声源强表

序号	声源名称	数量	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	（声压级/距离声源距离）/（dB(A)/m）		
1	泵	2	8	20	1	90 dB（A）/1m	基础减振、选用低噪声/低振动设备	昼间/夜间

表 5.5-2　　采气期井场主要噪声源强表

序号	声源名称	数量	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	（声压级/距离声源距离）/（dB(A)/m）		
1	采气树	2	0	0	1	85 dB（A）/1m	基础减振、选用低噪声/低振动设备	昼间/夜间

表 5.5-3　注气期集注站主要噪声源强表（室外，注气井为坐标原点（0,0））

序号	声源名称	数量	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	（声压级/距离声源距离）/（dB(A)/m）		
1	过滤分离器	1	260	240	1	85dB（A）/1m	基础减振、选用低噪声/低振动设备	昼间/夜间
2	压缩机	2	260	217	1	95dB（A）/1m		

表 5.5-4　采气期集注站主要噪声源强表（室外，注气井为坐标原点（0,0））

序号	声源名称	数量	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	（声压级/距离声源距离）/（dB(A)/m）		
1	生产分离器	2	-202	20	1	75dB（A）/1m	基础减振、选用低噪声/低振动设备	昼间/夜间
2	分离器	2	-100	-6	1	75dB（A）/1m		
3	空冷器	2	43	-6	1	90dB（A）/1m		
4	过滤器	1	67	-4	1	85dB（A）/1m		

5.5.2 预测因子、方位

（1）预测因子：等效 A 声级

（2）预测方位：厂界外 1m

5.5.3 预测模式

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

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$—预测点（r）处，第 i 倍频带声压级，dB；

$\triangle L_i$—第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$—参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

d）工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

（4）噪声预测点位

预测四周厂界及周边敏感点噪声值，并给出厂界噪声最大值的位置，以厂区噪声源采气树为坐标原点（0,0)。

5.5.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见下表。

表 5.5-5　　噪声预测结果　单位：dB(A)

序号	预测点名称	运营期周界贡献值	
		采气期	注气期
井场	东厂界	43	48
	南厂界	47	41
	西厂界	36	41
	北厂界	35	48
集注站	东厂界	6.1	23.2
	南厂界	11.9	7.6
	西厂界	6	4.1
	北厂界	4.7	20.4

表 5.5-6　　项目建成后井场噪声预测结果　单位：dB(A)

序号	预测点名称	现状值		贡献值	预测值		标准值		达标情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	
注气期	东厂界	54	43	48	55.0	49.2	60	50	达标
	南厂界	50	44	41	50.5	45.8	60	50	达标
	西厂界	52	40	41	52.3	43.5	60	50	达标
	北厂界	53	41	48	54.2	48.8	60	50	达标
采气期	东厂界	54	43	43	54.3	46.0	60	50	达标
	南厂界	50	44	47	51.8	48.8	60	50	达标
	西厂界	52	40	36	52.1	41.5	60	50	达标
	北厂界	53	41	35	53.1	42.0	60	50	达标

表 5.5-7　　项目建成后集注站噪声预测结果　单位：dB(A)

序号	预测点名称	现状值		贡献值	预测值		标准值		达标情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	
注气期	东厂界	42	41	23.2	42.1	41.1	60	50	达标
	南厂界	42	41	7.6	42	41	60	50	达标
	西厂界	41	40	4.1	41	40	60	50	达标
	北厂界	42	40	20.4	42.0	40.1	60	50	达标
采气期	东厂界	42	41	6.1	42	41	60	50	达标
	南厂界	42	41	11.9	42	41	60	50	达标
	西厂界	41	40	6	41	40	60	50	达标
	北厂界	42	40	4.7	42	40	60	50	达标

根据预测结果，井场、集注站噪声源对场界的噪声贡献值满足《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。综上，项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

表 5.5-8　　声环境影响评价自查表

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

工作内容		自查项目		
	目标处噪声值			
环境监测计划	排放监测	厂界监测√ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数：（）	无监测□
评价结论	环境影响	可行√ 不可行□		
注：“□”为勾选项，可；“（ ）”为内容填写项。				

5.6 运营期固体废物环境影响分析

项目运营期注气期产生的固体废物主要为分离杂质（HW08，900-249-08）、废滤芯（HW08，900-041-49）、废润滑油、沾油废物（HW08，900-214-08）；采气期产生的固体废物为清管废渣（HW08，071-001-08），乙二醇再生系统产生的废活性炭（HW08，900-039-49）、油气开采、管道集输、井下作业产生的废落地油（HW08，071-001-08）、修井作业产生的废防渗材料（HW08，900-249-08）和生活垃圾。运营期危险废物由专用桶收集暂存于已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置；生活垃圾集中收集后送牙哈固废填埋场。

（1）危废管理标识

按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2-1995）修改单、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276—2022），设置危废标志、标识、标签。

（2）危险废物贮存及运输

项目建成运行后，应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），相关要求对含油废物进行收集、贮存。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

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

b.危险废物类别：按危险废物种类选择；

c.材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀；

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

项目产生的危险废物按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012）相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

（3）危险废物运输过程影响分析

项目产生的危险废物委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012) 中的相关要求。

危废外运时，公司应向环保主管部门提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接受单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。危废转移按照《危险废物转移管理办法》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》要求，在线填报危废管理计划、办理电子转移联单、建立并规范运行危废台账，登记记录每次外运危废的名称、类别、数量等信息，认真填写危险废物转移联单（每种废物填写一份联单），并加盖公司公章，经运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交送移出地环境保护行政主管部门，第三联及其余各联交付运输单位，随危险废物转移运行。第四联交接受单位，第五联交接受地环境保护行政主管部门。

综上，拟建工程固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

5.7 运营期生态环境影响分析

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对植被、野生动物等的影响、生态系统完整性影响以及生态景观影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（2）植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，且项目周边区域植被覆盖低，造成植被损失较小。

（3）生态系统完整性影响评价

拟建工程的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是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。

由于区域内油气开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油气田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

（4）景观影响分析

区域经过油气田开发，已经形成了采掘工业、自然景观交替的景观。本工程井场设施及永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

项目建设完成后，井场和集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响，因而项目油气田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

（5）小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，项目的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，项目通过采取工程措施、临时措施等水土流失防治措施，可最大程度减轻项目建设对区域生态环境造成的水土流失，使项目区域的水土流失可得到有效控制，遭破坏的生态环境可在一定时段内得到一定的自然恢复。

表 5.7-1　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□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其它具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域☑；其他□
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（）生境□（）生物群落☑（）生态系统☑（）生物多样性☑（）生态敏感区□（）自然景观□（）自然遗迹□（）其他□（）
评价等级		一级　　二级□　　三级☑　　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（11.272）km^2；水域面积：（0）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集✡；遥感调查✡；调查样方、样线☐；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季☐；冬季☐； 丰水期□；枯水期☑；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他□；
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☐；生态敏感区☐；其他☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区☐；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让☐；减缓☐；生态修复☑；生态补偿☑；科研☐；其他☐
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他□
评价结论	生态影响	可行☑　；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.8 运营期土壤环境影响分析

5.8.1 环境影响识别

5.8.1.1 项目类型

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）规定，拟建工程为天然气储气库项目，其中储气库建设工程为交通运输仓储邮政业地下储气库项目“涉及危险品、化学品、 石油、成品油码头及仓储”为II类项目，本工程的注采工程为天然气开采项目“天然气开采 ”，为II类项目。

5.8.1.2 影响类型及途径

拟建工程所处区域土壤为碱性土壤，属于盐化较严重的区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

营运期外排废气中主要为非甲烷总烃、甲醇，不会对土壤产生大气沉降影响；拟建工程废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管线出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建工程集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

表 5.8-1　　建设项目影响类型表

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

5.8.1.3 影响源及影响因子

非正常工况下，项目施工期的钻井废水和运营期管线中的原油会下渗到土壤中，造成一定的影响。考虑到施工期和运营期主要污染物为石油烃，因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。

表 5.8-2　　土壤环境影响源及影响因子识别结果一览表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井口	垂直入渗	石油烃	事故状况
集油管线泄漏点			

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

表 5.8-3　　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

5.8.2 土地利用类型调查

（1）调查范围

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

（2）敏感目标

拟建工程将井场 200m 范围及管线两侧 200m 范围的耕地作为土壤环境（污染影响型）保护目标。拟建工程所在区域土壤盐分含量较高，将井场外延 2km 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GBT 21010-2017）及现场调查结果，项目永久占地及临时占地周边土地利用类型为林地、草地、耕地及盐碱地。

②土地利用历史

根据调查，项目井场、集注站、分输站和管线敷设之前占地现状为盐碱地、耕地和林地。局部区域已受到油气开发的扰动和影响。

③土地利用规划

项目占地范围暂无土地利用规划。

（4）土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源，

二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为土壤类型涉及干旱盐土等。

5.8.3 土壤环境影响评价

本项目预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.8.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃、盐分含量。正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生原油渗漏进入土壤。

5.8.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

5.8.3.2.1 污染影响型

非正常状况下，拟建工程输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。建设单位可以及时采取修复措施，不能任由采出液泄漏漫流入土壤，不存在随意漫流的情况。因此，只有当管线等非可视部位发生破损，才有可能造成污染物持续渗入土壤。

为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表5.8-4。

表5.8-4　　石油类物质在土层中的纵向分布情况

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

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

表中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层40cm以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到2m以下，因此发生施工期井喷事故、运营期集输管线破损事故后，石油烃污染物很难扩散至较大范围，在发现泄漏后，及时采取应急处置措施后，对周边土壤环境影响可接受。

5.8.3.2.2 生态影响型

考虑事故状态下，集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在短时

间内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管道中泄漏的采出液量为 1.73m^3。采出液中的氯化物浓度 175981.05mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 247390g。

本次预测采用 HJ 964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

（1）单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：

ΔS—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b—表层土壤容重，kg/m^3；

A—预测评价范围，m^2；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

（2）单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S—单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b—单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 5m×5m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.10×10^{3}kg/m^3，区域土壤盐分为 15.54g/kg（克轮复线 4#阀室 B1、YC-H12、YC-H13 井场内 B2、YC-H10、YC-H11 井场内 B3、西采气管线北侧 B6、牙哈处理站外 B7 点位取样深度为 0.2m 全盐量监测数据平均值）。预测年份为 0.027a(10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.53g/kg，叠加现状值后的预测值为 28.73g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.8.4 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，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。

（2）过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区及集注站采气处理工艺区划分为重点防渗区，防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，以避免井口泄漏的原油污染土壤。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《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）相关要求，制定监测计划，详情见表 5.8-5。

表 5.8-5　　土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场采气树管道接口处	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9)、石油烃（C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH	《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值	每 5 年 1 次
2	集注站采气处理工艺处	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9)、石油烃（C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH	《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值	每 5 年 1 次

