

哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程

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：二〇二二年五月

目 录

1 概述	1
1.1 任务由来及背景	1
1.2 项目特点	2
1.3 环境影响评价工作过程	4
1.4 分析判定相关情况	5
1.5 主要环境问题及环境影响	21
1.6 环境影响评价主要结论	21
2 总则	22
2.1 编制依据	22
2.2 评价原则	26
2.3 环境影响因素识别与评价因子	26
2.4 评价工作等级和评价范围	27
2.5 评价标准	40
2.6 环境功能区划	45
2.7 环境保护目标	45
3 工程概况及工程分析	46
3.1 区块开发现状及回顾性分析	46
3.2 在建工程	54
3.3 依托工程	56
3.4 拟建工程	69
3.5 污染物排放统计	106
3.6 总量控制	106
4 环境现状调查与评价	109
4.1 自然环境现状调查与评价	109
4.2 环境敏感区调查	117
4.3 环境质量现状监测与评价	121
5 环境影响预测与评价	149
5.1 施工期环境影响分析	149
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	163

5.3 运营期地表水环境影响分析	174
5.4 运营期地下水环境影响预测与评价	179
5.5 运营期声环境影响预测与评价	199
5.6 运营期固体废物环境影响分析	201
5.7 运营期生态环境影响分析	203
5.8 运营期土壤环境影响分析	204
5.9 运营期环境风险评价	210
5.10 闭井期环境影响分析	224
6 环境保护措施可行性论证	226
6.1 大气污染防治措施可行性论证	226
6.2 废水治理措施及其可行性论证	228
6.3 噪声防治措施及其可行性论证	229
6.4 固废治理措施及其可行性论证	230
6.5 生态环境保护措施可行性论证	231
6.6 土壤环境保护措施	234
7 环境影响经济损益分析	237
7.1 环境影响分析	237
7.2 社会效益分析	237
7.3 经济效益分析	237
7.4 环境措施效益分析	239
7.5 小结	240
8 环境管理与监测计划	241
8.1 环境管理	241
8.2 污染物排放管理要求	248
8.3 环境监测计划	251
8.4 环境保护“三同时”验收	253
9 环境影响评价结论	258
9.1 结论	258
9.2 要求与建议	262

附图附件

附图：

- 附图 1：项目地理位置图；
- 附图 2：项目周边关系图；
- 附图 3：项目环境质量现状监测布点图；
- 附图 4：项目区域土壤类型图；
- 附图 5：项目区域土地利用现状类型图；
- 附图 6：项目区域植被类型图；
- 附图 7：项目与阿克苏地区环境管控单元位置关系图；
- 附图 8：项目与新疆生态保护红线位置关系图。

附件：

- 附件 1：环评任务委托书；
- 附件 2：新疆塔里木盆地哈德逊油田油气开采采矿许可证；
- 附件 3：项目区块现有环评批复及验收意见；
- 附件 4：项目现有井场钻井工程（勘探井）环评批复及验收意见；
- 附件 5：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 6：项目环境质量现状监测报告；
- 附件 7：项目环评委托书；
- 附件 8：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

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿 t、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。按照塔里木油田总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。作为塔北-塔中大油气区的主力区块，富满油田 2025 年预计建成产油 400×10⁴t/a、产气 400×10⁴Nm³/d 的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有跃满、富源、玉科、哈得、富源 II、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。

哈得区块地理位置位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距沙雅县城东南约 70km。油田开发建设过程中，哈得区块按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，主体工程分四期进行了环境影响评价工作。主要为《哈德4油田开发建设工程环境影响报告书》(新环监发〔2000〕194号)，已进行验收；《哈德四油田开发建设（扩大）工程环境影响评价大纲》(新环监函〔2001〕130号)，已进行验收；《中石油塔里木石油分公司哈德4油田新增90万吨产能开发建设工程环境影响报告书》(新环自函〔2005〕161号)，已进行验收；《中国石油塔里木油田分公司哈得逊油田开发调整方案环境影响报告书》(新环函〔2015〕461号)，目前正在建设中。2021年，开展了哈得油田后评价工作，于2021年3月15日取得《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕220号）。

为了满足哈得区块产能开发的需要，实现勘探井转开采井及管输生产，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 6600.91 万元在新疆阿克苏地区沙雅县中部塔里木河以南富满油田内实施“哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程”，主要为 2 口采油井地面井场的建设（富源 5 井、HD32-H7 井），实现勘探井转开采井，其中 HD32-H7 井配套建设油气集输管线；2 口注水井地面井场的建设（HD1-27-3H 注水井、HD11-4-2H 注水井），实现勘探井转注水井，2 口注水井均配套建设注水管线及洗井水回收管线；HD30-H8 井、HD32-H5 井、HD32-H9 井、HD302-H1 井、HD302-H2 井等 5 口采油井配套油气混输管线的建设。其他配套建设内容主要为 HD302H 采油井井场新建 4 井式阀组 1 座，用于

管接 HD302-H1 采油井、HD302-H2 采油井油气混输管线；哈一联外新建 1 座 8 井式阀组、1 座三相分离器橇、1 座油气计量器橇；HD32 试采点新建 1 座 4 井式阀组、1 套密闭装车橇、1 台抗硫生产分离器橇，用于 HD32-H5、HD32-H9、HD32-H7 等 3 口采油井油气混合采出液的分离；新建 HD32 试采点至 HD4-94 采油井原油外输管线，实现 HD32 试采点原油的管输。

本项目 2 口采油井（富源 5 井、HD32-H7 井）为勘探井转开采井，2 口注水井（HD1-27-3H 井、HD11-4-2H 井）为勘探井转注水井，4 口井钻井工程（勘探井）均已单独编制报告表并取得环评批复，目前正在陆续开展钻探和验收工作，因此本次 2 口采油井评价内容主要为施工期（井场地面工程、配套集输管线敷设）、运行期和闭井期；2 口注水井评价内容主要为施工期（井场地面工程、配套集输管线敷设）、运行期。根据《富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案环境影响报告书》，HD30-H8 井、HD32-H5 井、HD32-H9 井、HD302-H1 井、HD302-H2 井等 5 口采油井作为开发井建设，相关钻井及井场地面工程已在报告中进行分析，目前正处于钻探中，本次仅涉及以上 5 口采油井配套油气混输管线建设，因此评价内容主要为施工期（配套集输管线敷设）、运行期。

1.2 项目特点

项目生态影响和环境污染并重，且施工期、运营期对环境的影响并不相同。生态环境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；环境污染主要体现在施工期施工废水、废气、噪声、固废及运营期废气、废水、噪声、固废、环境风险等，特点如下：

（1）本次工程仅涉及已钻/在钻井场的井口设备安装、配套集输管线等辅助系统建设，均为地面工程，不涉及钻井及井下作业。

（2）项目建设 2 口采油井（富源 5 井、HD32-H7 井）为勘探井转开采井，其中富源 5 井油气分离后的伴生气经回收系统处理；HD32-H7 井伴生气随原油经新建的油气混输管线输送至 HD32 试采点进行分离后经回收系统收集处理。

根据建设单位要求，富源5井伴生气的回收处理工作建设单位单独立项，另行环评，不在本次评价范围内。

（3）本次新建HD30-H8井、HD32-H5井、HD32-H9井、HD302-H1井、HD302-H2井等5口开采井配套油气混输管线，其中HD30-H8井伴生气随原油一井经油气混输管线输送至哈一联处理；HD302-H1井、HD302-H2井伴生气随原油分别经各自油气混输管线输送至HD302H阀组后汇入现有油气混输干线，最终输送

至哈一联处理；HD32-H5井、HD32-H9井伴生气随原油分别经各自油气混输管线输送至HD32试采点进行分离后经回收系统处理。

根据建设单位要求，HD32试采点伴生气的回收处理工作建设单位单独立项，另行环评，不在本次评价范围内。

（3）项目2口注水井（HD1-27-3H井、HD11-4-2H井）由于在钻探过程到达目的层后出油量极少，因此根据地质开发需求转为注水井，实施开发注水，以提高油藏的开采速度和采收率，补充地层能量。

（4）项目采取密闭集输工艺，井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（5）项目施工期不设临时生活区，生活污水主要为盥洗废水，依托哈得作业区公寓（位于哈四联东侧）生活污水处理设施；试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排。运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水，回注井洗井废水经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

项目施工期、运营期无废水排入地表水体，不会对地表水造成影响。

（6）考虑管线输送介质的腐蚀性强度，项目HD30-H8、HD302-H1、HD302-H2、HD32-H9井配套建设的油气混输管线采用玻璃钢管；HD32-H5、HD32-H7井配套建设的油气混输管线采用柔性复合高压输送管；回注管线采用柔性复合高压输送管；洗井水回收管线采用玻璃钢管。正常状况下不会对地下水造成污染影响。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

（7）项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求。

（8）项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对土壤环境的影响可接受。

(9) 项目永久占地面积较小, 所在区域属植被较少, 未见野生动物出没, 管线敷设完成后及时对管构进行回填, 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是可以接受的。

(10) 项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢, 在采取相应的风险防控措施后, 环境风险可防控。

1.3 环境影响评价工作过程

本工程属于石油开采项目, 位于沙雅县。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), 项目所在区域位于沙雅县属于塔里木流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版), 该项目属于“五、石油和天然气开采业 07-7 陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”, 应编制环境影响报告书。

2022 年 2 月, 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 and 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, 编制完成《哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程环境影响报告书》(报审版)。

项目位于阿克苏地区沙雅县境内, 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》第十一条规定, 于 2022 年 2 月 24 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会官网进行了第一次公示; 于 2022 年 4 月 15 日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(登报日期 2022 年 4 月 23 日和 2022 年 4 月 25 日)进行项目征求意见稿公示, 公示时间为 10 个工作日。公示期间未收到公众意见反馈, 符合《环境影响评价公众参与办法》要求。

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（2019 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，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；对照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求。

1.4.2 与相关规划符合性分析

（1）新疆维吾尔自治区主体功能区规划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。项目位于沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及10个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。项目在主体功能区划图中的位置详见图1.4-1。

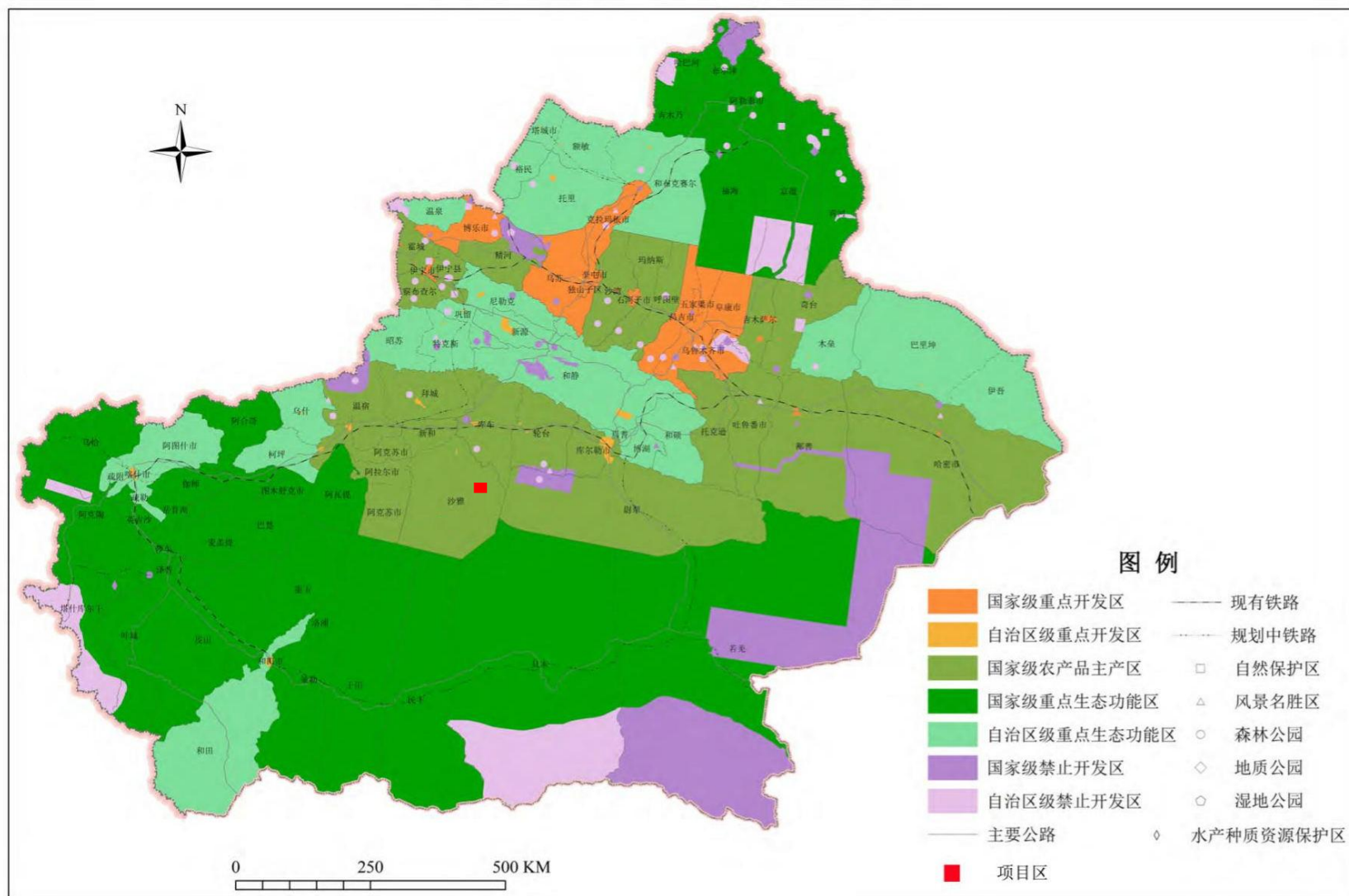


图 1.4-1 项目与自治区主体功能区划位置关系图

(2) 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），项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 1.4-1 和图 1.4-2。