5.8.5 结论与建议

项目土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准或《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）表 1 筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.8-6　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 □ ；生态影响型 □ ；两种兼有 ☑				--
	土地利用类型	建设用地 ☑ ；农用地 ☑；未利用地 ☑				--
	占地规模	42.19hm^2（永久占地）				中型
	敏感目标信息	井场边界外延2km 范围，管线两侧向外延伸200m 范围				--
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（ ）				--
	全部污染物	石油烃、盐分含量				--
	特征因子	石油烃、盐分含量				--
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类□；II类 ☑；III类□；IV类 □				--
	敏感程度	敏感 ☑；较敏感 ☑；不敏感 □				--
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				--
现状调查内容	资料收集	a） ☑；b） ☑；c） ☑；d） ☑				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	3	4	（0-0.2m）	
		柱状样点数	3	0	（0-3m）	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中基本项目45项、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目8项及 pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤含盐量、阳离子交换量				--
现状评价	评价因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中45项基本项目、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中8项基本项目及 pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分、阳离子交换量				--
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2□；其他（ ）				--
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。				--
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				--
	预测方法	附录 E☑；附录 F □；其他☑				--
	预测分析内容	污染影响范围：井场周围；影响程度：较小		生态影响范围：单井集输管线泄漏点；影响程度：盐碱化程度加剧		--
	预测结论	达标结论：a)□；b)□；c)☑ 不达标结论：a)□；b)□				--
防	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				

工作内容		完成情况			备注
治措施	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	--
		代表性井场采气树管道接口处，集注站采气处理工艺处	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	1次/a	
	信息公开指标	--			
评价结论		可以接受☑；不可以接受□			--
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。					

5.9 环境风险评价

5.9.1 风险调查与识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。

5.9.1.1 物质风险识别

本项目对钻井、完井、测试放喷、修井、注气、采气、原料气集输等工艺过程和储运设施，以及井喷等事故涉及的危险物质进行识别，本工程涉及的风险物质主要为柴油、甲醇、乙二醇、天然气、凝析油、危险废物，危险物质危险性见下表。

表 5.9-1　　危险物质危险性一览表

序号	危险物质名称		理化性质	分布
1	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℃	施工井场
2	甲醇		无色澄清液体，有刺激性气味。溶解性：溶于水，可混溶于醇醚等多数有机溶剂。熔点（℃）：-97.8；沸点（℃）：64.8；相对密度:（水=1）0.79 相对蒸气密度:（空气=1）1.11；爆炸下限（%）：5.5，爆炸上限（%）：44，闪点（℃）：11	运营期井场及集注站
3	乙二醇		无色无臭、有甜味、粘稠液体。溶解性与水混溶，可混溶于乙醇醚等。熔点（℃）：-13.2；沸点（℃）：197.5；相对密度:（水=1）1.11；相对蒸气密度:（空气=1）2.14；爆炸下限（%）：3.2，爆炸上限（%）：15.3，闪点（℃）：110	集注站
4	天然气	甲烷	外观与性状：无色无臭气体；溶解性：微溶于水，	集输管线、

			溶于乙醇、乙醚；熔点（℃）：-182.5；沸点（℃）：-161.5；相对密度:（水=1）0.42 相对蒸气密度:（空气=1）0.55；爆炸下限（%）：1.5，爆炸上限（%）：5.3，闪点（℃）：-188	井场、集注站、储气库
		乙烷	外观与性状：无色无臭气体　溶解性：不溶于水，溶于乙醇、乙醚、丙酮、苯；熔点（℃）:-183~-172；沸点（℃）: -88.6；相对密度:（水=1）0.45；相对蒸气密度:（空气=1）1.05；爆炸下限（%）：3.0，爆炸上限（%）：12.5，闪点（℃）：-135	
5	凝析油		稠厚性油状液体；沸点 120-200℃，闪点＜28℃	
6	危险废物		--	井场内

5.9.1.2 生产系统危险性识别

（1）生产系统危险性识别范围

生产系统危险性识别，包括主要生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施，以及环境保护设施等。

（2）生产设施及生产过程主要危险部位分析

根据工艺流程和项目特点，项目主要危险部位为井场和集输管线等。

（3）伴生、次生事故分析

工程应严格按照《油气集输设计规范》（GB50350）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）进行总图布置和消防设计，一旦某一危险源发生爆炸、火灾和泄漏，均能在本区域得到控制，避免发生事故连锁反应。

（4）运输事故

危险物料在运输时，存在由于发生交通事故而引发的物料泄漏、发生火灾和爆炸等事故。危险物料的运输全部委托有资质的单位运输。

5.9.1.3 危险物质向环境转移的途径识别

本项目毒害物质扩散途径主要有如下几个方面：

大气扩散：有毒有害物质泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，或者易燃易爆物质泄漏发生火灾爆炸事故时伴生污染物进行大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

水环境扩散：拟建项目易燃易爆物质发生火灾事故时产生的消防废水或者泄漏的凝析油未能得到有效收集而进入地表水体，对地表水环境造成影响。

地下水环境扩散：本项目凝析油、危险物质泄漏，通过地面下渗至地下含水层并向下游运移，对下游地下水环境敏感目标造成风险事故。

危险物质向环境转移的途径识别见表 5.9-2、图 5.9-1。

表 5.9-2　　项目环境风险及环境影响途径识别表

序号	风险单元	风险源	作业特点	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	管线、储气库	管线、储气库	常温常压	凝析油伴生气	管道泄漏，法兰连接处泄漏；遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放	大气、地面下渗	居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公
2	井场	柴油储罐	常温常压	柴油	装置泄漏；遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放	大气、地面下渗	居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公
3	井场、集注站	注醇橇	常温长夜	甲醇		大气、地面下渗	居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公

5.9.1.3 环境风险潜势判定

（1）Q 值确定

项目油气主要存在于集输管道、注气井中，柴油主要存在于井场的柴油储罐，甲醇主要存在于井场及集注站的注醇橇中，本项目注采管线选取管段最长的双向输气管道作为危险单元，单井井场选取注气能力最大的 YC-H9 井场作为典型单井井场危险单元，双井井场选取注气能力最大的 YC-H12 井场作为典型双井井场危险单元，选取新建集注站作为集注站危险单元，本项目 Q 值，具体见下表。

表 5.9-3　　项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
注采管线	双向集输管线	天然气	74-82-8	295	10	29.50	10≤Q＜100
		凝析油	/	3.16	2500	0.00	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	29.50	
单井井场（YC-H9 井场）	柴油储罐	柴油	/	28	2500	0.01	Q＞100
	注醇橇	甲醇	67-56-1	0.5	10	0.05	
	注气井	天然气	74-82-8	115200.33	10	11520.03	

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
	危险废物	废润滑油、含油废物等	/	0.5		/	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	11520.09	
双井井场（YC-H12 井场）	柴油储罐	柴油	/	28	2500	0.01	Q＞100
	注醇橇	甲醇	67-56-1	0.5	10	0.05	
	注气井	天然气	74-82-8	230490.33	10	23049.03	
	危险废物	危险废物		1		/	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	23049.09	
集注站	注醇橇	甲醇	67-56-1	1.5	10	0.15	1≤Q＜10
	危险废物	废滤芯、过滤杂质等	/	0.503	/	/	
	Q 值 Σ	/	/	/	/	0.15	

注：集输管道选择双向输气管道，D1016mm，长度 6.5km，设计压力 10MPa；单井井场选取注气能力最大的 YC-H9 井场；双井井场选取注气能力最大的 YC-H12 井场。

由上表可知，项目危险物质数量与临界量比值（Q）最大为井场 Q＞100。

（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≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 5.9-4　　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

行业	评估依据	分值
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P)≥10.0MPa；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 值为 10，为 M3。

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M）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，其判断依据见下表。

表 5.9-5　　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＞100	P1	P1	**P2**	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

本工程 P 值为 P2。

（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 5.9-6。

表 5.9-6　　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受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 5.9-7。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 5.9-8 和表 5.9-9。

表 5.9-7　　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 5.9-8　　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

敏感性	地表水环境敏感特征
	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 5.9-9　环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；风景名胜区；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，工程废水均不外排。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

项目地下水功能敏感性分区表 5.9-102，包气带防污性能分级见表 5.9-11，地下水环境敏感程度分级见表 5.9-124。

表 5.9-10　地下水功能敏感性分区表

分级	地下水环境敏感特征	本项目判定
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.	根据实际走访调查结果，评价范围内村庄居民饮用水由附近供水

分级	地下水环境敏感特征	本项目判定
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[a]	站通过供水管网集中供水，因此本项目地下水环境敏感程度定为“不敏感 G3”。
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区	
[a]“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		

根据上表可知，项目地下水环境敏感特征为不敏感 G3。

表 5.9-11　　包气带防污性能分级表

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目判定
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定	项目厂区包气带岩土渗透性能为 Mb≥1.0m 且分布连续、稳定，K>1×10^{-4}cm/s。判定本项目包气带防污性能分级为 D1。
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-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		

根据上表可知，项目包气带防污性能分级为 D1。

表 5.9-12　　地下水环境敏感程度分级表

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	**G3**
D1	E1	E1	**E2**
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

根据上表可知，本项目地下水环境敏感程度分级为 E2 级。

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下表。

表 5.9-13 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				

对照上表，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。

5.9.1.4 评价等级及评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见下表。

表 5.9-14 环境风险评价工作等级划分依据表

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

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。

本次大气环境风险评价范围为各注气井外扩 5km 作为评价范围，见下图；地下水环境风险评价范围与地下水环境评价范围一致，面积 72km^2，见图 2.4-2。

图 5.9-1　大气环境风险评价范围示意图

5.9.2 环境敏感目标

现场踏勘结果表明，项目不占用自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标。区域主要风险保护目标为项目区周边土壤、地下水、生态保护红线区等。

表 5.9-15　　项目周围主要环境风险敏感目标分布

<table>
<tr><td colspan="7">环境敏感特征</td></tr>
<tr><td rowspan="5">环境空气</td><td colspan="6">注气井外延 5km 范围内；管线边界外延 200m 范围内</td></tr>
<tr><td>敏感目标名称</td><td colspan="2">相对方位</td><td>距离（m）</td><td>属性</td><td>人口数</td></tr>
<tr><td colspan="6">注气井外延 5km 范围内和管线边界外延 200m 范围内无居民</td></tr>
<tr><td colspan="5">注气井外延 500m 范围内和管线边界外延 200m 范围人口数小计</td><td>0</td></tr>
<tr><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td rowspan="7">地表水</td><td colspan="6">受纳水体</td></tr>
<tr><td>受纳水体名称</td><td colspan="2">排水点水域环境功能</td><td colspan="3">24 小时内流经范围</td></tr>
<tr><td colspan="6">废水不外排</td></tr>
<tr><td colspan="6">内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标</td></tr>
<tr><td>敏感目标名称</td><td colspan="2">环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td colspan="2">与排放点距离/m</td></tr>
<tr><td colspan="6">废水不外排</td></tr>
</table>

环境敏感特征					
地下水	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游场界距离/m
	--	G3	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	D1	/

5.9.3 源项分析

5.9.3.1 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、注采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，其中井喷失控着火的事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火的事故率约为 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的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 5.9-16。国内外配套输气管道事故概率统计结果见表 5.9-17。

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/kma)
陕京线	853	2.417	I	1998.8	0.49
靖西线	4885	35	I	I9999	058
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（10^{-3} 次/kma)
欧洲	0.60
美国	0.17
前苏联	0.40
中国	0.42