表 1.4-1 区域生态功能规划

	生态区	生态亚区	生态功能区
生态功能分区单元	IV 塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	IV ₃ 塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区	71. 塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区
主要生态服务功能	沙漠景观、风沙源地、油气资源开发		
主要生态环境问题	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染		
主要生态敏感因子、敏感程度	土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感		

由表 1.4-1 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源开发”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。项目主要是管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及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。

综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。项目不属于新区块开发，项目的实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

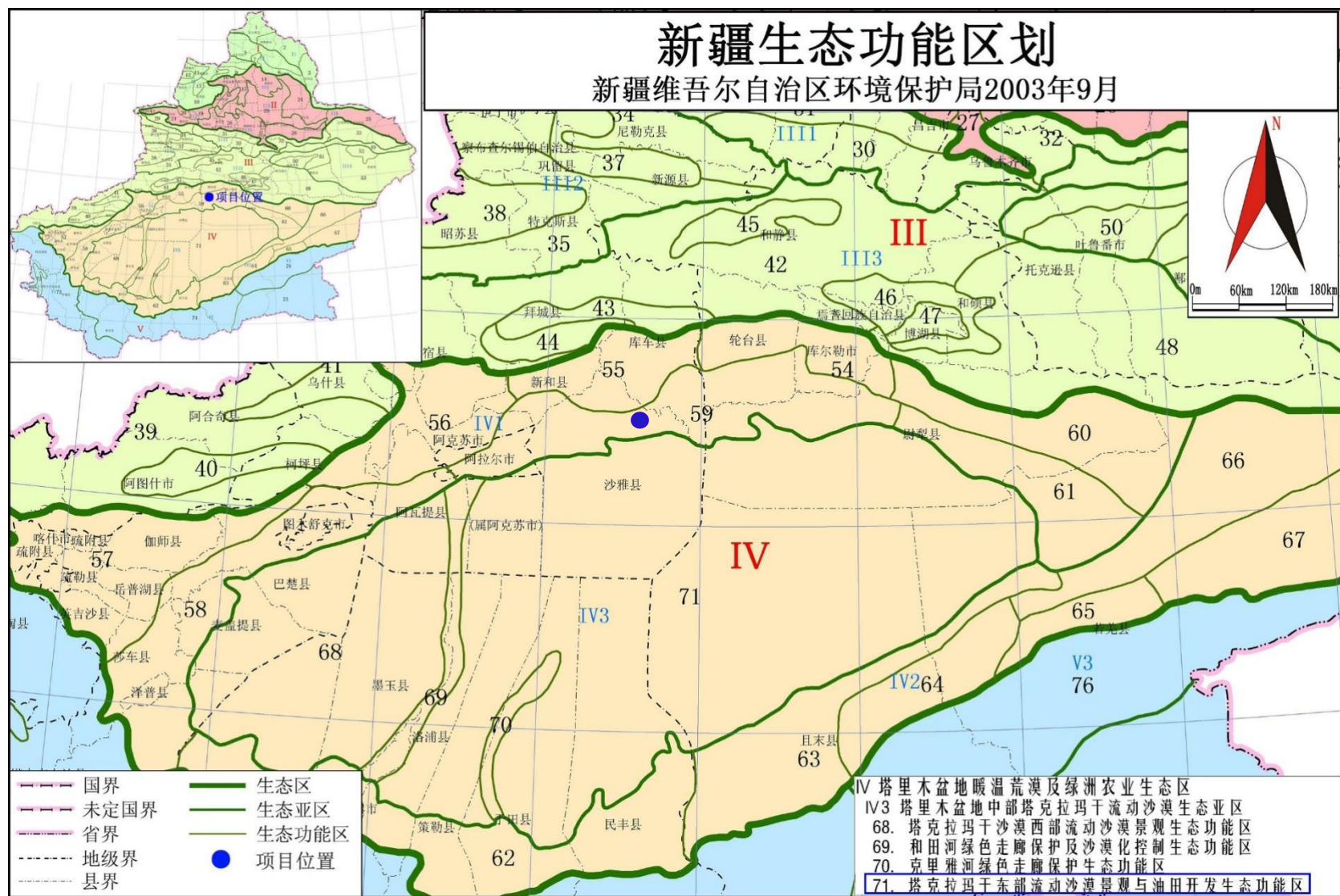


图 1.4-2 项目与自治区生态功能区划位置关系图

（3）其他规划符合性分析

项目对照《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《阿克苏国民经济和社会发展的第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆环境保护规划（2018-2022年）》等文件的符合性分析见表1.4-2。

表 1.4-2 本项目与相关规划的符合性

文件名称	文件要求	项目实际	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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。	项目属于塔里木油田油气开发项目。	符合
《阿克苏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。	项目属于塔里木油田油气开发项目。	符合
《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》	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，对克拉玛依市、巴州、阿克苏等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。	项目落地油泥桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。	符合

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《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）及《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕21号），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

根据阿克苏地区2020年环境空气质量监测数据可知，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，PM₁₀、PM_{2.5}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、H₂S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、表2第二类用地筛选值标准。

项目施工期废气、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。运营期无废水和固废产生，废气采取相应措施后经预测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。项目为石油天然气开采辅助工程，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

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结

构调整指导目录（2019 本）》，将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程建设符合国家相关政策。

项目位于沙雅县境内，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），沙雅县不在以上负面清单之列。

对照《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18 号），项目位于天山南坡片区范围内，符合该片区生态管控要求。

表 1.4-3 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

片区名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区	1.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，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。 2.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。 3.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。 4.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。 5、加强油（气）资源开发区土壤	1.项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，该区域地处塔克拉玛干沙漠，不涉及托木尔峰等冰雪水源。 2.项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时的用适地植物进行植被恢复。 3.项目附近无地表水体。施工期不设临时生活区，生活污水主要为盥洗废水，依托哈得作业区公寓生活污水处理设施；试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排。运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水，回注井洗井废水经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。项目施工期、运营期无废水外排，对地表水影响可接受。	符合

	环境污染综合治理。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	4.项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响。事故状况下，如管道泄漏，可能会对区域土壤环境有一定的影响，报告中已针对土壤环境提出具体的措施，对区域环境影响可接受。	
--	---------------------------------	---	--

对照《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发〔2021〕21号)，项目位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，属于沙雅县一般管控单元（编码 ZH65292430001），主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善。经对比分析，项目符合沙雅县一般管控单元的生态管控要求。

表 1.4-4 与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

环境管控单元名称 (编码)	环境管控单元类别	管控要求	本项目	符合性
沙雅县一般管控单元 (ZH65292430001)	一般管控单元	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	1.项目属于石油天然气开采和石油集输管线建设项目，符合自治区和阿克苏地区总体管控要求。 2.项目不占用基本农田。 3.项目不属于露天矿山采掘项目。 4.项目所在区域不属于优先保护类耕地区域。	符合
		1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。	1.项目符合阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.项目不属于畜禽养殖项目，不涉及粪污资源化利用。 3.项目不涉及农药使用、农村生活垃圾等。	符合

			5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。		
		环境 风险 管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。	项目符合阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。	符合
		资源 利用 效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	1.项目符合阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.项目属于石油天然气开采和石油集输管线、回注水管线、洗井水回收管线建设项目，不涉及秸秆综合利用、农药使用和农作物节水灌溉等。	符合

综上所述，本工程建设符合“三线一单”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）、《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）、《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）的符合性见表 1.4-5。

表 1.4-5 与相关环保政策符合性分析

文件名称	相关要求	本项目情况	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）	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。	项目为石油开采工程，坚持石油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的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	项目采取了完善的生态措施，减轻生态影响并及时的用适地植物进行植被恢复。项目已按要求设置了地下水水质监测井，并要求建设单位定期对地下水水质进行监测，防止回注过程对地下水的污染。	符合
	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。	项目伴生气回收利用率可达到80%以上的要求。	符合
	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	项目回注水水源分别为哈一联、哈得四联合站污水处理系统处理过的回注水，回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）限值要求。	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	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。	项目附近无地表水体。项目施工期不设临时生活区，生活污水主要为盥洗废水，依托哈得作业区公寓生活污水处理设施；试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排。运营期不	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
办环评函〔2019〕910号)		新增劳动定员，无新增生活废水；运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；运营期生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水，回注井洗井废水经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。项目施工期、运营期无废水排入地表水体，不会对地表水造成影响。	
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	项目各条集输管线、注水管线及洗井回水管线不涉及敏感区，管线沿线无居民，已采取风险防范措施。	符合
	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。	塔里木油田分公司哈得作业区已编制突发环境事件应急预案，并报阿克苏地区生态环境局沙雅县分局备案。	符合
	涉及废水回注的，应论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实	项目回注水水源分别为哈一联、哈得四联合站污水处理系统处理过的回注水，回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中限值要求；项目	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
	可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	回注地层为地质构造封闭地层，为现役油气藏。	
《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。	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。	项目采用先进技术、工艺和设备，不涉及使用国家和自治区明令淘汰技术、工艺、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。	项目施工期结束后恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
	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淘汰技术工艺及装备。	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
	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和作业带宽度。	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响》（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	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	项目地处塔克拉玛干沙漠，本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）	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。	提出有效可行的防沙治沙措施。	
《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。	项目不涉及占用耕地绿化造林。	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。	项目不涉及占用耕地建设绿色通道。	符合
	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	项目不涉及占用耕地挖湖造景。	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
	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。		
	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。	项目不占用永久基本农田扩大自然保护地。	符合
	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。	项目不涉及占用耕地从事非农建设。	符合
	严禁违法违规批地用地。 批地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。	项目不涉及违法违规批地用地。	符合

1.4.5 水土保持规划符合性分析

(1) 水土保持分区

项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，哈得区块内，地处塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030）。本工程属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。

南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足 10%。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。该区是沙雅县风蚀最为严重的地区。

治理措施主要有：①保护好现有沙生植被，对重点地区进行封育治理，减少乱砍乱伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被；②应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

(2) 水土流失治理分区

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号），项目所在区域沙雅县属于塔里木流域水土流失重点治理区。

(3) 项目符合性分析

本项目参照《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 2021 年第 4 批开发井建设项目（沙雅县）水土保持方案报告书》及《关于对中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 2021 年第 4 批开发井建设项目（沙雅县）水土保持方案的批复》（阿地水规设函〔2021〕65 号）的要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场、阀组站采取防沙治沙措施，集输管线两侧铺设草方格。草方格设置原则为：管线两侧各铺 3.5m 草方格。因此本工程的各项水保措施，是符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求的。

1.4.6 项目选址合理性分析

(1) 选址的环境敏感性分析

项目在现有区块内建设，所有工程均为地面工程，布置远离居民点等环境敏

感目标，占地类型主要为沙地及少量草地，不涉及占用生态保护红线，评价认为工程布置基本合理。项目管线工程的设计选线过程中，在考虑相关地面工程位置布局 and 地势走向的基础上，优先选择最短的路线减少占地面积，同时尽量避开沙地中植被较丰富的区域，最大限度避免破坏地表沙生植被。

（2）产业布局合理性分析

项目属于石油资源开发工程，符合国家产业定位和当地有关的矿产资源规划，符合国家对天然气开发的部署。本项目与当地产业布局方向是一致的，总体看，项目开发产业总体布局基本合理。

（3）环境影响可接受性分析

从环境影响评价结果看，项目在采取环评提出的废气、废水、噪声、固体废物污染防治措施及生态保护措施后，项目实施不会改变区域的环境功能区和生态功能区要求，对周边环境的影响在可接受范围内。

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。环境污染主要体现在施工期施工扬尘、机械、车辆尾气及运营期无组织废气对大气环境的影响，施工期生活污水对水环境的影响，施工期和运营期设备噪声对声环境的影响，施工期生活垃圾等固体废物的产生。主要采取以下措施：合理规划运输路线、运输车辆和堆存的土方加盖篷布、洒水抑尘等；不设临时生活区，施工生活废水、生活垃圾依托现有作业区现有公共设施；选用低噪声设备。