本工程输气管道总长 49.5km，根据我国目前天然气管道事故率 0.42×10^{-3}（次/km·a），**本项目管道事故率约 2.08×10^{-2} 次/年。**

（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。

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

事故包括注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《建设项目风险风险评价技术导则》（HJ169-2018）附 E 推荐的泄漏频率统计数据，估算甲醇泄漏频率。甲醇储罐整体破裂泄漏频率为 **5.0×10^{-6}/a**。

5.9.3.2 风险事故情景分析

5.9.3.2.1 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，从而造成天然气泄漏事故，遇明火发生火灾事故，产生 SO_2、NO_2 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漏事故。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，造成天然气泄漏事故；

（2）天然气泄漏后遇明火发生火灾事故，产生 SO_2、NO_2 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漏事故。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漏事故。

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漏事故。

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漏事故。

5.9.3.2.2 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。

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。

5.9.3.2.3 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。

5.9.3.3 最大可信事故

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，本工程以双向输气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本项目管道事故率约 2.6×10^{-2} 次/年。

5.9.3.4 源项分析

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 NOx 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，本次评价选择双向输气管线管道破裂，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.泄漏源强

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。外部双向输气管道 6.5km D1016×16，压力 7MP，作为注采气集输管道天然气泄漏事故评价对象。

假定气体特性为理想气体，其泄漏速率 Q_G 按下式计算：

$$Q_G = YC_d AP\sqrt{\frac{M\gamma}{RT_G}\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

式中：Q_G—气体泄漏速率，kg/s；

P—容器压力，Pa；

Cd——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，J/(mol·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 5.9-19　　项目输气管道天然气泄漏事故源强一览表

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)	最大泄漏速率（kg/s)	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	0.81	9718	345	206820	600

由上表可以看出，本工程管线最大泄漏量 206.82t ，最大泄漏速率 9718kg/s，平均泄漏速率 345kg/s。

2.次生污染源强

输气管道、站场发生天然气泄漏，极易引发火灾。天然气瞬时大量泄漏，易产生不完全燃烧物，会产生一氧化碳。由于本项目天然气不含硫化氢，不会产生毒性造成事故周围环境 SO_2 浓度超标。本次评价仅对伴生 CO 进行预测评价。

参照《北京环境总体规划研究》（第二卷）中天然气燃烧产生的污染物的参数进行计算，CO 的产生系数为 0.35g/m^3 天然气。

表 59-20　　项目各段管道泄漏时间及速率一览表

名称	天然气总泄漏量 t	泄漏时间 min	天然气泄漏平均速率 kg/s	CO 泄漏速率 kg/s
双向输气管线	206.82	10	344.70	0.17

5.9.4 事故后果预测与评价

5.9.4.1 有毒有害气体在大气中的扩散预测

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。

（2）大气毒性终点浓度值选取

项目重点关注危险物质大气毒性终点浓度值选取，采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 H 中数值，分为 1、2 级。大气毒性终点浓度值选值，见表 5.9-219。

表 5.9-21　　项目大气重点关注危险物质大气毒性终点浓度值选值表

序号	物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1/(mg/m^3)	毒性终点浓度-2/(mg/m^3)
1	甲烷	74-82-8	260000	120000
2	CO	630-08-0	380	95
注：附录 H 中未列出的其他危险物质大气毒性终点浓度可在“国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室”（www.lem.org.cn）网站查询（共 3146 种）				

（3）预测范围与计算点

①预测范围

预测范围即预测物质浓度达到评价标准时的最大影响范围，通常由预测模型计算获取，预测范围一般不超过 10km。项目预测范围为管线中心线两侧外延 200m。

②计算点

项目网格点布设为：距离风险源 200m 范围步长设置为 100m。

（4）预测模型参数

①气象条件

项目大气风险等级为二级，气象条件选取最不利气象条件，取 F 类稳定度、1.5m/s 风速、温度 25℃、相对湿度 50%。

②地表粗糙度

地表粗糙度一般由事故发生地周围 1km 范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。地表粗糙度取值可依据模型推荐值，或参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 G 推荐值确定，见下表。

表 5.9-22　　不同土地利用类型对应地表粗糙度取值表

序号	地表类型	春季	夏季	秋季	冬季
1	水面	0.0001m	0.0001m	0.0001m	0.0001m
2	落叶林	1.0000m	1.3000m	0.8000m	0.5000m
3	针叶林	1.3000m	1.3000m	1.3000m	1.3000m
4	湿地或沼泽地	0.2000m	0.2000m	0.2000m	0.2000m
5	农作地	0.0300m	0.2000m	0.0500m	0.0100m
6	草地	0.0500m	0.1000m	0.0100m	0.0010m
7	城市	1.0000m	1.0000m	1.0000m	1.0000m
8	沙漠化荒地	0.3000m	0.3000m	0.3000m	0.3000m

项目所在区域为平坦地形，项目地表类型选取农作地。

③模型参数

项目所在区域为平坦地形，不考虑地形对扩散的影响。项目大气风险预测模型主要参数，见下表。

表 5.9-23　　大气风险预测模型主要参数取值表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度/(°)	--
	事故源纬度/(°)	--
	事故源类型	持续排放/限时水平喷射
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速/(m/s)	1.5
	环境温度/℃	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度/m	0.3
	是否考虑地形	否
	地形数据精度	--

（5）大气风险预测内容

①不同风险类别大气风险评价预测内容见下表。

表 5.9-24　　大气风险评价预测内容表

评价要求	预测气象条件	预测内容	备注
二级评价	选取最不利气象条件进行后果预测	给出下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度，以及预测浓度达到不同毒性终点浓度的最大影响范围	--
		给出各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况，以及关心点的预测浓度超过评价标准时对应的时刻和持续时间	--

②预测参数

项目预测参数见下表。

表 5.9-25　　项目预测参数一览表（AFTOX 模型）

风险源	风险因子	排放方式	源强参数			释放高度（m）
			连续源		瞬时源	
			Q 速率 kg/s	排放时长 min	排放量 Q_t /kg	
双向输气管道	甲烷	持续泄漏	344.7	10	/	10
	CO		0.17		/	

（6）预测结果

根据以上确定的预测模式、参数和源强进行预测，预测最不利气象条件下，下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度、最大影响范围，各关心点的有毒有害物质浓度随时间变化情况，以及关心点的预测浓度超过评价标准时对应的时刻和持续时间。

项目泄漏影响最大范围见下表。

表 5.9-26　　天然气泄漏毒性终点浓度最大影响范围（最不利气象）

气象条件	毒性终点浓度	浓度（mg/m^3)	下风向最大影响范围（m）
最不利气象条件-甲烷	毒性终点浓度-1	260000	140
	毒性终点浓度-2	120000	210
最不利气象条件-CO	毒性终点浓度-1	380	60
	毒性终点浓度-2	95	190

从表 5.7-26 可以看出，本工程事故情况最不利气象条件下，甲烷毒性终点浓度-1 范围为半径 140m 圆形区域，毒性终点浓度-2 范围为半径 210m 圆形区域 ；CO 毒性终点浓度-1 范围为半径 60m 圆形区域，毒性终点浓度-2 范围为半径 190m 圆形区域 。该范围内无村庄居民等环境敏感目标。

5.9.4.2 有毒有害物质在地表水、地下水环境中的运移扩散预测

（1）地表水影响

项目运营期废水主要为新增生活污水、采出水和井下作业废水。生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理；采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理后达标后回注地层；井下作业废水对送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，不会对周边水环境产生影响。

（2）地下水影响

根据前文最大可信事故分析，本项目最大可信事故为管道泄漏以及因泄漏引起的火灾、爆炸事故。

①由于天然气是一种气态物质，具有多种组分。在正常输气的情况下，采用密闭输送，管网各连接部位也采用密封连接，基本不会有气体泄漏。因此，在正常运行时，若不存在密封不严或操作失误的问题，不存在对地下水环境产生影响的污染源，不会影响沿线区域地下水质。若天然气发生泄漏，由于天然气中气体成分均为不溶于水物质，且该区域地下水埋深较深，基本不会对地下水质量造成污染影响。

②因泄漏进而引发火灾爆炸事故时，会因燃烧作用生成大量的 CO_2、H_2O 和 CO 等，但由于本项目危险物质主要为天然气，基本不溶于水，发生火灾后也仅产生 CO_2、H_2O 和 CO 等，因此即使发生燃烧后也不会对地下水产生影响。

综上分析，本项目风险情境下产生的污染物对地下水无影响。

5.9.5 环境风险防范措施

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.9.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

①严格遵守井下作业的安全规定；井场设置明显的禁止烟火标志；井场安装探照灯；井场设置现场检测仪表；各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②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，并设置安全警戒岗；

③开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

④每次起钻前必须活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；气层钻井中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

⑤施工期泥浆池、放喷池、压裂废液池等严格按照防渗要求进行防渗；

⑥按班组进行防喷演习，并将附近的村庄加入到演习中，并达到规定要求；

⑦严格落实坐岗制度，无论钻井还是起下钻，或其他辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

⑧认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

⑨严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

⑩加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行；

⑪钻井中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业；

⑫发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻井；

⑬关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80％和地层破裂压力三者中的最小值。

5.9.5.2 集输事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②井场保温钢质管道外壁采用无溶剂环氧防腐涂料防腐，非金属管道钢接头外壁防腐层采用防腐+玻璃布防腐，管线采用耐腐蚀柔性复合管。

③管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013）设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

④在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、标志和警示牌等。

⑤建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

⑥按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于连接处和母材的缺陷。

⑦选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

③建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

④在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑤加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及管道输送知识，发现问题及时报告。

⑥严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

⑦加强巡线频次，排查管道周边信息，及时发现隐患并消除。

⑧施工期泥浆池、放喷池、压裂废液池等严格按照防渗要求进行防渗，详见表 5.4-5。

5.9.5.3 站场事故风险预防措施

（1）采用双层套管，严禁使用不合格产品，定期对站场进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀等进行检查；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。

（2）利用监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（3）管理措施

①在生产设施投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

⑦施工期泥浆罐、放喷池、应急池等应当采取防渗措施。

（4）油气泄漏事故防范措施

①加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

②强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

③工程建成后运行期间，随时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

④根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

⑤在输气管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

⑥从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

⑦重要危险点的仪表（流量、压力等）应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

⑧定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。治理输气管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止在管道两侧 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。管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

⑨加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

（5）危险废物运输事故风险防范

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。

当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，委托有资质单位处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖、捆扎、喷淋等措施防止扬散；

②对运输危险废物设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用；

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物；

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告；

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用；

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.9.5.4 环境风险应急处置措施

（1）泄漏事故应急措施

事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收

处置处理。

（2）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电、停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（3）管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.9.6 环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。牙哈凝气田区块环境风险应急预案已在属地原阿克苏地区库车市环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-014-L。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。牙哈凝析气田应急预案备案即将到期，目前未开展现有环境应急预案修编和备案工作。本次评价建议及时开展现有环境应急预案修编和备案工作。