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》，2018 年 10 月 26 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) 《中华人民共和国安全生产法》，2014 年 12 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；
- (2) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，国家发改委令 2019 年第 29 号；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2021 年 1 月 1 日；
- (4) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77 号；
- (5) 国务院关于印发《关于印发大气污染防治行动计划》的通知，国发〔2013〕37 号；
- (6) 国务院关于印发《土壤污染防治行动计划》的通知，国发〔2016〕22

31 号;

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

(8) 《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;

(9) 《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;

(10) 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;

(11) 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;

(12) 《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;

(13) 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;

(14) 《中华人民共和国野生植物保护条例》, 2017 年 7 月 7 日;

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

(16) 《生态文明体制改革总体方案》, 2015 年 9 月 11 日;

(17) 《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;

(18) 《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;

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

(20) 《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;

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

(22) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》, 新政发〔2016〕21 号, 2016 年 1 月 29;

(23) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》, 新政发〔2017〕25 号, 2017 年 3 月 1;

- (24) 《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；
- (25) 《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》，新环发〔2016〕360号，2016年11月16日；
- (26) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；
- (27) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (28) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（试行）》，新环发〔2017〕1号，2017年7月21日；
- (29) 《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》；
- (30) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，新水水保〔2019〕4号；
- (31) 《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；
- (32) 《新疆环境保护规划（2018-2022年）》；
- (33) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，新政发〔2021〕18号；
- (34) 《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；
- (35) 《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；
- (36) 《阿克苏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》；
- (37) 《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；
- (38) 《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；
- (39) 《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；
- (40) 《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；
- (41) 《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通

知》，阿行署发〔2021〕81号。

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 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；
- (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 生态影响》(HJ19-2011)；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；
- (10) 《生态环境状况评价技术规范》(HJ192-2015)；
- (11) 《国家危险废物名录》(2021 版)；
- (12) 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SYT 5329-2012)；
- (13) 《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)；
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系 (试行)》；
- (15) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2016)；
- (16) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2016)；
- (17) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)；
- (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) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)。

2.1.4 其它相关文件

- (1) 现有工程环境影响评价报告、批复及验收文件。
- (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
	管沟开挖，管道敷设	-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	油气开采及集输	-1C	--	--	-1C	--	--	--	--
闭井期	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；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。闭井期对环境的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中土地和景观的长期利好影响。

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	施工期	污染源评价	颗粒物、SO ₂ 、NO _x
		影响分析	TSP、SO ₂ 、NO _x
	运营期	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃、CO、O ₃ 、H ₂ S
		污染源评价	非甲烷总烃、H ₂ S
		影响分析	非甲烷总烃、H ₂ S
	闭井期	污染源评价	颗粒物
		影响分析	颗粒物
地下水环境	现状评价		K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、氟化物、铁、锰、砷、汞、六价铬、铅、镉、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类
	污染源评价		SS、石油类
	影响评价		石油类
声环境	现状评价		等效连续A声级
	污染源评价		A声级
	影响分析		等效连续A声级
固体废物	施工期	污染源评价	剩余土方、施工废料、生活垃圾
		影响分析	
	运营期	污染源评价	落地油泥、清管废渣、废润滑油、沾油废物（含油抹布、劳保用品）
		影响分析	
土壤	现状评价		砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二

环境要素	评价类别	评价因子
		苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，及 pH、总铬、锌、阳离子交换量、石油烃
	影响分析	石油烃
生态环境	现状调查	生态功能区划、土地利用、植被类型、野生动物、土壤侵蚀
	影响分析	土地利用、植被绿化、野生动物、土壤破坏、景观生态、水土流失
风险	风险识别	原油、伴生气
	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 P_i 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

（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	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$

三级评价	$P_{\max} < 1\%$
------	------------------

（3）估算模型参数

①城市/农村选项

项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内哈得区块，各井场及管线周边均无城市建成区或规划区，因此选择农村。

②地表参数

评价区域内土地利用类型主要为戈壁，因此土地利用类型选沙漠荒地。

③区域湿度条件

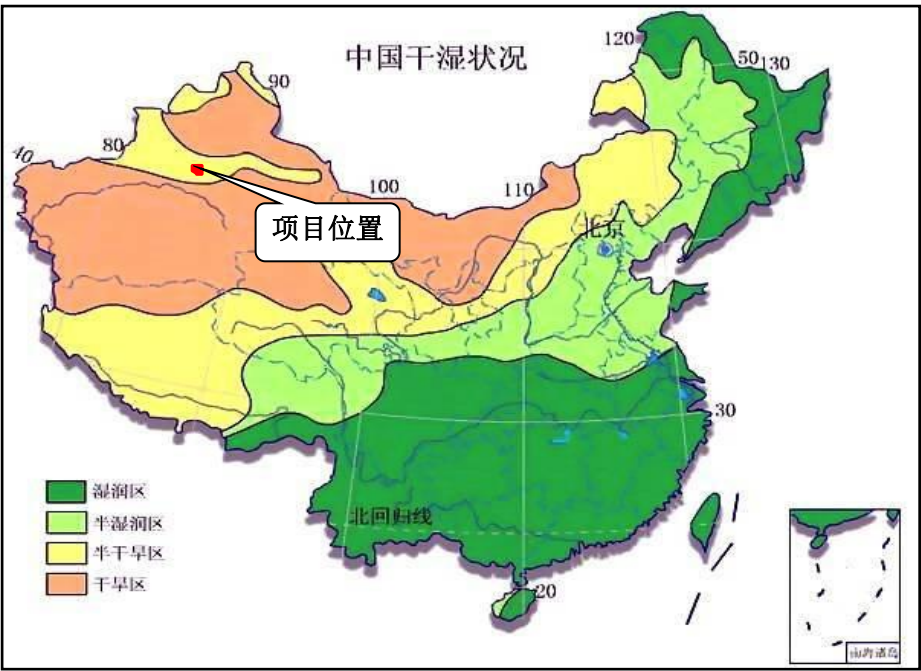


图 2.4-1 全国干湿状况划分图

根据图 2.4-1，项目区域湿度条件位于半干旱区，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/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		半干旱
是否考虑地形	考虑地形	是

参数		取值
	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/°	/

(4) 废气污染源参数

项目运营期废气主要为井场油气开采及试采点生产过程中无组织排放的非甲烷总烃，排放源主要为试采点和管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。HD1-27-3H 井、HD11-4-2H 井均为注水井，运营期无废气产生；HD30-H8 井、HD32-H5 井、HD32-H9 井、HD302-H1 井、HD302-H2 井等 5 口开采井本次只配套建设油气混输管线，运营期无废气产生。因此，本次环评仅对富源 5 井、HD32-H7 采油井、HD32 试采点进行分析。

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）

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
富源 5 采油井			944	125	89	2.0	5	0.028	0.00007
HD32-H7 采油井			944	125	89	2.0	0	0.007	0.00002
HD32 试采点			948	81	67	2.0	0	0.016	0.00004

(5) 估算模型计算结果

本项目废气污染源的正常排放污染物最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图 2.4-2。

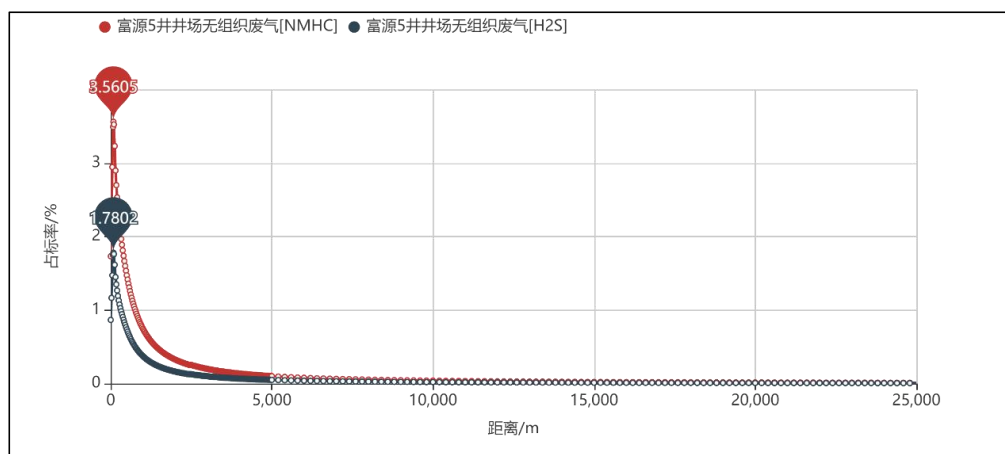


图 2.4-2 面源最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测结果图

(6) 评价等级确定

本项目大气环境影响评价定级判定见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气评价等级估算结果一览表

序号	污染源	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{oi} (mg/m^3)	P_i (%)	$D_{10\%}$ (m)	评价等级
1	富源 5 井	非甲烷总烃	71.210	2.0	3.56	--	二级
2		H_2S	0.178	0.01	1.78	--	二级
3	HD32-H7 井	非甲烷总烃	17.805	2.0	0.89	--	三级
4		H_2S	0.051	0.01	0.51	--	三级
5	HD32 试采点	非甲烷总烃	58.296	2.0	2.91	--	二级
6		H_2S	0.146	0.01	1.46	--	二级

注： C_i 污染物最大地面浓度； C_{oi} 污染物环境质量标准， P_i 污染物最大地面浓度占标率； $D_{10\%}$ 地面浓度达标准限值 10% 所对应的最远距离。

由上表可知，项目 $P_{\max}$ 为无组织排放非甲烷总烃， $C_{\max}$ 为 $71.210\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为 $1\% < 3.56\% < 10\%$ 。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。

(7) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 相关规定，二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5km，三级评价项目不设置大气环境影响评价范围，因此，HD32-H7 采油井不设大气评价范围；富源 5 采油井大气评价范围为以富源 5 井为中心，边长为 5km 的矩形区域；HD32 试采点大气评价范围为以 HD32 试采点为中心，边长为 5km 的矩形区域。

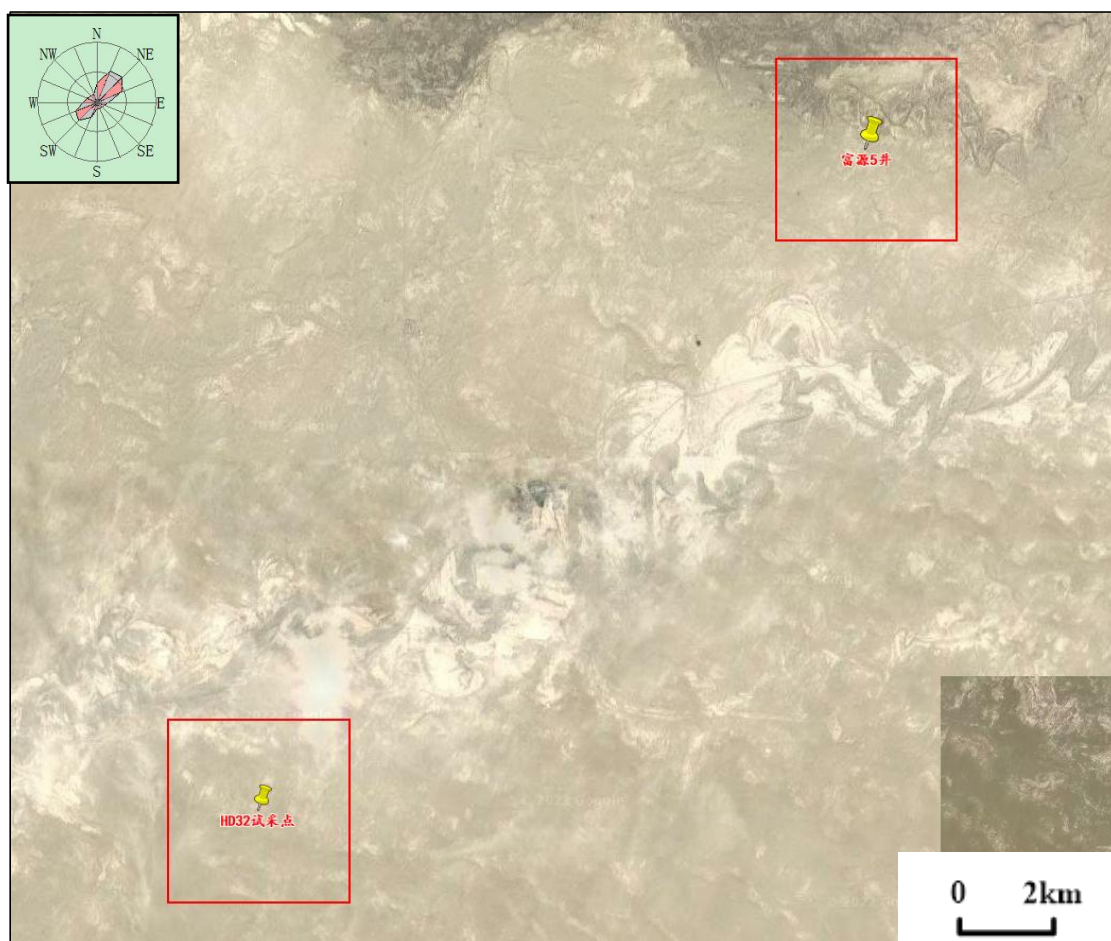


图2.4-3 大气评价范围图

2.4.2 地表水影响评价等级

项目施工期不设临时生活区，施工期主要为生活污水及试压废水。生活污水主要为盥洗废水，依托哈得作业区公寓生活污水处理设施；试压废水用于场地周边泼洒抑尘，不外排。

项目运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水，回注井洗井废水经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