（1）工程事故类型为天然气泄漏对区域大气环境造成影响。

（2）信息处理巡检人员发现输送管线泄漏后，应立即上报应急管理办公室，应急管理办公室接到报告后，首报应急管理办公室组长，同时报告应急管理办公室成员部门负责人。应急管理办公室组长立即向应急指挥领导小组组长报告。按照应急指挥领导小组的相关指令，应急管理办公室成员、部门按照职能分别向分公司业务主管部门、地方政府主管部门报告。应急管理办公室接报后，填写《应急报警记录表》。

（3）面对套管被腐蚀破坏井筒，在采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施后，事故风险较低。

5.9.7 风险评价结论

（1）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漏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。本项目大气环境风险潜势为III级，评价工作等级划分为二级，大气环境风险评价范围为各注气井外扩 5km 作为评价范围；地下水环境风险评价范围与地下水环境评价范围一致。

（2）甲烷毒性终点浓度-1 范围为半径 140m 圆形区域，毒性终点浓度-2 范围为半径 210m 圆形区域；CO 毒性终点浓度-1 范围为半径 190m 圆形区域，毒性终点浓度-2 范围为半径 90m 圆形区域。该范围内无村庄居民等环境敏感目标。

（3）项目运营期废水主要为新增生活污水、采出水和井下作业废水。生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理；采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，处理后达标后回注地层；井下作业废水对送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，不会对周边水环境产生影响。

（4）由于天然气是一种气态物质，具有多种组分。在正常输气的情况下，采用密闭输送，管网各连接部位也采用密封连接，基本不会有气体泄漏。因此，在正常运行时，若不存在密封不严或操作失误的问题，不存在对地下水环境产生影响的污染源，不会影响沿线区域地下水质。若天然气发生泄漏，由于天然气中气体成分均为不溶于水物质，基本不会对地下水质量造成污染影响。

（5）在落实有效的环境风险措施后，从风险预测结果来看，项目环境风险可降至可防控水平。

（6）建议：项目具有潜在的事故风险，要切实从建设、生产、贮存等各方面积极采取防护措施，企业应制定并及时修订突发环境事件应急预案。应根据国家环保管理要求，在项目运营一段时期后定期开展项目的环境影响后评价。

项目环境风险评价自查表见下表。

表 59-27　　环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="11">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>天然气</td><td>凝析油</td><td>柴油</td><td colspan="4">甲醇</td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td>23049.33</td><td>3.16</td><td>56</td><td colspan="4">2</td></tr>
<tr><td rowspan="9">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="3">500m 范围内人口数__＜500_人</td><td colspan="4">5km 范围内人口数__＜1 万__人</td></tr>
<tr><td colspan="6">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td>__0__人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td>F1 □</td><td>F2 □</td><td colspan="3">F3 √</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td>S1 □</td><td>S2 □</td><td colspan="3">S3 √</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td>G1 □</td><td>G2□</td><td colspan="3">G3 √</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td>D1 √</td><td>D2 □</td><td colspan="3">D3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q＜1 □</td><td>1≤Q＜10 □</td><td>10≤Q＜100 □</td><td colspan="3">Q＞100√</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td>M1 □</td><td>M2 □</td><td>M3 √</td><td colspan="3">M4 □</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td>P1 □</td><td>P2√</td><td>P3 □</td><td colspan="3">P4 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td colspan="2">E3 √</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td colspan="2">E3 √</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="2">E2√</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+ □</td><td>IV □</td><td>III √</td><td>II √</td><td colspan="3">I □</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="2">一级 □</td><td colspan="2">二级 √</td><td colspan="2">三级 □</td><td colspan="2">简单分析 □</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="4">有毒有害 □</td><td colspan="4">易燃易爆 √</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="4">泄漏 √</td><td colspan="4">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 √</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="3">大气 √</td><td colspan="3">地表水√</td><td colspan="2">地下水√</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="2">计算法 □</td><td colspan="2">经验估算法 □</td><td colspan="2">其他估算法 √</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="4">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="2">SLAB □</td><td colspan="2">AFTOX √</td><td colspan="2">其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="4">预测结果</td><td rowspan="2">甲烷</td><td colspan="5">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_140_m</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_210_m</td></tr>
<tr><td rowspan="2">CO</td><td colspan="5">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_60_m</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_190_m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="8">最近环境敏感目标__/____，到达时间__/__h</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="8">下游厂区边界到达时间___/___d</td></tr>
</table>

工作内容		完成情况
		最近环境敏感目标___/___，到达时间___/___d
重点风险防范措施		详见 5.9.5 小节
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，本工程的环境风险可防控。
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。		

5.10 退役期环境影响分析

5.10.1 退役期污染源

退役期为注采井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。当储气库进入退役期，各种机械设备将停止使用，进驻其中的工作人员将陆续撤离，运营期产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

注采井服务期满后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截取一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周围大气环境的影响。

退役期通过加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线的措施减少对周边环境影响。

另外，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。废弃建筑垃圾收集后拉运至牙哈固废填埋场进行处置，废防渗材料收集后送有资质的单位处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.10.2 退役期生态保护措施

5.10.2.1 退役期生态环境保护措施

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

（1）根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

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

（3）保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（4）及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

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

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

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

5.10.2.2 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建注采井场 9 座，所有地面工程占地范围均需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植在自然状态下逐渐得到恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在8m范围内，在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6 环境保护措施可行性论证

6.1 大气污染防治措施可行性论证

6.1.1 施工期废气污染防治措施

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油发电机废气和施工车辆尾气。提出以下大气污染防治措施：

（1）场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度。

（2）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少盐碱地暴露时间。

（3）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）。

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

（5）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。

（6）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。

（7）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。

（8）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。

（9）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（10）施工过程加强电网检修，保证电网供应，同时燃用合格燃料，从而从源头减少发电机废气对环境的影响。

（11）放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

以上施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油发电机废气和施工车辆尾气防治措施简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为无组织排放源。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，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；本工程采用密闭集输，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，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（GB39728-2020）》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≥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，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期废气污染防治措施

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

类比以往同类闭井井场验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施及其可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工期废水主要为生活污水、管道试压废水、酸化压裂返排液、钻井废水。

（1）生活污水

生活污水排入井场撬装设施暂存，定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站处置。

（2）试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，试压废水循环使用，在最后一条管线试压完毕后集中收集，用于场地洒水抑尘，不外排。

（3）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水经泥浆不落地系统处理后，液相用于配置钻井液，循环利用不外排，完井后根据类型不同采取不同措施妥善处置。

（4）酸化压裂返排废液

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，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，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

运营期废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水。

（1）采出水

集注站采出水经牙哈处理站采出水外输设施送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不向外环境排放。要求日常加强采气和集输过程的动态监测，原料气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

（2）井下作业废水

井下作业废水主要来源为修井过程产生的压井水、压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

6.3 噪声防治措施及其可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括管线工程，高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。采取的隔声降噪措施如下：

①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；

③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；

④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

⑤施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响；

⑥设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工所在区域较空旷，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，根据噪声预测结果并类比同类型项目施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

营运期噪声源主要包括井场和集注站产噪设备产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（2）对设备采取减振方式，选择低噪声/低振动型设备。

（3）设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查。

根据噪声预测结果并类比同类型项目，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线，类比同类型项目，退役期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.4 固废治理措施及其可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

（1）剩余土方

施工期开挖土方用于施工作业带平整，无弃土外运，措施可行。

（2）施工废料

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋处置，不外排，措施可行。

（3）钻井岩屑和泥浆

在钻井阶段，返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。

（4）废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物

含油废物包括沾染废油的油桶等物质及岩屑池、应急池等产生废防渗材料，钻井过程中钻井液配制以及压裂返排液中和需要烧碱会产生废烧碱包装袋，危险废物收集后暂存于迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间，交有资质单位处置。

（5）水泥基础

施工结束后，对井场进行平整恢复，清除占地内水泥基础，收集后运至牙哈固废填埋场填埋。

（6）生活垃圾

施工期生活垃圾集中收集后拉运至牙哈固废填埋场填埋，措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置、管理措施

项目运营期注气期产生的固体废物主要为分离杂质（HW08，900-249-08）、废滤芯（HW08，900-041-49）、废润滑油、沾油废物（HW08，900-214-08）；采气期产生的固体废物为清管废渣（HW08，071-001-08），乙二醇再生系统产生的废活性炭（HW08，900-039-49）、油气开采、管道集输、井下作业产生的

废落地油（HW08，071-001-08）、修井作业产生的废防渗材料（HW08，900-249-08）和生活垃圾。运营期危险废物由专用桶收集暂存于已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置；生活垃圾集中收集后送牙哈固废填埋场。

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《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）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日 生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

①废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送牙哈固废填埋场妥善处理。

③对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

④运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

⑤退役期管线等钻井设备拆除过程中应防止原油或废液泄漏污染地面；沾有原油的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 生态恢复治理要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》(HJ651-2013）的相 关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目所有施工临时占地范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，对占地范围内植被进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场和管线临时占地植被恢复。

6.5.2 施工期生态环境保护措施

6.5.2.1 地表扰动生态环境保护措施

工程应严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，办理相关手续，并进行补偿和恢复。施工过程中应尽量避开植被较丰富的区域开挖，施工完毕后及时对开挖地面进行回填，不留疏松地面。

对于井场、集输管线建设等工程均应严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，按照有关规定办理建设用地审批手续。井场、管线等工程在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工中按要求进行分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期；站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，对井场地表进行砾石压盖。

此外施工过程应充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

6.5.2.2 生物多样性保护措施

对于项目建设等工程施工过程中均应采取以下措施：

施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

对于井场建设工程施工期涉及油料、伴生气的工程还应强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

类比牙哈凝析气田现有井场采取的生物多样性保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.2.3 野生动植物生态保护措施

（1）植物保护措施

对于项目建设等工程施工过程中均应采取以下措施：

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏植物。

②管线施工范围应严格限制在 8m 范围内；井场施工范围应限制在 90m×120m 的井场临时用地范围内；管线工程施工范围应限制在 30m×6m 的操作坑范围内。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的践踏破坏。

③妥善处置施工废物，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的植物。

④在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将植物作为薪柴使用。

⑤及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑥施工时对表土进行剥离存放，用于植被恢复；对施工导致植物损失的区域，采取植物补偿措施。在植物恢复时，需选择适合当地的本地种植物，还需考虑当地土壤底质、不同种类植被的特性、种植密度、种植宽度、本地植物重建等因素。

⑦强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物的破坏。

（2）野生动物保护措施

对于工程建设等工程施工过程中均应采取以下措施：

①井场和集输管线设计选线和开挖位置选择过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③加强井区的野生动物保护，确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

⑥施工结束后及时选用当地物种进行植被恢复，重建动物生境。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的环境保护措施可行。

6.5.2.4农田区生态保护措施

本项目永久占地和临时占用农田为垦荒耕地，非基本农田。

（1）严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

（2）在下阶段的设计中应进一步优化设计方案，减少占用耕地。

（3）严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 8m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。

（4）保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线

（5）对占用的农田的表土进行单独收集，施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实。

（6）在农作物生长季节施工时，应做好洒水降尘工作，减少扬尘对农作物的影响。

（7）临时占用的农田区域，使用后（完钻或管线道路工程完成后）立即实施复垦措施；可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