项目施工期、运营期无废水排入地表水体，不会对地表水造成影响。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的评价等级判定依据，项目地表水环境影响评价等级为三级 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：

表 2.4 -6 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分表

等级划分 指标	建设项目情况	分级 情况
建设项目 行业分类	对照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属于 目录 F 石油、天然气类，37 石油开采 ，地下水环境影响评价项目类别划分为 I 类 。	I 类
地下水环境 敏感程度	本项目不在集中式饮用水水源（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，本工程地下水环境敏感程度分级为 不敏感 。	不敏感
工作等级划分		二级

表 2.4-7 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，地下水评价等级为二级。

(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）中关于“二级评价”范围的规定，本项目井场和站场评价范围为 6km²，根据地下水流向为自西北向东南，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。调查范围包含全部井场和站场评价范围，面积共计 450km²。调查范围和评价范围见图 2.4-4。

图 2.4-4 地下水评价范围图

2.4.4 声环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 环境特征

项目在现有哈得区块内建设，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，试采点、各井场、集输管线周边 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》（HJ2.4-2009）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》(HJ19-2011)，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

影响区域 生态敏感性	项目占地(水域)范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

(2) 项目占地及生态敏感性

项目占地面积(临时+永久)为 $0.265\text{km}^2 \leq 2\text{km}^2$ ，管线工程长度总计约 $31.634\text{km} \leq 50\text{km}$ 。评价区域内不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，不涉及风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区，属于一般区域。

(3) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)，项目影响区域的生态敏感度属于重要生态敏感区，项目生态影响评价等级为三级。

(4) 评价范围

评价的范围为井场(试采点)边界向外延伸 500m，管线两侧 200m。

2.4.6 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表 2.4-7。

表 2.4-7 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

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 对本项目涉

及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

原油密度按照 0.8395t/m³、天然气平均相对密度 0.76kg/m³，天然气中硫化氢含量约 0.2531%（2485mg/m³），计算得管道最大储油量。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力按设计值计；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数，8.314mol*K。

计算得管道带压运行状态下最大储气量、硫化氢含量。具体详见表 2.4-8。

表 2.4-8 项目危险物质储存情况一览表

序号	风险单元		危险物质	单元内最大存在量 t
1	站场	HD32 试采点	原油	11.753
			伴生气	0.245
			硫化氢	0.001
2	管线	HD30-H8 井油气混输管线	原油	24.715
			伴生气	0.514
			硫化氢	0.001
3		HD32-H5 井油气混输管线	原油	6.873
			伴生气	0.360
			硫化氢	0.001
4		HD32-H7 井油气混输管线	原油	10.122
			伴生气	0.539

序号	风险单元		危险物质	单元内最大存在量 t
			硫化氢	0.001
5		HD32-H9 井油气混输管线	原油	12.573
			伴生气	0.576
			硫化氢	0.001
6		HD302-H1 井油气混输管线	原油	5.820
			伴生气	0.194
			硫化氢	0.0005
7		HD302-H2 井油气混输管线	原油	5.694
			伴生气	0.190
			硫化氢	0.0005
8		HD32 试采点至 HD4-H94 井输油管线	原油	33.741
9	井场		危险废物	1.1
10	富源 5 采油井井场		原油	335.800
			伴生气	6.989
			硫化氢	0.018

项目涉及的危险物质数量与临界量比值（Q）确定表见表 2.4-9、2.4-10。

表 2.4-9 项目试采点、井场危险物质数量与临界量比值（Q）确定表

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
1	HD32 试采点	原油	--	11.753	2500	0.005	Q<1
2		伴生气 （天然气）	74-82-8	0.245	10	0.025	
3		硫化氢	7783-06-4	0.001	2.5	0.0004	
Q 值Σ						0.03	
1	富源 5 井场	原油	--	335.8	2500	0.134	Q<1
2		伴生气 （天然气）	74-82-8	6.989	10	0.699	
3		硫化氢	7783-06-4	0.018	2.5	0.007	
Q 值Σ						0.840	
1	井场	危险废物	--	1.1	--	--	Q<1
Q 值Σ						--	

表 2.4-10 项目管线危险物质数量与临界量比值（Q）确定表

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
1	HD30-H8 井油气混输管线	原油	--	24.715	2500	0.01	Q<1
		伴生气（天然气）	74-82-8	0.514	10	0.051	
		硫化氢	7783-06-4	0.001	2.5	0.0004	
		Q 值Σ					0.061
2	HD32-H5 井油气混输管线	原油	--	6.873	2500	0.003	Q<1
		伴生气（天然气）	74-82-8	0.360	10	0.036	
		硫化氢	7783-06-4	0.001	2.5	0.0004	
		Q 值Σ					0.039
3	HD32-H7 井油气混输管线	原油	--	10.122	2500	0.004	Q<1
		伴生气（天然气）	74-82-8	0.539	10	0.054	
		硫化氢	7783-06-4	0.001	2.5	0.0004	
		Q 值Σ					0.058
4	HD32-H9 井油气混输管线	原油	--	12.573	2500	0.005	Q<1
		伴生气（天然气）	74-82-8	0.576	10	0.058	
		硫化氢	7783-06-4	0.001	2.5	0.0004	
		Q 值Σ					0.063
5	HD302-H1 井油气混输管线	原油	--	5.820	2500	0.002	Q<1
		伴生气（天然气）	74-82-8	0.194	10	0.019	
		硫化氢	7783-06-4	0.0005	2.5	0.0002	
		Q 值Σ					0.021
6	HD302-H2 井油气混输管线	原油	--	5.694	2500	0.002	Q<1
		伴生气（天然气）	74-82-8	0.190	10	0.019	
		硫化氢	7783-06-4	0.0005	2.5	0.0002	
		Q 值Σ					0.021
7	HD32 试采点至 HD4-H94 井输油管线	原油	--	33.741	2500	0.013	Q<1
		Q 值Σ					0.013

由上表可知，项目 Q 值划分为 Q<1。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，项目危险物质数量与临界量比重 Q

<1, 该项目环境风险潜势为 I, 则项目工作等级均划分为简单分析, 项目各环境要素大气、地表水及地下水评价工作等级均划分为简单分析。

(3) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 评价等级确定评价范围, 风险评价工作等级为简单分析, 评价范围为站场外 500m, 管线中心线两侧 200m。

2.4.7 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》(HJ964-2018) 规定, 根据建设项目对土壤环境可能产生的影响, 将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。项目为石油开采, 属污染影响型。

(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 土壤环境》(HJ964-2018) 附录 A, 项目属于“采矿业”中“石油开采”, 土壤环境影响评价类别为 I 类。

(2) 土壤环境影响评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018), 将建设项目占地规模分为大型 ($\geq 50\text{hm}^2$)、中型 ($5\sim 50\text{hm}^2$)、小型 ($\leq 5\text{hm}^2$)。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, 具体判别依据见表 2.4-11。

表 2.4-11 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

项目永久占地 0.0654hm^2 , 为小型项目。

根据现场踏勘, 项目周边不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等敏感目标, 则由表 2.4-11 可知, 项目土壤敏感程度为“不敏感”。

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工作等级, 划分依据详见表 2.4-12。

表 2.4-12 污染影响型评价工作等级划分表

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

由上表可知，项目为 I 类中的小型项目，且土壤敏感程度为“不敏感”，项目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)，项目井场和试采点土壤评价范围为边界外延 200m 范围，管线土壤评价范围为管线两侧 200m。

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；H₂S、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) 地下水中石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准，其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 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) 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) 表 1 筛选值第二类用地标准。

环境质量标准值见表 2.5-1～表 2.5-4。

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		

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	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/m ³	
		1 小时平均	10		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	参照执行《大气污染物综合排放标准 详解》中相关要求
	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 相关标准
	甲醇	1 小时平均	3000	μg/m ³	

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	
	石油类	≤0.05	mg/L	《地表水环境质量标准》

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
				(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	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	
	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	
	蒽	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	4500	mg/kg	

2.5.2 污染物排放标准

(1) 大气污染物

施工期颗粒物、SO₂、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。运营期各采油井井场、HD32 试采点、哈一联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；H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 要求限值。

运营期各采油井井场、HD32 试采点、哈一联厂区内无组织非甲烷总烃排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 中特别排放限值要求。

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	无组织排	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	放监控浓	0.40mg/m ³	
	NO _x	度限值	0.12mg/m ³	
运 营 期	采油井井场、 HD32 试采 点、哈一联	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
		H ₂ S	0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 表 1 要求限值
	采油井井场、 HD32 试采 点、哈一联	非甲烷 总烃	1h 平均浓度 限值: 6 mg/m ³	《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB 37822-2019) 中特别排放限值要 求
		H ₂ S	任意一次浓 度值: 20 mg/m ³	

(2) 废水

项目运营期不新增劳动定员, 无新增生活废水; 生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水, 回注井洗井废水经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准后回注; 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

(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 2.5-6 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	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》（GB18597-2001）及其修改单中的有关规定。

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 环境保护目标

项目评价区域内无重点保护文物及珍稀动植物资源。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，具体见表2.7-1。

表 2.7-1 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	井场、试采点 500m 范围内无敏感点， 管线 200m 范围内无敏感点					《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/T14843-2017） III类标准
声环境	井场、试采点边界 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、试采点及管线两侧外扩 200m 范围					《土壤环境质量 建设用地土壤污染风 险管控标准》（GB36600-2018）二类用 地筛选值
环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析，评 价范围为自井场边界外延 500m 的区域， 管线两侧 200m，范围内无敏感点。					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	井场、试采点边界外延 500m、管线两侧 200m 范围内植被。					

3 工程概况及工程分析

本次评价对哈得区块开发现状进行回顾性分析,对2口采油井(富源5井、HD32-H7井)、2口注水井(HD1-27-3H井、HD11-4-2H井)的钻井工程作为在建工程进行分析,对哈一联、哈得四联合站、1#配水间、6#配水间、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站、库车畅源生态环保科技有限责任公司、哈得作业区作为依托工程进行分析。

3.1 区块开发现状及回顾性分析

3.1.1 区块开发状况回顾

1998年2月,哈得4号构造带上第一口探井HD1井在中泥岩段获高产工业油流,发现了哈得逊油田哈得1薄砂层油藏,同年HD1-2井与HD4井先后在东河砂岩获工业油流,发现了哈得4东河砂岩油藏。1998年3月油田开始试采,2000年8月部分投入开发,经历三期产能建设,2005年全面投产进入高产稳产阶段。截至2012年12月,哈得1薄砂层油藏开发井总数33口(21口采油井、12口注水井),井口日产油水平648t/d,累油 263.257×10^4 t,地质储量采出程度21.04%,综合含水36.75%;哈得4东河砂岩油藏开发井总数107口(96口采油井、11口注水井),井口日产油水平4132t/d,核实累油 1326.835×10^4 t,地质储量采出程度20.21%,综合含水46.34%。

3.1.2 区块环保手续履行情况

哈得区块开发工程的环保手续履行情况见表3.1-1。

表 3.1-1 哈得区块历次建设环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	审批机关及批复文号	建设内容	竣工环保验收情况
1	塔里木盆地哈得4油田开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局 (新环监发〔2000〕194号)	由于年代久远,环评报告缺失	原新疆维吾尔自治区环境保护局 (自治区环监验〔2001〕05号)
2	塔里木油田分公司哈德四油田开发建设(扩大)工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局 (新环监函〔2002〕94号)	由于年代久远,环评报告缺失	原新疆维吾尔自治区环境保护局 (新环自验〔2003〕02号)
3	中石油塔里木石油分公司哈德4油田新增90万吨产能开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局 (新环自函〔2005〕161号)	新建油井44口,老井利用6口,新建哈一联1座及配套设施,计量间7座,水源井6口、配水间4座、哈四联改	原新疆维吾尔自治区环境保护局 (新环监验〔2007〕31号)

序号	项目名称	审批机关及批复文号	建设内容	竣工环保验收情况
			造，公寓扩建。	
4	中国石油塔里木油田分公司哈德逊油田开发调整方案	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 (新环函〔2015〕461号)	新建油井 77 口、注水井 16 口，利用老井 1 口，新建计量间 2 座、配水间 2 座，扩建计量间 3 座、配水间 2 座、联合站 2 座及配套设施。	在建
5	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价	新环环评函〔2021〕220 号	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。	--

3.1.3 环境影响评价回顾

根据哈得油田环境影响后评价及本次现场踏勘情况，对哈得油田大气环境、水环境、声环境、固体废物及生态环境等情况进行回顾性评价，并对环保措施落实情况进行回顾。

(1) 大气环境影响回顾评价

哈得油田作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于锅炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为 SO₂、NO_x 及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及原油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

① 各类加热炉

根据《哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书》，哈一联 3#加热炉烟气、哈四联 1#加热炉烟气、哈四联 3#加热炉烟气监测结果见表 3.1-2。

表3.1-2 哈得区块现有有组织废气污染源监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m ³ /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标情况
1	哈一联 3#加热炉烟气	4237~4347	烟尘	1.9~3.4	《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	20	达标
2			SO ₂	未检出~4.0		50	达标
3			NO _x	139~167		200	达标
4			林格曼黑度	<1		1	达标
5	哈四联 1#加热炉烟气	963~1042	烟尘	2.2~3.8		20	达标
6			SO ₂	<3		50	达标

序号	污染源	烟气量 (m ³ /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
7	哈四联 3#加 热炉烟气	786.6~1392	NO _x	141~144		200	达标
8			林格曼黑度	<1		1	达标
9			烟尘	1.7~4.2		20	达标
10			SO ₂	<3		50	达标
11			NO _x	123~148		200	达标
12			林格曼黑度	<1		1	达标

由监测结果可知，各加热炉烟气中烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《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要求，污染物可实现达标排放。说明各加热炉有组织废气污染防治措施适用、有效。

②无组织废气

根据哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书中对哈一联、哈四联、哈得作业区固废场厂界等监测点的监测结果可知，监测期间各监测点站场界无组织颗粒物排放浓度满足《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；无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织硫化氢、氨、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建项目二级标准要求，说明各站场无组织废气污染防治措施适用、有效。

③放空火炬

哈一联合站、哈四联合站各设有 1 个放空火炬，哈得油田在开发过程中，对具备回收条件的伴生气全部回收利用，不具备回收利用条件的全部采用火炬形式充分燃烧放散。

（2）水环境影响回顾评价

哈得油田运营期产生的废水主要有油田采出水及职工生活产生的生活污水。

①采油废水的处理

采油废水主要来自油田采出的含油污水、清洗以及油罐清洗等排出的含油污水。哈得油田各个井场按就近原则分配到哈一联、哈四联对油田采出水进行处理。

采出废水回注是油田在进行注水开采时，将采出水处理达到回注标准后回注到地下油层内。由于采出废水回注地层与地下水处于不同层系，因此不存在污染地下水的

可能。而且，采用回注方法可以使污水得到妥善处置的同时，提高水的重复利用率，节约水资源，是目前最有效的处理方式，应用较广。

根据《哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书》，HD1-3 井注水口（注水来源为哈四联废水处理装置出水）和 HD2-20 井注水口（注水来源为哈一联废水处理装置出水）废水监测结果见表 3.1-3。

表3.1-3 哈得区块废水监测结果一览表

序号	污染源	监测因子	浓度（mg/L）	执行标准	标准限值（mg/L）	达标情况
1	HD1-3 井	SS	2.2	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	30	达标
2	注水口	石油类	0.307		50	达标
3	HD2-20 井	SS	1.9		30	达标
4	注水口	石油类	0.415		50	达标

由监测结果可知，HD1-3 井注水口（注水来源为哈四联废水处理装置出水）和 HD2-20 井注水口（注水来源为哈一联废水处理装置出水）各因子满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。

②生活污水

根据《哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书》，哈得作业区公寓生活污水处理设施废水监测结果见表 3.1-4。

表3.1-4 哈得区块废水监测结果一览表

序号	污染源	监测因子	浓度（mg/L）	执行标准	标准限值（mg/L）	达标情况
1	哈得作业区公寓生活污水处理设施	pH	7.4	《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表 1 二级标准，同时满足《农田灌溉水质标准》（GB5084-2005）表 1 旱作标准	6~9	达标
2		COD	33.3		100	达标
3		氨氮	19.6		25	达标
4		石油类	未检出		5	达标
5		TN	19.8		--	达标
6		TP	0.766		3	达标
7		BOD ₅	9.1		30	达标
8		SS	14		30	达标

由监测结果可知，哈得作业区公寓生活污水处理设施废水处理后满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表 1 二级标准，同时满足《农田灌溉水质标准》（GB5084-2005）表 1 旱作标准。

（3）声环境影响回顾评价

哈得油田开发过程中的噪声源主要是钻井噪声、计量站、配水间和联合站等构筑

物施工机械噪声；运营期噪声源主要集中在联合站、计量站和配水间，噪声源为各类机泵（注水泵、混输泵、真空泵、热水泵、喂水泵、污水泵等）、加热炉、空压机、火炬等。

根据《哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书》，哈得区块噪声监测结果见表 3.1-5。

表 3.1-5 哈得区块噪声监测结果一览表

检测点位	时段	昼间				执行标准	标准限值	是否达标
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界			
哈一联	昼间	50	51	50	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)3类标准	65	达标
	夜间	47	47	47	46		55	达标
哈四联	昼间	49	46	47	44		65	达标
	夜间	33	34	33	33		55	达标
HD113 井	昼间	44	43	42	42		65	达标
	夜间	35	36	37	35		55	达标
HD10-3-H1 井	昼间	39	44	43	43		65	达标
	夜间	38	36	37	38		55	达标
HD115H 井	昼间	47	43	44	46		65	达标
	夜间	38	38	38	38		55	达标

由监测结果可知，监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准要求，说明本工程已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

（4）固体废物影响回顾评价

哈得油田的固体废物主要有一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾等三类。其中一般工业固体废物主要包括工业垃圾、建筑垃圾；危险废物主要包括含油污泥、油气处理厂含油固体废物（污水处理装置油泥、罐底油泥和废矿物油）；生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。

其中，工业垃圾、建筑垃圾由车辆拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站工业固废填埋池，生活垃圾由车辆拉运至哈得作业区固废场生活垃圾填埋池填埋处理。危险废物是含油污泥、隔油池清淤的工业油泥和设备产生的废矿物油，全部暂存处理，定期拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（5）生态环境影响回顾评价

哈得油田开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对土壤的影响。

对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减少。对土壤的影响主要是工程建设时对土壤（沙漠）的扰动、流失，以及落地原油对土壤（沙漠）的污染。

3.1.4 污染物排放情况

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书》及《中国石油塔里木油田分公司哈德逊油田开发调整方案环境影响报告书》中的相关数据，区块现有污染源排放情况见表 3.1-6。

表 3.1-6 区块现有污染源排放汇总表

名称		排放量（t/a）
废气	烟尘	1.010
	NO _x	60.683
	SO ₂	33.891
	非甲烷总烃	998.760
	H ₂ S	3.296
废水	COD	1.814
	氨氮	0.809
固体废物		0

3.1.5 油气资源概况

3.1.5.1 地层特征

富满油田自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，其中奥陶系为主要目的层。根据已钻井钻遇地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中奥陶统一间房组，中-下奥陶统鹰山组，其中一间房组区内厚度 150m 左右，岩性以浅褐灰、灰褐色亮晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、亮晶藻砂屑

灰岩、泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩为主，夹瓶筐石生物障积岩和藻粘结岩，电性跟上覆地层相比，具有低的自然伽玛和较高的电阻率值，是本区主要的储层段和油气产层段。

3.1.5.2构造特征

富满油田整体含油，主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。

哈得区块位于富满油田的东北部，区块内奥陶系一间房组整体表现为向南倾没的大型鼻状构造，构造比较平缓，构造海拔范围-5900~-5250m，南北高差 650m。

3.1.5.3储层特征

富满油田一间房组储层主要是岩溶缝洞型储层，岩心物性体现的是基质物性，不代表储层的真实物性，次生的溶蚀孔、洞、缝是主要储集空间，成像测井、钻录井的放空漏失、试井、试采等综合分析，才能真实的反映缝洞型碳酸盐岩非均质储层特征。

3.1.5.4油藏特征

（1）油藏类型

哈得区块奥陶系碳酸盐岩油藏是富满油田的一部分，是受断裂和岩溶储层共同控制的缝洞型碳酸盐岩油藏，目前整体上天然能量充足—较充足，驱动类型以天然水驱为主，弹性驱动为辅，油藏中部埋深 6483m，油藏中部海拔深度-5528m。

（2）温度、压力系统

根据实测油藏温度与压力资料回归分析，地温梯度 $1.80^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ，油藏中部温度 139.99°C ，静压梯度 $0.69\text{MPa}/100\text{m}$ ，油藏中部压力 72.23MPa ，压力系数为 1.14，属于正常温度压力系统。

（3）流体性质

①原油性质

哈得区块原油属于低粘度、低含硫、中高含蜡、少胶质和沥青质的中轻质原油。地面原油密度 $0.8124\sim 0.8772\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均 $0.8338\text{g}/\text{cm}^3$ ，整体表现为从西向东依次变高； 50°C 原油粘度 $1.85\sim 5.47\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均 $2.91\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；原油凝固点 $-30\sim -8^{\circ}\text{C}$ ，平均 -12°C ；原油含硫量 $0.008\%\sim 0.700\%$ ，平均 0.33% ；原油含蜡量 $1.7\%\sim 13.0\%$ ，平均 5.7% ；胶质+沥青质含量 $0.30\%\sim 7.71\%$ ，平均 1.12% 。

②伴生气性质

哈得区块天然气相对密度 0.6400~1.0300, 平均 0.7700; 甲烷含量 46.8%~87.5%, 平均 72.6%, 乙烷以上含量平均 10.17%, 表现出典型湿气特征, 氮气平均含量 4.12%, 二氧化碳平均含量 3.4%, H_2S 含量总体偏高, 但个别井不含 H_2S , 分布范围 0~2900mg/m³, 平均 321mg/m³。

③地层水性质

哈得区块出水井取样分析化验结果表明, 本区地层水水型为 $CaCl_2$ 型, 地层水密度 1.0373~1.1614g/cm³, 平均 1.0793g/cm³; PH 值 5.78~7.37, 平均 6.53; 氯离子 11400~144000mg/L, 平均 64715mg/L; 总矿化度 49010~239600mg/L, 平均 111100mg/L。

3.1.6 存在环保问题及“以新带老”整改措施

目前, 现有完钻井场均已进行了场地平整, 井口周边区域进行了硬化, 井区的巡检道路采用沥青路面, 井场建设规范; 哈一联和哈四联站内各环保设施全部稳定运行, 各污染物均能达标排放, 生态环境正在自然恢复中, 未发现环保问题。

3.2 在建工程

3.2.1 工程内容

项目涉及 2 口采油井（富源 5 井、HD32-H7 井，勘探井转开采井）地面井场及配套油气混输管线建设、2 口注水井（勘探井转注水井，HD1-27-3H 注水井、HD11-4-2H 注水井）地面井场及配套注水管线和洗井水回收管线建设、5 口开采井（HD30-H8 井、HD32-H5 井、HD32-H9 井、HD302-H1 井、HD302-H2）配套油气集输管线建设。HD30-H8 井等 5 口采油井为开采井，本次只涉及以上井场的配套油气混输管线建设，不涉及其井场内地面工程内容，因此以上 5 口井井场建设情况不作为本次在建工程进行分析。

根据现场踏勘，除富源 5 井已完成钻井工程外，HD32-H7 井、HD1-27-3H 注水井、HD11-4-2H 注水井正在开展钻探，作为在建工程进行分析。

3.2.2 环保手续履行情况

环保手续履行情况详见表 3.2-1。

表 3.2-1 在建工程环保手续履行情况一览表

序号	井场	环评报告	批复	现有实施进度
1	富源 5 井	《富源 5 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表》	阿地环函字（2021）190 号	已完成钻探
2	HD32-H7 井	《HD32-H7 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》	阿地环函字（2021）445 号	在钻
3	HD1-27-3H 井	《HD1-27-3H 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》	阿地环函字（2021）444 号	在钻
4	HD11-4-2H 井	《HD11-4-2H 井钻井工程工程环境影响报告表》	阿地环函字（2019）668 号	在钻

3.2.3 主要污染源及防治措施落实情况

（1）生态

工程实施会扰动地表，破坏植被，改变原有土地利用现状；同时施工噪声和人为活动对区域野生动物正常生活产生一定的干扰。根据现场调查以及环境监理工作总结报告，各井场的实际占地均不超过环评预测的占地面积，并依据相关法律法规予以补偿。施工过程中各类池体开挖及平整井场造成地面扰动，相应生态保护措施落实如下：