（8）提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

（9）按照国家和地方补偿标准进行补偿，补偿费由建设单位支付给当地政府，当地政府、村委会发放给个人。

6.5.1.3林地生态保护措施

本工程永久占地和临时占用林地，项目需采取的保护措施包括：

（1）在下一阶段的设计建设单位应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使田林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497 号）及阿行署办〔2008〕27 号文件〈印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知〉文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续。

（2）工程征占地范围内的植物要征得相关部门的同意，办理相关手续，进行补偿和恢复。

（3）严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

（4）项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

（5）运营期主要是对施工期砍伐的林草地进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护林地的意识。

6.5.2.7 水土流失防治措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，运营期以水蚀为主。工程开发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加强水土保护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。

④井场永久占地地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（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。在施工作业区设彩条旗等明显作业区域标志，以示明车辆行驶的边界，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集输管道经过冲沟发育地区，管道需要进行水工保护。管道穿越冲沟（渠），对岩质构造设混凝土连续覆盖防护。

②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。

③井场工程区场地平整：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。

④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。

⑤对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑥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。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的环境保护措施可行。

6.5.2.8 防沙治沙措施

（1）在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

（2）施工土方全部用于管沟回填和平整，严禁随意堆置。施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙化。

（3）遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。

（4）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。

（5）井场和集输管线设计选线和开挖位置选择过程中，尽量避开植被较丰富的区域，在植被覆盖度高的地段采取人工开挖。

（6）土方开挖过程应采取分层开挖、分层回填的方式；井场平整后，采取砾石压盖。

类比区域现有井场采取的生态环境保护措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.5.3 运营期生态环境保护措施

6.5.3.1 监督和管理措施

（1）针对本项目的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方责任以及奖惩规定。

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

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

6.5.3.2 运营期生态保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实；对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量；

（2）在道路边、井场周边及管线沿线区域，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（3）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。

（4）加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生。

（5）对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延；

（6）项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。

针对井场和集输管线加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。定时巡查井场、管线等，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油，防止污染扩大蔓延，降低土壤污染影响。特别是临近耕地区域应强化风险控制措施，避免因管道泄漏引起的油料泄漏进而危害耕地范围内植被和土壤。

6.5.4 退役期生态恢复措施

生态环境恢复治理措施

严格按照相关要求，对废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采气设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾；保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

（2）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目注采分开管网总长度 43km，双向输气管道 6.5km。管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管线内物质清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；根据周边区域的自然现状，采取人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子对其进行恢复。

（3）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.5.5 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程永久占地征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

拟建工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

（1）对永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

（2）按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表植被破坏。

（3）施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

（4）施工机械不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。通过采取以上措施，拟建工程井场及站场、管线和电力设施永久占地面积可得到

有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和动物影响较小。

6.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.6.1 施工期控制措施

应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染；严格采取各项水土保持措施。

6.6.2 运营期控制措施

（1）源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低集输管线中原油泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

①选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生概率；

②对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低；采取分区防渗；定期开展土壤跟踪监测并制定监测计划。

③定期派人检查井口区，是否有原油泄漏的现象发生。

④由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

⑤如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

（2）过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.6.3 跟踪监测

根据项目特点及《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）相关要求，制定跟踪监测计划，具体见 9.3.3.2 章节。

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。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产 企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目（HJ 349-2023）》，分析项目温室气体排放源和气体种类，并提出针对性的控制措施与管理要求，减少温室气体排放。

7.1 温室气体排放量核算

7.1.1 项目温室气体排放类别和气体种类

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，中国石油天然气生产企业核算排放源类别和气体种类包括 7 类：①燃料燃烧 CO_2 排放；②火炬燃烧排放 CO_2 和 CH_4；③工艺放空排放 CO_2 和 CH_4；④CH_4 逃逸排放；⑤CH_4 回收利用量；⑥CO_2 回收利用量；⑦净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

项目内容主要包括气藏工程、钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和辅助工程。项目施工期依托区块内现有电力设施，柴油发电机作为备用，本次项目按照最不利情况即施工期全部采用柴油燃烧发电，运营期无燃料燃烧，对照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，项目施工期涉及的温室气体排放类别和气体种类为柴油发电机燃料燃烧 CO_2 排放、试采期间燃烧排放的 CO_2 和 CH_4，运营期涉及的温室气体排放类别和气体种类为油气集输过程中 CH_4 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放。项目温室气体排放类别和气体种类见表 7.1-1。

表 7.1-1　　项目温室气体排放类别和气体种类

阶段	排放类别	设备或工序	温室气体种类	备注
施工期	燃料燃烧	柴油发电机	CO_2	按照最不利情况即钻井施工期全部采用柴油燃烧发电
	燃烧	试油	CO_2、CH_4	
运营期	CH_4 逃逸排放	井口、油气集输	CH_4	
	净购入电力	用电设施	CO_2	

7.1.2 核算方法和源强

中国石油天然气生产企业的温室气体（GHG）排放总量等于化石燃料燃烧 CO_2 排放量，加上火炬燃烧排放量，加上各个业务环节的工艺放空排放和逃逸排放之和（其中非 CO_2 气体应按全球增温潜势，即 GWP 值，折算成 CO_2 当量），减去企业的 CH_4 和 CO_2 回收利用量，再加上企业净购入电力和净购入热力的隐含 CO_2 排放量，公式如下：

$E_{GHG}=E_{CO2_燃烧}+E_{GHG_火炬}+\sum(E_{GHG_工艺}+E_{GHG_逃逸})s-R_{CH4_回收}\times GWP_{CH4}-R_{CO2_回收}+E_{CO2_净电}+E_{CO2_净热}$

E_{GHG} 为企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO2_燃烧}$ 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG_火炬}$ 为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_工艺}$ 为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_逃逸}$ 为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s 为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4_回收}$ 为企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4} 为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21；

$R_{CO2_回收}$ 为企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2_净电}$ 为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2_净热}$ 为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2。

项目主要涉及燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放的 CO_2 和 CH_4、CH_4 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放，具体核算方法如下：

（1）燃料燃烧排放

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$E_{CO_2_燃烧}=\sum_j\sum_i\left(AD_{i,j}\times CC_{i,j}\times OF_{i,j}\times\frac{44}{12}\right)$$

式中：

$E_{CO2\text{-}燃烧}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料的 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。

项目燃料燃烧 CO_2 排放具体参数取值见表 7.1-2。

表 7.1-2　　项目燃料燃烧 CO_2 排放具体参数取值

阶段	燃料种类	$AD_{i,j}$	$CC_{i,j}$	$OF_{i,j}$
施工期	柴油	306t	0.85t 碳/t 燃料	0.98
备注：①柴油密度按照 0.84kg/m^3 取值；②$OF_{i,j}$ 取值参考《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二中表 2.1 常见化石燃料特性参数缺省值。				

根据计算可知，施工期柴油燃烧 CO_2 排放量为 934.626t。

（2）火炬燃烧排放

项目钻井试油期间伴生天然气燃烧排放，同时考虑 CH_4 和 CO_2 排放，火炬燃烧排放量计算公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i为火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$为正常生产状态下第i号火炬系统的火炬气流量，单位为万Nm^3，项目取0.14m^3×10^4/h;

$CC_{非CO2}$为火炬气中除CO_2外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万Nm^3；

OF为第i号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

V_{CO2}为火炬气中CO_2的体积浓度，取值范围为0～1，如火炬气中CO_2的体积浓度为2%，则V_{CO2}取0.02，本项目取0.00187；

V_{CH4}为火炬气中CH_4的体积浓度，本项目取0.92555；

44/12为碳与二氧化碳转换系数；

19.7为CO_2气体在标准状况下的密度，单位为吨/万Nm^3;

7.17为CH_4气体在标准状况下的密度，单位为吨/万Nm^3。

$$CC_{非CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4}\right)$$

式中，

n为火炬气的各种气体组分，CO_2除外；

$CC_{非CO2}$为火炬气中除CO_2外的其它含碳化合物的含碳量，单位为吨碳/万Nm^3；

V_n为火炬气中除CO_2外的第n种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围0~1，如某含碳化合物的体积浓度为90%，则V_n取0.9；

CN_n为火炬气中第n种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

计算可知，项目 $E_{CO2\ 正常火炬}$=22.861 吨 CO_2，$E_{CH4\ 正常火炬}$=0.163 吨 CH_4（折 3.425 吨 CO_2），即火炬燃烧 CO_2 排放量为 26.286 吨。

（3）CH_4 逃逸排放

①石油开采 CH_4 逃逸排放

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中，

$E_{CH4-开采逃逸}$为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目取 0；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个），本项目井口装置取 0；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目取 17；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个），项目取 2.5。

经计算 $E_{CH4-开采逃逸}$=42.5 吨 CH_4（折 892.5 吨 CO_2），即天然气开采 CH_4 逃逸排放 $CO_2$892.5 吨。

②气输 CH_4 逃逸排放

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

式中，

$E_{CH4-气输逃逸}$为天然气输送过程中产生的CH_4逃逸排放，单位为吨CH_4；

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

EF_j为每个设施j的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/（年•个），管线取0.85。

经计算 $E_{CH4-气输逃逸}$=47.65 吨 CH_4（折 1000.65 吨 CO_2），即天然气输送 CH_4 逃逸排放 $CO_2$1000.65 吨。

（4）净购入电力隐含的排放

本项目电力按照企业净购入电力核算 CO_2 排放量。

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

式中，

$E_{CO2-净电}$为净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh），项目取 254.71；

$EF_{电力}$为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh，取 0.997；

经计算 $E_{CO2-净电}$为 253.946 吨 CO_2。

（5）温室气体（GHG）排放总量

本项目温室气体（GHG）排放总量为：

$E_{GHG}=E_{CO2_燃烧}+E_{GHG_火炬}+E_{CH4-开采逃逸}+E_{CH4-油输逃逸}+E_{CO2-净电}$=3108.008 吨

综上所述，故本项目温室气体（GHG）排放总量为 3108.008 吨 CO_2。

7.2 温室气体控制措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及运输等方面均采取了一系列控制措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术控制措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，采用自动控制技术，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行 LDAR 检测，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，降低系统超压安全阀起跳等事故情形次数，减少进入火炬中的放空气量。

7.2.2 节能降耗控制措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

（5）负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

7.2.3 运输措施

项目井场注采均采用密闭集输管道输送，减少车辆转运过程中产生的温室气体排放。

7.3 温室气体管理措施

迪那油气开发部建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.4 温室气体评价结论及建议

7.4.1 温室气体评价结论

项目实施后，在工艺技术、节能降耗、运输、管理等方面均采取了较完善的温室气体控制措施。

7.4.2 温室气体排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境影响分析

项目实施后环境影响预测与环境质量现状对比情况见表 8.1-1。

表 8.1-1　项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095- 2012）及其修改单二级标准；《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准。	项目 P_{max}1.673%	否
地表水	/	项目无废水外排	否
地下水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准； 石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。	集输管线采取防腐防渗措施	否
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。	满足质量标准	否

由上表可知，项目对周边环境质量影响较小。

8.2 社会效益分析

项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，工程开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 经济效益分析

项目总投资 591451 万元，其中环保投资 1159.9 万元，占总投资的 0.2%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