①施工时，施工单位在占地范围内施工，减少对地表植被的破坏。施工结束后，及时对现场回填平整，清除残留的废弃物，正在落实。

②施工结束后对现场进行回填平整，并覆土压实，减少水土流失，已落实。

③施工人员和车辆在规定范围内作业，已落实。

（2）废气

钻井施工过程中的废气主要为：施工扬尘、柴油机组的燃烧废气、汽车尾气、油井测试放喷气以及原油回收产生的废气。根据现场调查以及环境监理工作总结报告，施工过程中采取洒水降尘等措施防治扬尘污染；柴油机组和汽车使用合格油品；勘探井完钻后的试采时间较短，油井测试期间的放喷气通过放空火炬燃烧后排放；试采期间的原油通过密闭管道进入原油罐，产生的有机废气很少，无组织挥发，井场周边地势空旷，便于废气扩散。环评中相关废气治理措施均已落实。

（3）废水

钻井期废水主要为压裂废水、钻井废水及施工人员生活污水。根据现场调查以及环境监理工作总结报告，压裂废水经储罐收集后拉运至塔河南岸油田站试修废弃物环保站处理；钻井废水由不落地系统处理后，用于配置钻井液，完井后运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；各井场兼有防渗生活污水池，生活污水由库车苏丰清洁服务有限公司承包，完钻后对生活污水池粪便、污水清理干净后，取出防渗膜并进行覆土平整。

（4）噪声

钻井噪声主要来源于钻机噪声、空压机噪声、钻井泵噪声等连续机械噪声。根据现场调查以及环境监理工作总结报告，钻井期间对以上高噪声设备均采取了相应隔声和减振措施，控制了噪声的影响。井场周边无居民区等敏感点，施工过程中未造成扰民现象，并对施工人员采取了必要的降噪防护措施。

（5）固废

钻井过程中产生的固废主要为：水基泥浆和钻井岩屑、废油及含油废物和生活垃圾。根据现场调查以及环境监理工作总结报告，水基泥浆通过分离岩屑后进入泥浆罐循环使用，完钻后运至其他井再利用；水基泥浆钻井岩屑经随钻不落地系统收集后，定期清运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站进行无害化处理；生活垃圾集中收集后定期运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处理；废油及含油废物交由巴州同玉源石油技术服务股份有限公司接收处置。

3.2.4 存在环保问题及“以新带老”整改措施

根据现场调查以及完钻井的验收监测资料可知，区域环境空气质量良好，周围地下水水质良好，勘探井的施工未对周围土壤造成大的影响。总体来说，各勘探井的环境保护工作比较到位，未发生明显的环境污染事故。

3.3 依托工程

3.3.1 哈一联

项目实施后，各开采井采出物均依托哈一联处理；拟部署的 HD11-4-2H 注水井注水水源来自哈一联。

（1）基本情况

哈一联是哈得油田第 2 座多功能大型沙漠油气集中处理站（集油气分离、原油处理、伴生气处理、含油污水处理等），隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北 7.0km，占地面积 $3.5 \times 10^4 \text{m}^2$ 。哈一联包含在哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程中，原新疆维吾尔自治区环境保护局 2005 年 4 月 26 日以（新环自函〔2005〕161 号）予以批复，于 2007 年 10 月 16 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收（新环监验〔2007〕31 号）。2016 年哈一联进行了扩建，纳入哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程中，于 2016 年 8 月取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1264 号），并于 2020 年 12 月通过了阿克苏地区生态环境局竣工环境保护验收备案（备案编号：BA652900YS2020-122）。

目前，哈一联设计原油处理规模 $145 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，含油污水处理规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水规模 $3050 \text{m}^3/\text{d}$ ，清水处理能力为 $90 \text{m}^3/\text{d}$ （消防用水、生活用水）。

（2）平面布置

哈一联由大庆设计院设计，大庆油建承建，以“简单、实用、国产化”为宗旨进行设计建设，具有设备选型先进可靠，站内布局分类明晰紧凑，功能区相对独立、流程简化、密闭、安全等特点。哈一联站内平面布置详见图 3.3-1。

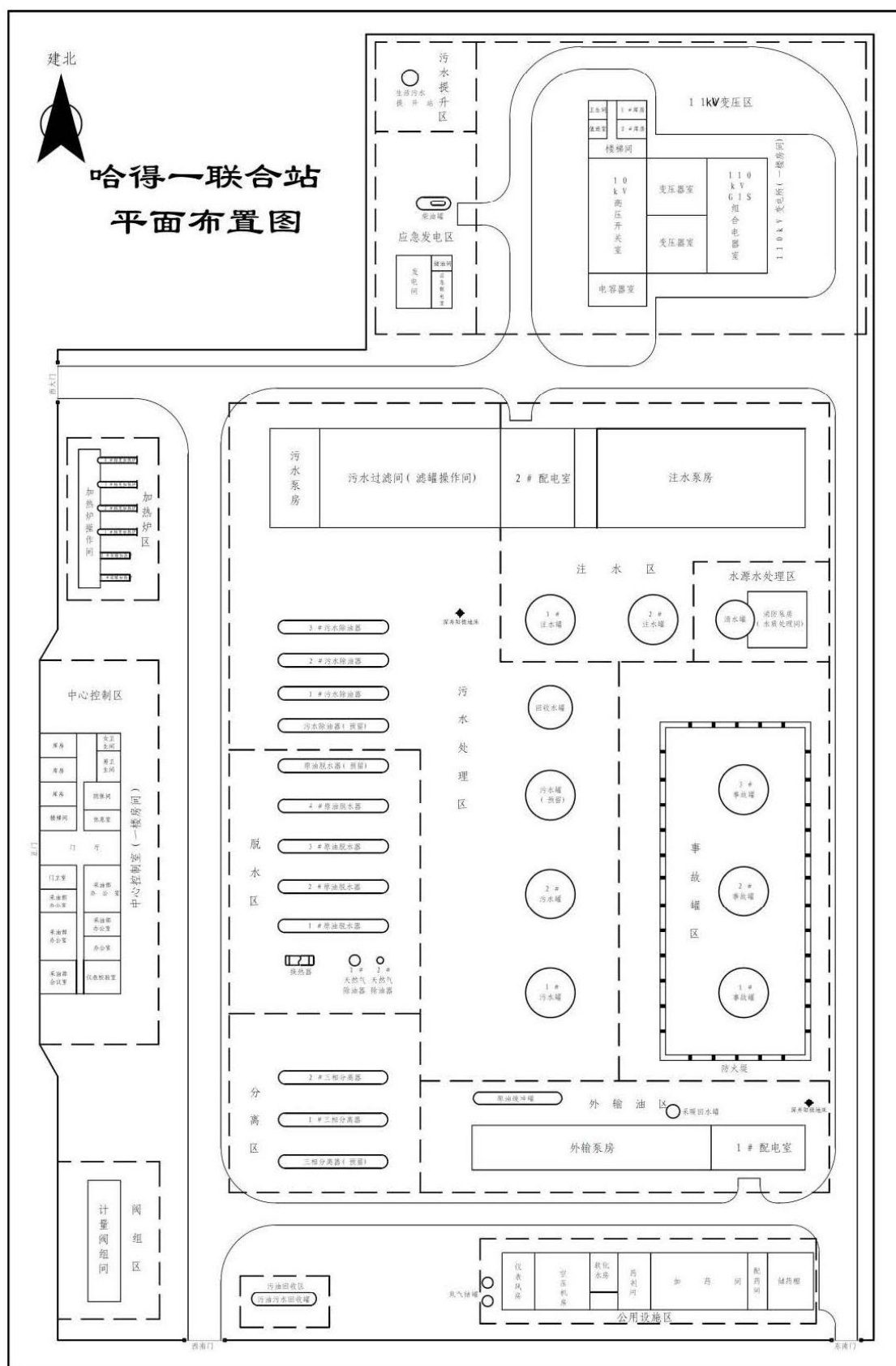


图 3.3-1 哈一联平面布置图

(3) 工艺流程

①原油处理流程

哈一联采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离（一段），脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离（二段），脱出原油中的乳化水和部分伴生气，最后进原油缓冲罐进行油气分离缓冲，合格原油经外输泵外输至轮南。原油处理流程见图 3.3-2。

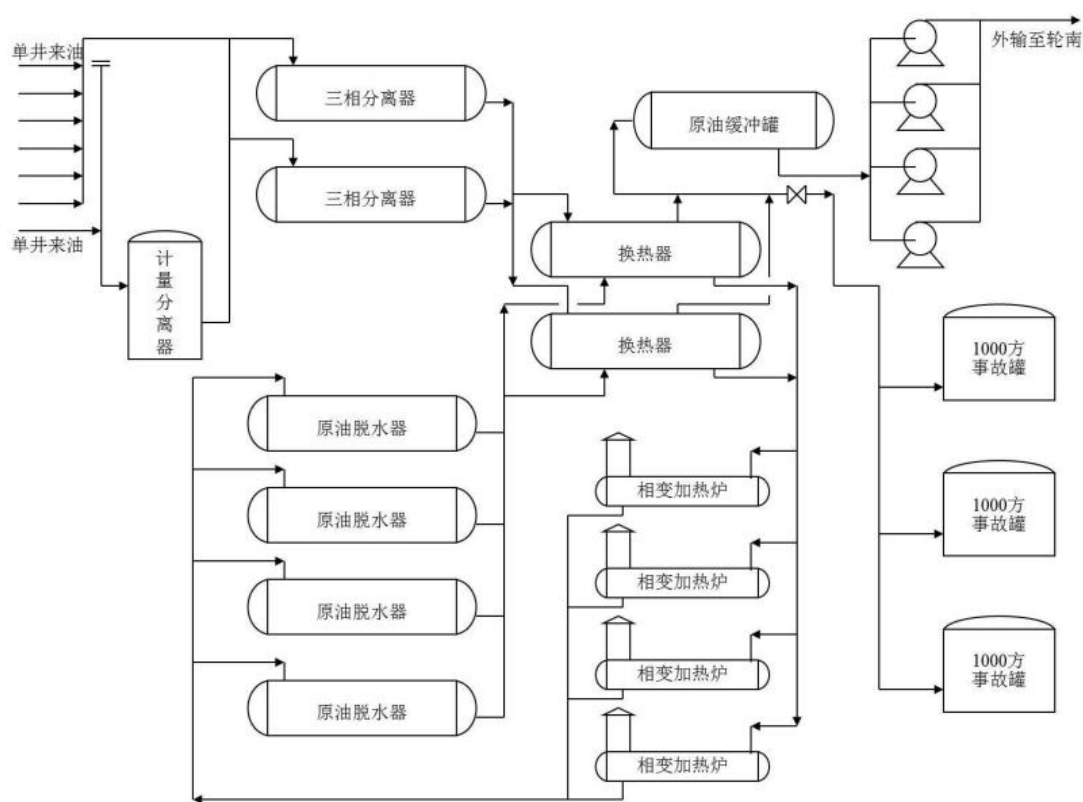
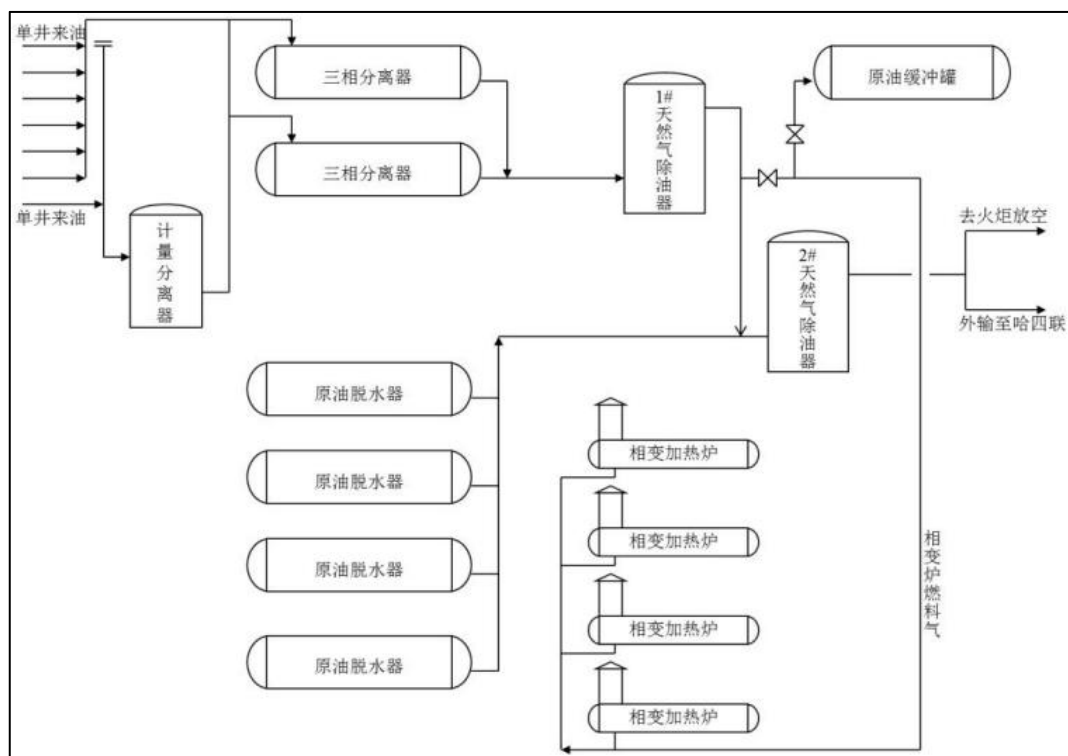