项目环保治理措施及其投资估算详见表 8.1-2。

表 8.1-2　　项目环保治理措施及其投资估算一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	50
	焊接烟尘	颗粒物	无组织排放	
	测试放喷废气	颗粒物、非甲烷总烃	科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染	
	柴油发电机废气	烃类、CO、NO_2、SO_2	柴油发电机为备用，施工过程加强电网检修，保证电网供应，燃用合格燃料	
	机械、车辆尾气	烃类、CO、NO_2、SO_2	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养	
废水	生活污水	COD、BOD、NH_3-N、SS	生活污水排入生活污水池，定期送至牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置	20
	钻井废水	SS、COD、石油类	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。	
	管道试压废水	SS	循环使用，试压结束后用于区域洒水降尘	
	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	在井场中和后收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置。	
噪声	挖掘机、装载机等施工设备	噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间	30
固体废物	施工期	剩余土方	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运	96
		钻井岩屑、泥浆	返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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	

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
			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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。	
		废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	专用设备贮存，委托有资质单位处理	
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋	
		建筑废料		
		生活垃圾	收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋	
生态	生态恢复	施工营地：严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。管线：严格控制管线施工作业带，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。		133
	水土保持	防尘网苫盖，限行彩条旗、洒水抑尘		80
	防沙治沙	植物措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；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路线和范围		65
防渗	重点防渗区	危废间地面	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行	260
		放喷池、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、钻台、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆泵区、泥浆料台、加重装置、管排架、坡道、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6m，渗透系数为 1×10^{-7}cm/s	
	一般防渗区	材料房、生活污水池、修理房等	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s	
运营期				
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、甲醇	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为单井逸散的无组织废气，主要为非	--

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
			甲烷总烃和甲醇。井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护。	
废水	采出水	石油类、SS、COD	采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理	20
	井下作业废水	石油类、SS、COD	送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理	
	生活污水	COD、氨氮、SS	送牙哈运维中心现有污水处理站处理	
噪声	采气树、压缩机等	噪声	基础减振、选用低噪声/低振动设备。	--
固废	分离杂质、废滤芯、废润滑油、沾油废物；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、油气开采、管道集输、井下作业产生的废落地油、修井作业产生的废防渗材料	专用桶收集暂存于已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。		60.9
	生活垃圾	收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋		
环境风险	用于事故状态下油气放喷。管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体泄漏检测报警仪。设施数量按照消防、安全等相关要求设置			50
防渗	重点防渗区	井口、焚烧池区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，≤1×10^{-7}cm/s	80
	一般防渗区	工艺装置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s	
退役期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	--
噪声	运输车辆	噪声	加强运输车辆管理、合理安排作业时间和运输路线。	--

项目	污染源	污染物	处理措施	投资
固废	废弃管线	废弃管线	维持现状，两端使用盲板封堵。	--
	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	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	
	废防渗材料	废防渗材料	收集后由有危废处置资质单位接收处置	15
生态	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	200
合计				1159.9

8.4 环境措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”。从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

8.4.1 环保措施的环境效益

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

本项目运营期无废水排放，不会对地表水产生污染。

（3）噪声

通过采取选用低噪声/低振动设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（4）固体废弃物

项目运营期固废均妥善处置，不外排。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业中的占地。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减少其对周围环境的影响。

8.4.2 环境损失分析

项目在建设过程中，由于需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损

失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/km^2~60×10^4 元/km^2，根据项目永久占地面积 42.19hm^2，计算得出生态经济损失预计 25.314 万元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

8.4.3 环保措施的经济效益

项目通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些措施的经济效益也很可观。

8.5 小结

经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，由于敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

从环境经济损益分析角度分析，项目建设可行。

9 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，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

9.1 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地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。

9.1.1 管理机构及职责

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。

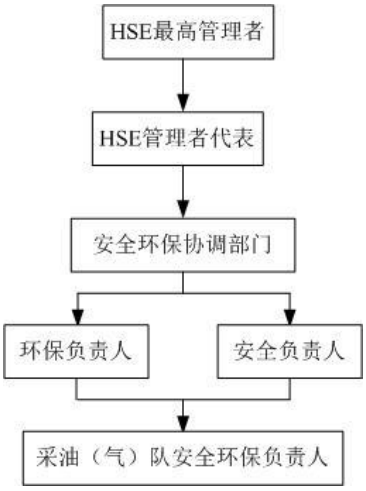

图 9.1-1　塔里木油田分公司环境管理机构设置

塔里木油田分公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 9.1-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等，公司安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标

准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全地执行，各单位安全环保负责人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

9.1.2 环境管理体系

塔里木油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《塔里木油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

塔里木油田分公司是有几十年发展历史的老油田，在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的 HSE 管理体系。本工程属塔里木油田分公司管辖，在开发建设期、运营期也必须建立和实施 HSE 管理体系，并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（S7/16276-2014）的要求，其中环境管理的内容应符合 IS014000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油天然气开采、集输等有关标准的要求。

塔里木油田分公司的 HSE 管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分，下面分别就开发建设期和运营期进行论述。

塔里木油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 IS014001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，塔里木油田分公司已逐步形成完整的 HSE 管理体系。2013 年 2 月 18 日，塔里木油田公司第七版 QHSE 管理手册正式发布，标志着油气田质量体系与 HSE 体系整合工作进入全面推广实施阶段。

本油气田开发建设工程应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 IS014000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关油气开采、集输等环境保护的要求。

9.1.2.1 施工期 HSE 管理体系

（1）HSE 方针和目标

本工程开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标。

①各项活动都遵守国家及新疆维吾尔自治区颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

②参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

③将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

④在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的地貌。

⑤加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

⑥对施工单位 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

（2）组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制。上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

①项目经理

- 项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；
- 采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；
- 为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；
- 坚持进行监视、记录和审查；
- 负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；
- 任命 HSE 部门经理。

②HSE 部门经理

- 在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；
- 在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；
- 批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

③HSE 负责人和 HSE 工程师

- 负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；
- 对施工期间出现的环境问题加以分析；
- 监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；
- 协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训。
- 及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

④全体施工人员

- 每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- 执行 HSE 管理规程、标准；
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

（3）培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

——学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境要求；

——认清环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序，以及符合 HSE 管理体系要求重要性；

——认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——减少、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和润滑油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

③HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

——所有文件都必须报建设单位审批；

——经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

——所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

——根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

——凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

——文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行。

——所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

——所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其他记录一起交给建设单位，如现场考察报告：法律、法规、标准、准则和条款，环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息，事故报告，环境审核结果等。

④检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和 HSE 审核。在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。

9.1.2.2 运营期 HSE 管理体系

（1）HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针。

①遵守国家及新疆维吾尔自治区政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

②项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到天然气开采对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

③将 HSE 管理体系作为天然气开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油气田运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

④有效地处理天然气开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

⑤按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

上级主管部门对油气田运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

（2）组织机构和职责

①组织机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受塔里木油田分公司质量安全环保科的直接领导。

②职责

1）塔里木油田分公司 HSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；
- 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；
- 采取相应的措施使环境管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；
- 为环境管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；
- 坚持进行监视、记录和审查，负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

- 组织鉴定和推广环境科研成果。

2）塔里木油田分公司 HSE 管理

- 在 HSE 事务中代表塔里木油田分公司 HSE 管理委员会行使职权；
- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；
- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例，环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；
- 组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议；
- 在生产过程中，发现问题，及时向上级主管部门汇报、提出建议，使上级主管部门对 HSE 体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；
- 组织推广和实施先进的污染治理技术。

3）HSE 兼职管理员和全体人员

- HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- 执行 HSE 管理规程、标准。
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报。并提出改进意见。

（3）培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本工程全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

——学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

——了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

——掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

——掌握事故的预防和紧急处理方法。

（4）HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理；

①所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；

②经批准的文件及时下发给各有关岗位，要求他们按照文件执行；

③所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

④根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

⑤凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本。

⑥文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要留存期限并予以注明；

⑦所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

⑧所有批准的与 HSE 有关的事务，都应做详细的记录，具体如下：

- 政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；
- HSE 方针；
- 环境危害及有关影响；
- 应急准备和响应信息；
- 会议、培训、检查记录；
- 发现问题的纠正和预防措施；
- 事故报告；
- 环境审核和评审结果。

（5）检查、审核和评审

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，塔里木油田分公司质量安全环保科要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

（6）持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.2 污染物排放管理要求

9.2.1 排污许可制度衔接

项目应严格按照国家排污许可证改革的要求，推进污染源“一证式”管理工作，并作为建设单位在生产运营期接受环境监管和环境保护部门实施监管的主要法律文书，单位依法申领排污许可证，按证排污，自证守法。环境保护部门基于企事业单位守法承诺，依法发放排污许可证，依证强化事中事后监管，对违法排污行为实施严厉打击。

根据《排污许可管理条例》，建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。为此，下阶段应将项目建设内容、产品方案、建设规模，采用的工艺流程、工艺技术方案，污染预防和清洁生产措施，环保设施和治理措施，各类污染物排放总量，自主监测要求，环境安全防范措施，环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证，具体内容详见报告书各章节。企业在设计，建设和运营过程中，需按照许可证管理要求进行监测和申报，自证守法；许可证内容发生变更应进行申报，重大变更应重新环评和申请许可证变更。环保管理部门对许可证内容进行定期和不定期的监督核查。

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），项目属于“5941 油气仓储”。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，属于“四十四、装卸搬运和仓储业 59，102 危险品仓储 594－其他危险品仓储（含油品码头后方配套油库，不含储备油库）”，实施登记管理的行业。建设单位可参照《关于发布排污许可证承诺书样本、排污许可证申请表和排污许可证格式的通知》（环规财〔2018〕80 号）、《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》《2020 年纳入排污许可管理的行业和管理类别表》《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）等排污许可证相关管理要求执行排污许可证，在规定时限内申请变更排污许可证回执。

9.2.2 污染物排放清单

9.2.2.1 环保信息公示

（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

负责人：王清华

生产地址：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。

主要建设内容及规模：本工程共包括气藏工程、钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和辅助工程。

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 257.90×$10^8$$m^3$、凝析油 1886.83×$10^4$t。每年 3～10 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月～次年 3 月采气 120 天，日均注气 1142.86×$10^4$$m^3$/d，日均产气 2000.0×$10^4$$m^3$/d，年工作气量 24.0×$10^8$$m^3$，设计库容 151.62×$10^8$$m^3$，垫底气量 127.62×$10^8$$m^3$，地下储库运行压 33.2～41.7MPa，运行 32 个周期，累产气 993.98×$10^8$$m^3$，累产油 988.55×$10^4$t。

②钻前工程：9 座注采井场场地平整，建设岩屑池等基础设施。

③钻井工程：新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m，完钻目的层为古近系苏维依组；双台阶水平井 4 口，平均井深 6395m，目的层为古近系苏维依组和白垩系巴什基奇克组。

④储层改造工程：

对新钻 17 口井及利用 26 口老井进行储层改造，采用酸化工艺，通过酸液对地层孔隙内的颗粒和堵塞物的的溶蚀作用，改善储层渗流空间

⑤油气集输工程：

注采井场：新建注采井场 9 座；利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口，注气井 12 口。