图 3.3-2 哈一联原油处理工艺流程简图

②天然气处理流程

天然气处理采用两级除油工艺：三相分离器分离出来的天然气（一段气）经一级天然气除油器除油后依靠自压输送至哈四联，经原油脱水器分离出来的天然气（二段气）进入二级天然气除油器除油，再经天然气压缩机增压后与一段气汇合，外输至哈四联伴生气处理装置进行处理。天然气处理流程见图 3.3-3。



③含油污水处理流程

含油污水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水经加热后进入污水接收罐，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联。含油污水处理流程见图 3.3-4。

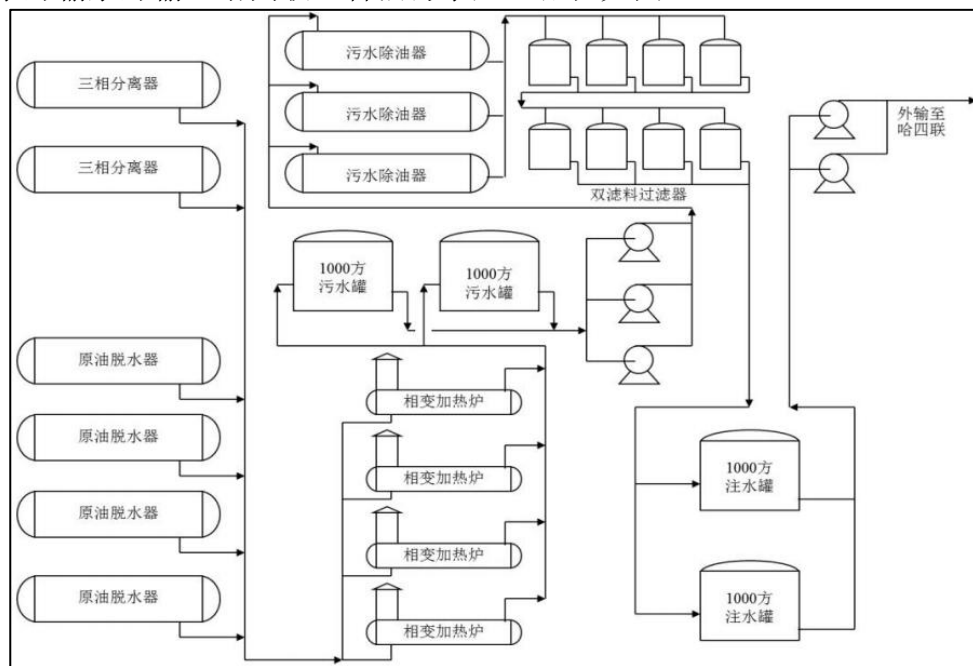


图 3.3-4 哈一联含油污水处理工艺流程简图

(4) 依托可行性分析

①原油依托可行性分析

项目的原油处理依托哈一联原油处理系统处理,哈一联设计处理规模为 $145 \times 10^4 \text{t/a}$,目前日处理量约 $99.4 \times 10^4 \text{t/a}$,富余量为 $45.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目原油产量最大约 $16.6 \times 10^4 \text{t/a}$,依托可行。

②伴生气依托可行性分析

项目 HD30-H8、HD302-H1、HD302-H2 井伴生气依托哈一联天然气处理系统处理,哈一联设计天然气处理规模为 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,目前日处理量约 $140 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,富余量为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。项目天然气产量最大约 $3.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,依托可行。

③哈一联污水处理能力 $5000 \text{m}^3/\text{d}$,目前实际处理量为 $4200 \text{m}^3/\text{d}$,项目实施后洗井废水平均产生量为 $400 \text{m}^3/\text{次}$,每两个月洗井 1 次,可以满足项目新增废水处理需求。

3.3.2 哈四联

项目实施后,项目 HD1-27-3H 注水井注水水源来自哈得四联合站。

(1) 哈四联基本情况

哈四联位于哈得油田中部(集油气分离、原油处理、伴生气处理、含油污水处理等),占地约 8.2hm^2 ,是哈得油田第1座联合站,隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司,于2000年7月28日投产,经过2000年、2002年、2005年前后三次产能建设以及2007年伴生气回收处理系统的建设,哈四联已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水,供热的大型联合站。

哈四联目前原油处理能力 $100 \times 10^4 \text{t/a}$,清水处理能力 $2000 \text{m}^3/\text{d}$,污水处理能力 $9100 \text{m}^3/\text{d}$,注水能力 $7000 \text{m}^3/\text{d}$,伴生气处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$,淡化水处理能力 $240 \text{m}^3/\text{d}$ 。

哈四联合站按功能分成十大系统,主要包括:原油处理系统、清污水处理系统、注水系统、伴生气处理装置、消防系统、仪表风系统、淡化水处理系统、锅炉供热系统、装卸油系统和 DCS 控制系统。

哈四联厂区平面布置图见图 3.3-5。

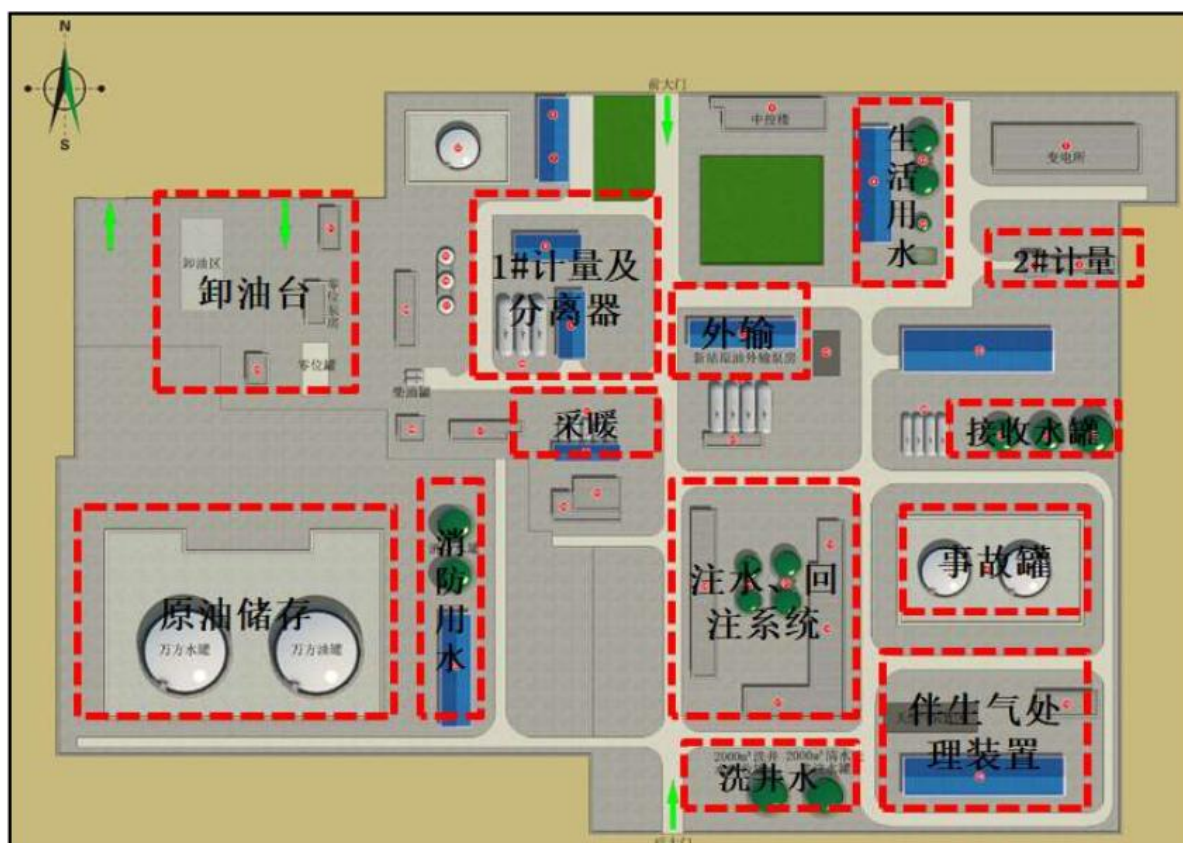


图 3.3-5 哈四联厂区平面布置图

(2) 工艺流程

①原油处理系统

原油处理系统采用二段密闭热化学沉降处理工艺。单井和站外计量间来原油通过生产汇管注入破乳剂后，混合进入三相分离器进行初步的油、气、水三相分离；脱出游离水的油进入水套炉加热至 55℃后，进入原油脱水器进一步脱出乳化水 and 气。处理合格的原油经分离缓冲罐缓冲后，经外输泵外输至轮南。系统中脱出的污水进入污水处理系统进行处理。分离出的气进入伴生气处理装置进行处理。

工艺流程见图 3.3-6。

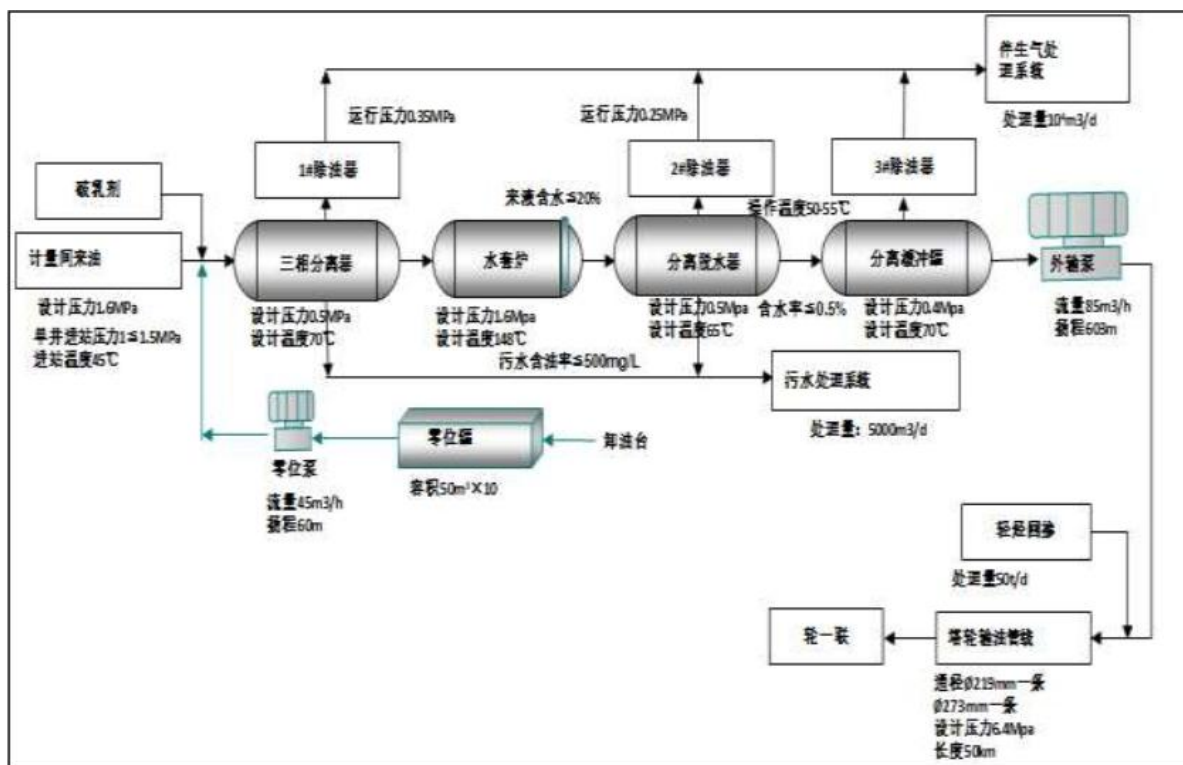


图 3.3-6 哈四联原油处理工艺流程简图

②污水处理系统

污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产废水包括采出水、洗井废水；生产废水加药后进入 2500m³ 来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入 1000m³ 净化水罐或 2000m³ 污水注水罐。哈四联污水处理系统出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中表 1 标准。