集注站：在牙哈处理站新建集注站 1 座，新建注气规模 1100×$10^4$$m^3$/d，新建 2 台电驱离心压缩机，单台排量 550×$10^4$$m^3$/d、设计点工况排气压力 38MPa，新建采气处理规模 2000×$10^4$$m^3$/d，设置 2 套 1000×$10^4$$m^3$/d 烃水露点控制装置，采用“乙二醇+J-T 阀节流制冷工艺”，新建 1 套 120t/d 乙二醇再生及注入装置，1 套 950×$10^4$$m^3$/d 高压放空系统、空氮站系统 1 套。

分输站：在克轮复线 4#阀室基础上新建分输站 1 座。

注采管网：新建注采分开管网总长度 43km，其中新建注气干线 2 条，设计压力 41MPa，注气干线管径 DN250、长度 5.89km，注气支线 7 条，管径 DN150~DN250、长度 15.61km；新建采气干线 2 条，设计压力 14MPa，采气干线管径 DN450、长度 5.89km，采气支线 7 条，管径 DN250~DN400、长度 15.61km。

双向输气管道：新建双向输气管道 6.5km，起点克轮复线 4#阀室，末点

牙哈集注站。

⑥辅助工程：

牙哈办公楼及公寓：新建办公楼 1 座，在原 1#和 2#公寓间扩建公寓 1 座。

工程配套自控仪表、供配电、通信、总图运输、道路、非标设备、给排水及消防等公用辅助配套系统。

②排污信息

项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃、甲醇。

废水：施工期钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水及生活污水、运营期采出水、井下作业废水及生活污水。

噪声：设备噪声。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 9.3-1。

（2）公开方式及时间要求

公开方式：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。

公开时间要求：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。

9.2.2.2 环境管理台账

应按照有关要求，及时并如实记录项目原辅材料的消耗量及固废产生量等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

9.2.2.3 污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 9.2-1 至表 9.2-3。

表 9.2-1　　项目运营期废气污染物排放清单

编号	污染源	污染物	污染物产生			处理措施		污染物排放		排放量 t/a	排放时间 h/a
			核算方法	废气量 m^3/h	产生速率 kg/h	工艺	效率%	核算方法	排放速率 kg/h		
无组织	单井场	非甲烷总烃	系数法	--	--	--	--	系数法	0.0058	0.046	7920
		甲醇	系数法	--	--		--	系数法	0.0002	0.000	7920
	双井场	非甲烷总烃	系数法	--	--		--	系数法	0.0106	0.084	7920
		甲醇	系数法	--	--		--	系数法	0.0002	0.000	7920
	集注站	非甲烷总烃	系数法	--	--		--	系数法	0.0767	0.225	7920
		甲醇	系数法	--	--		--	系数法	0.0007	0.001	7920
	分输站	非甲烷总烃	系数法	--	--		--	系数法	0.0057	0.045	7920

表 9.2-2　　项目运营期噪声污染物排放清单

装置		噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声排放值		持续时间 /h
				核算方法	噪声值 dB（A）	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB（A）	
注气期	集注站	过滤分离器	频发	类比法	85	基础减振，安装隔振垫	25dB(A)	类比法	60	5040
		压缩机	频发	类比法	95	安装于隔声降噪的压缩机厂房内	25dB(A)	类比法	70	
	井场	泵	频发	类比法	90	基础减振，安装隔振垫	25dB(A)	类比法	65	
采气期	集注站	生产分离器	频发	类比法	75	基础减振，安装隔振垫	25dB(A)	类比法	50	2080
		分离器	频发	类比法	75		25dB(A)	类比法	50	
		空冷器	频发	类比法	90		25dB(A)	类比法	65	
		过滤器	频发	类比法	85		25dB(A)	类比法	60	

装置		噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声排放值		持续时间/h
				核算方法	噪声值dB（A）	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值dB（A）	
		火炬	偶发	类比法	110	偶发	25dB(A)	类比法	110	
	井场	采气树	频发	类比法	85	基础减振，安装隔振垫	25dB(A)	类比法	60	

表 9.2-3　　项目运营期危险废物产排污统计表

时期	危险废物名称	类别	代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	措施
注气期	废滤芯	HW49其他废物	900-039-49	0.5	过滤分离	固态	油类物质	油类物质	T，I	委托有资质单位处理
	过滤分离的杂质	HW08废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.003	过滤分离	固态	油类物质	油类物质	T，I	
	废润滑油		900-214-08	8.8	设备维修	液态	油类物质	油类物质	T，I	
采气期	废活性炭	HW49其他废物	900-039-49	0.7	乙二醇再生	固态	油类物质	油类物质	T，I	委托有资质单位处理
	清管废渣	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.06	清管	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T，I	
	落地油		071-001-08	1.7	油气开采、管道集输、井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T，I	
	废防渗材料		900-249-08	4.25	井下修理	固态	油类物质	油类物质	T，I	

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测目的及机构

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染

方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。

（1）对生产期的污染源及环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担。

（2）常规项目环境监测可由塔里木油田下属环保监测站进行，但从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗。

（3）建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级生态环境部门的指导、监督和检查。

9.3.2 监测人员职责

根据国家颁布的环境质量标准和污染物排放标准，参与制定监测工作计划。完成预定的监测计划。填写监测记录和编制监测报告并及时报告给环境管理人员。应定期参加技术培训，参加主管部门的技术考核。

9.3.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《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)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划和工作方案。

9.3.3.1 污染源监测计划

本项目污染源监测计划见表 9.3-1。

表 9.3-1　　污染源监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频次
废气	井场、集注站无组织废气	非甲烷总烃、甲醇	下风向场界外 10m 范围内	1 次/季
	设备泄漏检测	泄漏检测值	阀门、开口阀、取样连接系统	1 次/半年
		泄漏检测值	法兰及其他连接件、其他密封设备	1 次/年
噪声	站场厂界噪声	Leq（A）	场界外 1m	1 次/季

9.3.3.2 环境质量现状监测计划

本项目环境质量现状监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2　　环境质量监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、铬（六价）、耗氧量、氨氮	本项目地下水下游	监测井每半年1次
土壤环境	石油类、石油烃（C_6-C_9)、石油烃（C10-C40)、砷、六价铬、盐分含量、pH	代表性井场采气树管道接口处、集注站采气处理工艺处	1次/年
生态环境	植物措施生长情况	井场周边及管线沿线	1次/季
	沙化土地的动态变化信息		1次/5年
	生物多样性		

9.3.3.3 管线泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）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；

③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VOC_S物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于2000μmol/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。

9.4 环境保护“三同时”验收

根据建设项目环境管理办法，污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后，应对环境保护设施进行验收。拟建项目竣工环保“三同时”验收一览表见表 9.4-1。

表 9.4-1　　建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
施工期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）表 2 标准
	焊接废气	颗粒物	无组织排放。	
	柴油发电机废气	CO、SO_2、烃类、NO_2	使用合格燃料，加强施工管理	
	施工机械和运输车辆尾气	CO、SO_2、烃类、NO_2	选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。	
	测试放喷废气	颗粒物	在修建地面放喷池内放喷，采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）表 2 标准
		非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
废水	管道试压废水	SS	循环使用，试压结束后，用于周边泼洒抑尘。	不外排
	酸化压裂返排液	SS、COD、石油类、硫化物、挥发酚、酸碱	在井场中和后收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置	
	钻井污水	COD、石油类、SS	钻井废水经固液分离后，循环利用不外排	
	生活污水	COD、SS、NH_3-N	生活污水排入生活污水池，定期送牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置。	
噪声	钻机、挖掘机等施工设备	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备，采取基础减振降噪措施，合理安排作业时间。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固体	管沟开挖	弃土	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后用于回填管沟及场地平	不外排

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
废物			整，不外运。	
	焊接及管道吹扫	施工废料	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处理	
	钻井工程	钻井泥浆、岩屑	返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理。	
		废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物	专用设备贮存，委托有资质单位处理	
	施工建筑	建筑废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运牙哈固废填埋场处理	
	施工人员	生活垃圾	集中收集后运至牙哈固废填埋场进行处置。	
生态	生态恢复		施工营地：严格控制临时占地，尽量避让植被较多的区域。	植被恢复程度不低于施工前，临时

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
			管线：严格控制管线施工作业带，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。施工结束后，应对施工营地、管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用施工前期的表土覆盖于临时占地表层。	占地恢复到之前状态
	防沙治沙		植物措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；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路线和范围。	-
防渗	重点防渗区	危废间地面（依托迪那 2 区域天然气处理厂危废暂存间）	已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）防渗	--
		放喷池、柴油罐区、柴油发电机组、应急池、岩屑池、钻台、泥浆备用罐、泥浆罐区、泥浆泵区、泥浆料台、加重装置、管排架、坡道、固井水泥罐区	等效黏土防渗层 Mb≥6m，渗透系数为 1×10^{-7}cm/s	
	一般防渗区	材料房、生活污水池、修理房等	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s	
运营期				
废气	井场无组织逸散	非甲烷总烃	采用密闭集输工艺，井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门的检修和维护。	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		甲醇		《大气污染物综合排放标准》

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
				（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值
废水	采出水	石油类、SS、COD	采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理	不外排
	井下作业废水	石油类、SS、COD	送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理	不外排
	生活污水	COD、氨氮、SS	送牙哈运维中心现有污水处理站处理	不外排
噪声	采气树、压缩机等	噪声	选择低噪声、低振动设备，基础减振，加装消声器。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值
固废	分离杂质、废滤芯、废润滑油、沾油废物；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、油气开采、管道集输、井下作业产生的废落地油、修井作业产生的废防渗材料		专用桶收集暂存于已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置。	妥善处理，不外排
	生活垃圾		收集后定期送至牙哈固废填埋场填埋	
环境风险	管线破裂		井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等要求设置	
			按照环境风险设置应急预案。	
防渗	重点防渗区	井口装置区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s	《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934–2013)
退役期				
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准

项目	污染源	主要污染物	处理措施	验收标准
噪声	运输车辆	噪声	合理安排作业时间和运输路线。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
固废	废弃管线		维持现状，两端使用盲板封堵。	妥善处置，不外排
	废弃建筑垃圾		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	妥善处置，不外排
	废防渗材料等含油废物		由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收。	妥善处置，不外排
生态	生态恢复	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。		恢复原貌

9.5 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）中的相关要求，项目正式投产或运营后，每 3～5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入牙哈凝析气田整体开展环境影响后评价工作。

10 环境影响评价结论

10.1 结论

10.1.1 工程概况

（1）项目名称：塔里木牙哈储气库项目（重大变动）

（2）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）建设性质：新建

（4）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，中心地理坐标为：东经 83.46207°，北纬 41.70690°。

（5）项目投资：项目总投资 591451 万元，其中环保投资 1159.9 万元，占总投资的 0.2%。

（6）建设内容及规模

本工程共包括气藏工程、钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和辅助工程。

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 257.90×$10^8$$m^3$、凝析油 1886.83×$10^4$t。每年 3～10 月注气 210 天，平衡期 35 天，每年 11 月～次年 3 月采气 120 天，日均注气 1142.86×$10^4$$m^3$/d，日均产气 2000.0×$10^4$$m^3$/d，年工作气量 24.0×$10^8$$m^3$，设计库容 151.62×$10^8$$m^3$，垫底气量 127.62×$10^8$$m^3$，地下储库运行压 33.2～41.7MPa，运行 32 个周期，累产气 993.98×$10^8$$m^3$，累产油 988.55×$10^4$t。

②钻前工程：9 座注采井场场地平整，建设岩屑池等基础设施。

③钻井工程：新钻注采井 17 口，其中，水平注采井 13 口，平均井深 6128m，完钻目的层为古近系苏维依组；双台阶水平井 4 口，平均井深 6395m，目的层为古近系苏维依组和白垩系巴什基奇克组。

④储层改造工程：

对新钻 17 口井及利用 26 口老井进行储层改造，采用酸化工艺，通过酸液对地层孔隙内的颗粒和堵塞物的的溶蚀作用，改善储层渗流空间

⑤油气集输工程：

注采井场：新建注采井场 9 座；利用老注采井口 26 口，其中采气井 14 口，注气井 12 口。

集注站：在牙哈处理站新建集注站 1 座，新建注气规模 1100×$10^4$$m^3$/d，

新建 2 台电驱离心压缩机，单台排量 550×$10^4m^3/d$、设计点工况排气压力 38MPa，新建采气处理规模 2000×$10^4m^3/d$，设置 2 套 1000×$10^4m^3/d$ 烃水露点控制装置，采用“乙二醇+J-T 阀节流制冷工艺”，新建 1 套 120t/d 乙二醇再生及注入装置，1 套 950×$10^4m^3/d$ 高压放空系统、空氮站系统 1 套。

分输站：在克轮复线 4#阀室基础上新建分输站 1 座。

注采管网：新建注采分开管网总长度 43km，其中新建注气干线 2 条，设计压力 41MPa，注气干线管径 DN250、长度 5.89km，注气支线 7 条，管径 DN150~DN250、长度 15.61km；新建采气干线 2 条，设计压力 14MPa，采气干线管径 DN450、长度 5.89km，采气支线 7 条，管径 DN250~DN400、长度 15.61km。

双向输气管道：新建双向输气管道 6.5km，起点克轮复线 4#阀室，末点牙哈集注站。

⑥辅助工程：

牙哈办公楼及公寓：新建办公楼 1 座，在原 1#和 2#公寓间扩建公寓 1 座。

工程配套自控仪表、供配电、通信、总图运输、道路、非标设备、给排水及消防等公用辅助配套系统。

（9）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 321 天，施工期不设置生活营地，施工人员生活依托牙哈公寓。

10.1.2 产业政策符合性

对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油天然气”中第 2 条原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，不在其负面清单内。

10.1.3 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是区域紧邻沙漠，受沙尘暴影响，$PM_{2.5}$、PM_{10}超标现象严重。监测期间监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求，甲醇满足《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准，区域环境空气质量较好。

（2）地下水

3 个引用水质现状监测点位除 W2 农田机井 1#、W3 农田机井 2#点位的溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、钠和锰超标外，其余监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准，石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。地下水溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、钠、锰出现超标，主要为地质成因的高背景值所致。

（3）声环境

现状监测表明，各监测点声级值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》2 类区标准。总体来看，评价区内的声环境质量较好。

（4）土壤环境

区域建设用地土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 筛选值第二类用地标准，石油烃满足表 1 第二类用地筛选值标准限值要求。区域农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）表 1 筛选值标准，区域土壤环境质量良好。

（5）生态环境现状

项目评价范围内土地利用类型主要为林地、草地、耕地、工矿仓储用地、交通运输用地、其他土地。评价范围植被覆盖率低、种类组成贫乏等特点，属典型的荒漠生态景观。评价区域内植被类型主要可分为胡杨、柽柳、芦苇丛、栽培植被。评价范围内栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。项目调查范围内无生态红线、公益林等生态敏感区。根据现场调查及资料收集，评价范围内环境的功能具有一定的稳定性及可持续发展性。

10.1.4 污染物排放情况及环境保护措施

10.1.4.1 废气污染源及治理措施

施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油钻井机/机械及车辆尾气、发电机废气。施工扬尘采取洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；焊接烟尘无组织扩散；选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放；柴油发电机废气采取保证电网供应，燃用合格燃料措施；机械、车辆尾气选择符合排放标准的施工机械和燃料，加强车辆及机械设备维护保养；测试放喷废气通过科学测算放喷时间，减少放空造成环境污染。

运营期废气主要是井场无组织排放的非甲烷总烃、甲醇。项目采用密闭集输工艺，井场设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

10.1.4.2 废水污染源及治理措施

施工期废水主要为钻井废水、酸化压裂返排废液、管道试压废水和少量生活污水，运营期废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水。退役期无废水污染物产生。

施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置。

运营期生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理。

10.1.4.3 噪声污染源及治理措施

施工期噪声污染源主要为不同的施工阶段使用的施工机械，如柴油发电机（备用）、钻机、泥浆泵、推土机、混凝土翻斗车、挖掘机等，产噪声级在75~80dB(A）之间。工程采取选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

运营期井场产噪设备主要为采气树、压缩机、分离器等设备噪声，项目采取基础减振等降噪措施。

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

10.1.4.4 固废污染源及治理措施

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料、建筑废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾。开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整，不外运；施工废料、建筑废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋处置；返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理；废润滑油和沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物危废暂存间暂存，交有资质单位处置；生活垃圾集中收集后拉运至牙哈固废填埋场填埋。

项目运营期注气期产生的固体废物主要为分离杂质（HW08，900-249-08）、废滤芯（HW08，900-041-49）、废润滑油、沾油废物（HW08，900-214-08）；采气期产生的固体废物为清管废渣（HW08，071-001-08），乙二醇再生系统产生的废活性炭（HW08，900-039-49）、油气开采、管道集输、井下作业产生的废落地油（HW08，071-001-08）、修井作业产生的废防渗材料（HW08，900-249-08）和生活垃圾。运营期危险废物由专用桶收集暂存于已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置；生活垃圾集中收集后送牙哈固废填埋场。

退役期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃管线、废弃建筑垃圾和废防渗材料，废弃管线维持现状不再开挖，管线内物质应清空干净，两端使用盲板封堵；废弃建筑垃圾收集后拉运至牙哈固废填埋场填埋处理；废防渗材料等含油废物定期交有资质单位处理。

10.1.5 主要环境影响

10.1.5.1 废气污染源及治理措施

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和退役期。

施工期主要是施工扬尘、焊接烟尘、测试放喷废气、柴油钻井机、机械及车辆尾气、发电机废气对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，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，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运营期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃、甲醇对大气环境造成的影响，项目采出的原油经汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏，经估算，本项目非甲烷总烃、甲醇对周边环境影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

退役期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。采取以上措施后，退役期对大气环境影响可接受。

10.1.5.2 地表水环境影响

施工期钻井废水经固液分离后，循环利用不外排；酸化压裂返排废液在井场中和后在收集罐内暂存，送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站妥善处置；本项目管道分段试压，试压用水采用中性清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；生活污水定期拉运至牙哈运维中心现有污水处理站妥善处置。

运营期生产废水主要为采出水和井下作业废水，采出水送牙哈 7 低压集气站污水处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水送牙哈运维中心现有污水处理站处理。

综上，项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

10.1.5.3 地下水环境影响分析

本次地下水评价，在搜集当地水文地质条件资料的基础上，运用解析法预测了施工期非正常状况钻井废水泄漏和运营期集输管线泄漏对项目区附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对区域内地下水造成一定影响。针对可能出现的事故情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头

控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

10.1.5.4 声环境影响分析

项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运营期噪声主要来自采气树、压缩机、分离器等，通过基础减振、选用低噪声/低振动设备等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不造成扰民现象。

退役期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境影响可接受。

10.1.5.5 固体废物环境影响分析

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料、建筑废料、钻井岩屑、钻井泥浆、废润滑油、沾油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾。开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后多余土方用于回填管沟及场地平整，不外运；施工废料、建筑废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至牙哈固废填埋场填埋处置；返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，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。油基泥浆钻井岩屑采用不落地系统收集后，拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理进行处理；废润滑油和沾油废物、废烧碱包装袋等危险废物危废暂存间暂存，交有资质单位处置；生活垃圾集中收集后拉运至牙哈固废填埋场填埋。

项目运营期注气期产生的固体废物主要为分离杂质（HW08，900-249-08）、废滤芯（HW08，900-041-49）、废润滑油、沾油废物（HW08，900-214-08）；采气期产生的固体废物为清管废渣（HW08，071-001-08），乙二醇再生系统产生的废活性炭（HW08，900-039-49）、油气开采、管道集输、井下作业产生的废落地油（HW08，071-001-08）、修井作业产生的废防渗材料（HW08，900-249-08）

和生活垃圾。运营期危险废物由专用桶收集暂存于已建危废暂存间后交由有危废处置资质的单位处置；生活垃圾集中收集后送牙哈固废填埋场。

退役期固废主要为地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃管线、废弃建筑垃圾和废防渗材料，废弃管线维持现状不再开挖，管线内物质应清空干净，两端使用盲板封堵；废弃建筑垃圾收集后拉运至牙哈固废填埋场填埋处理；废防渗材料等含油废物定期交有资质单位处理。

综上所述，固体废弃物经妥善处理后，不会对周围环境产生影响。

10.1.5.6 生态环境影响分析

工程站场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，站场主要体现在土地利用、水土流失及运营期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运营期对生态影响较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响较小，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

10.1.5.7 土壤环境影响

项目区域建设用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；农用地土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018）表 1 筛选值标准。本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

10.1.5.8 环境风险评价

该项工程采取的环境风险措施及制定的预案切实可行。在严格落实风险防范措施、应急预案后，环境风险达到可接受水平，项目环境风险是可防控的。

10.1.6 总量控制

运营期总量控制指标为 NOx：0.000t/a，VOCs：0.991t/a，COD：0.000t/a，NH_3-N：0.000t/a。

10.1.7 公众意见采纳情况

在环境影响评价工作期间，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）的有关要求，通过网络公示、报纸公示征求了公众意见。调查结果表明：公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

10.1.8 环境管理与监测计划

拟建工程应在施工期、运营期和油气田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据相关标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定了拟建工程的监测计划和工作方案。

10.1.9 项目建设可行性结论

拟建工程符合国家产业政策，各项污染源治理措施可靠有效，污染物均能够达标排放，可以满足当地的环境功能区划的要求；项目符合清洁生产要求；项目环境风险在落实各项措施和加强管理的条件下，在可接受范围之内；污染物排放总量符合总量控制要求；根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司反馈的公众参与调查结果，项目未收到公众反馈意见。项目具有良好的经济和社会效益。综上所述，在全面加强监督管理，执行环保“三同时”制度和认真落实各项环保措施的条件下，从环境保护角度分析，工程的建设是可行的。

10.2 要求与建议

10.2.1 要求

（1）建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线，并征得当地环保、规划等部门同意，对于穿跨公路等必须征得有关管理部门的同意。应尽可能避开耕地、林地、地表水体以及村民聚集区。

（2）切实做好防渗，防止污染土壤和地下水环境。

（3）建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。

（4）要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据油气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

（5）项目正式投产或运营后，应纳入牙哈凝析气田整体定期开展环境影响后评价工作。

10.2.2 建议

（1）建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

（2）加强工程安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

（3）建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。