工艺流程见图 3.3-7。

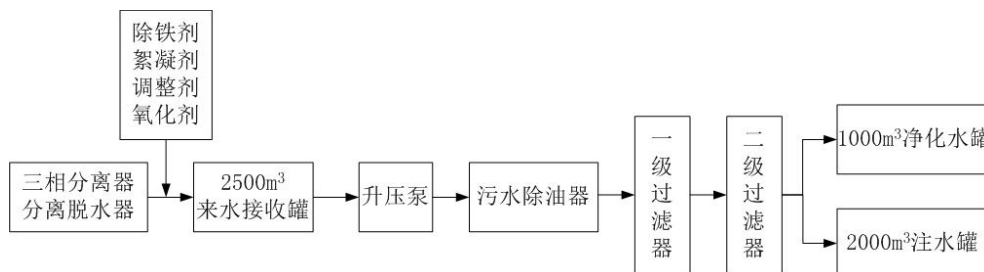


图 3.3-7 哈四联污水处理系统工艺流程简图

③伴生气处理装置

伴生气处理装置采用两级升压，乙二醇脱水，丙烷制冷脱烃工艺，回收干气外输

至轮南。

流程简介：哈一联和哈四联来的伴生气，首先经压缩机进口分离器分离出游离水，然后进入天然气压缩机一级压缩缸增压，经级间空冷器冷却后，至级间分离器分离，脱出升压降温后凝结的游离水，气体进入天然气压缩机二级压缩缸，增压后，经空冷器冷却进入天然气压缩机出口分离器进行气液分离。分离出的天然气注入乙二醇溶液后，进贫富气换热器冷却，再进丙烷制冷撬冷却后，至低温分离器分离。分离出的液体进贫富气换热器换热，然后进轻烃闪蒸塔分离；分离出的气体经贫富气换热器换热后，至外输压缩机增压，经空冷器冷却后外输。

工艺流程见图 3.3-8。

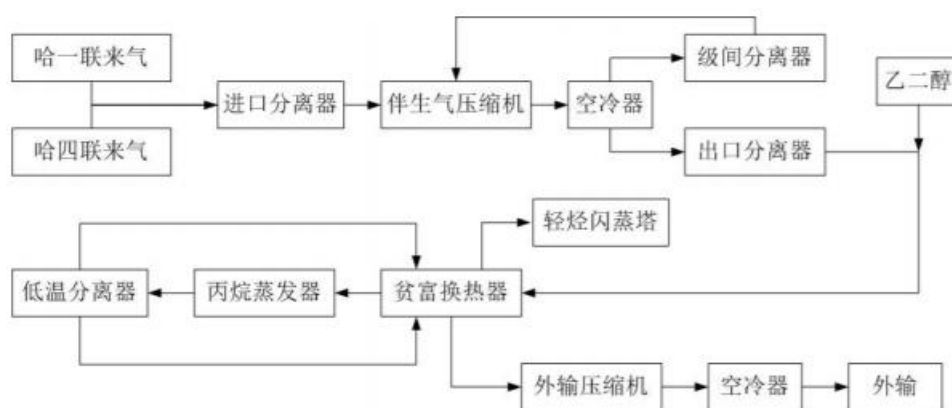


图 3.3-8 哈四联伴生气处理工艺流程简图

（4）依托可行性分析

哈四联污水处理能力 9100m³/d，目前实际处理量 6600m³/d，项目实施后洗井废水平均产生量为 400m³/次，每两个月洗井 1 次，可满足新增废水处理需求，依托可行。

3.3.3 哈一联 1#配水间

1#配水间位于哈一联合站西北侧 2.7km，1#配水间已建有 5 井式注水阀组 1 套，阀组配套齐全，有 2 个预留头，并已延伸至围墙外 1m 处用封头封堵。接收哈一联合站的来水，经控制、计量分配到所辖注水井。

3.3.4 哈四联 6#配水间

6#配水间位于哈四联东南侧 3.1km，内已建有 6 井式注水阀组 1 套，有预留头 5 个，站内阀组配套齐全（截止阀、调节阀、流量自控仪各 1 套）。接收注水站的来水，经控制、计量分配到所辖注水井。

3.3.5 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

项目施工期产生的少量施工废料和生活垃圾拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站填埋处置；运营期井下检修作业产生的井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

（1）基本情况

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。站址西部由北向南依次为 2 座 10000m³ 生活垃圾填埋池、20000m³ 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m³ 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 10000m³ 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m³ 聚磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 150m³/d。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站纳入塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程，《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》于 2016 年 11 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环函〔2016〕1626 号），塔里木油田分公司以油质安〔2019〕6 号通过自主验收。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图 3.3-9。

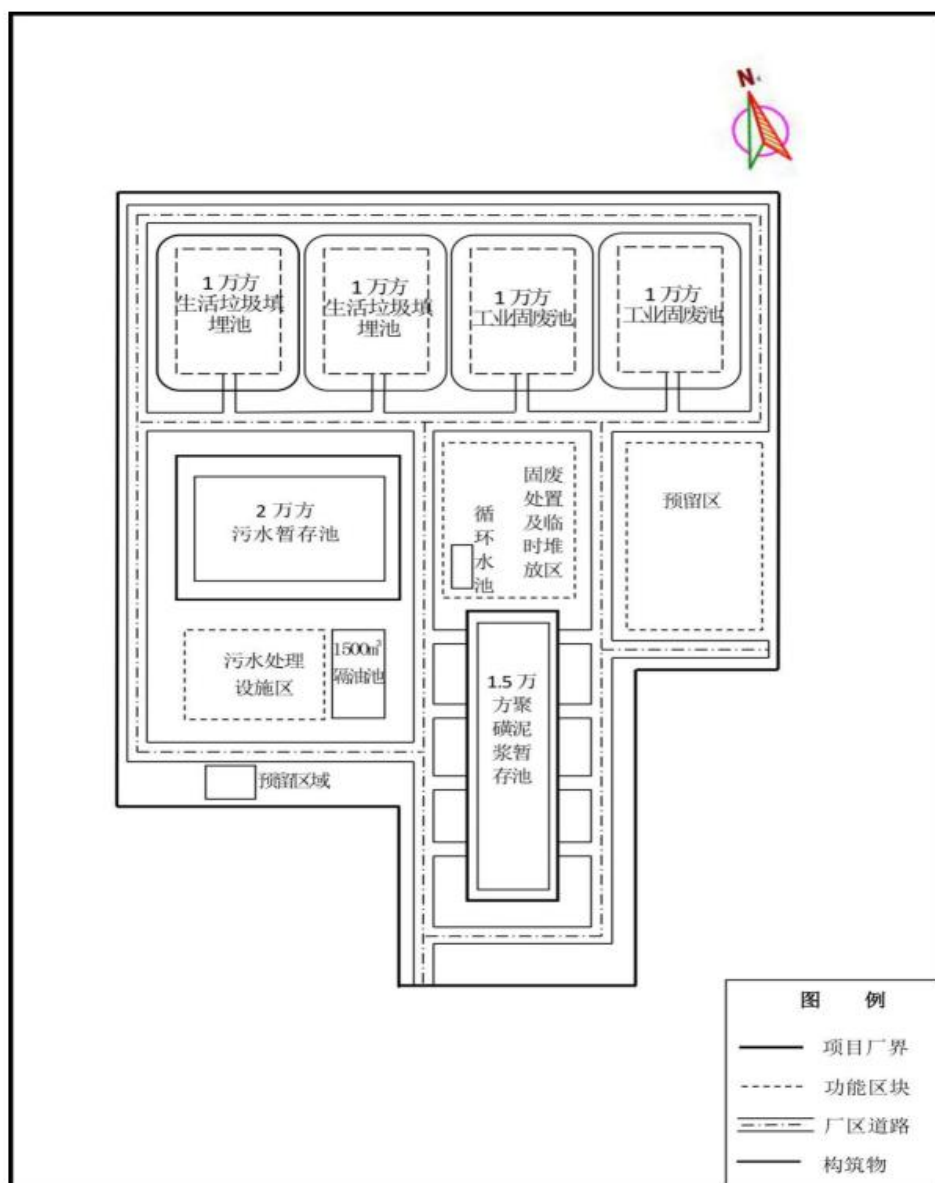


图3.2-9 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

(2) 井下作业废水处理工艺

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)回注水质指标要求中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 标准后回注油层。废水处理工艺具体流程见图 3.2-10。

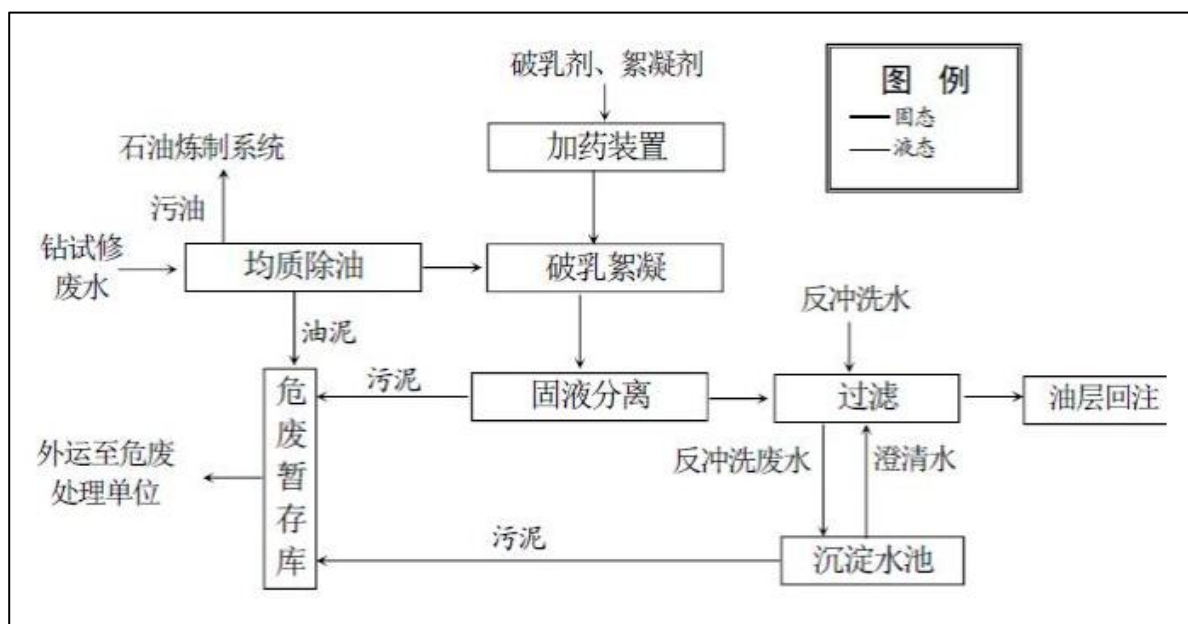


图3.2-10 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站井下作业废水处理工艺流程

(3) 依托可行性分析

项目施工期产生的生活垃圾、施工废料、运营期产生的井下作业废水均依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋池设计容量 20000m³，项目施工期生活垃圾产生量为 1.5t，依托可行；一般工业固废填埋池设计容量 20000m³，项目产生施工废料较少约 6.33t，依托可行；污水暂存池设计容量 20000m³，井下作业废水处理规模 300m³/d，项目井下作业废水量较小，约为 76t/a（0.208m³/d），依托可行。

3.3.6 库车畅源生态环保科技有限责任公司

项目运营期产生的少量落地油泥、清管废渣、废润滑油、沾油废物（含油抹布、劳保用品）等危险废物依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

(1) 基本情况

库车畅源生态环保科技有限责任公司位于库车市经济技术开发区内（简称开发区），隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。《库车畅源生态环保科技有限责任公司

50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环函〔2019〕26 号)。

HW08 类危险废弃物处理工艺采用化学水洗工艺、回转窑焚烧工艺处理固态含油污泥，采用低温热解析工艺处理水洗工艺装置回收的燃料油。整体工艺流程为 HW08 类危险废弃物的接收、暂存，而后根据含油污泥的含油率不同确定采取不同处理措施：

①含油率大于 5%的含油污泥进化学水洗工艺装置处理；水洗工艺装置回收含水率大于 5%的污油进低温热解析工艺装置处理。

②含油率小于 5%含油污泥、化学水洗工艺装置处理后污泥和磺化体系废弃物进回转窑焚烧工艺装置处理。

(2) 依托可行性

库车畅源环保科技有限公司目前 HW08 类危险废物设计处理规模为 46 万 t/a，实际处理量为 27.6 万 t/a，富余处理量为 18.4 万 t/a；项目运营期产生 HW08 类危险废物约为 1.114t/a，依托库车畅源环保科技有限公司是可行的。

3.3.7 哈得作业区公寓生活污水处理设施

哈得作业区公寓位于哈四联东侧，其生活污水处理设施位于哈得作业区公寓西侧，主要处理哈得作业区公寓的生活污水，设计污水处理规模70m³/d，实际污水处理量为72m³/d，处理后的生活污水夏季用于站外绿化灌溉，冬季经输水泵送至哈得作业区公寓西侧的生活污水晒水池中（20000m³）。

哈得作业区公寓生活污水处理后达到满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表1二级标准，同时满足《农田灌溉水质标准》（GB5084-2005）表1旱作标准要求后用于哈得作业区绿化。

生活污水处理工艺流程图见图3.3-11。

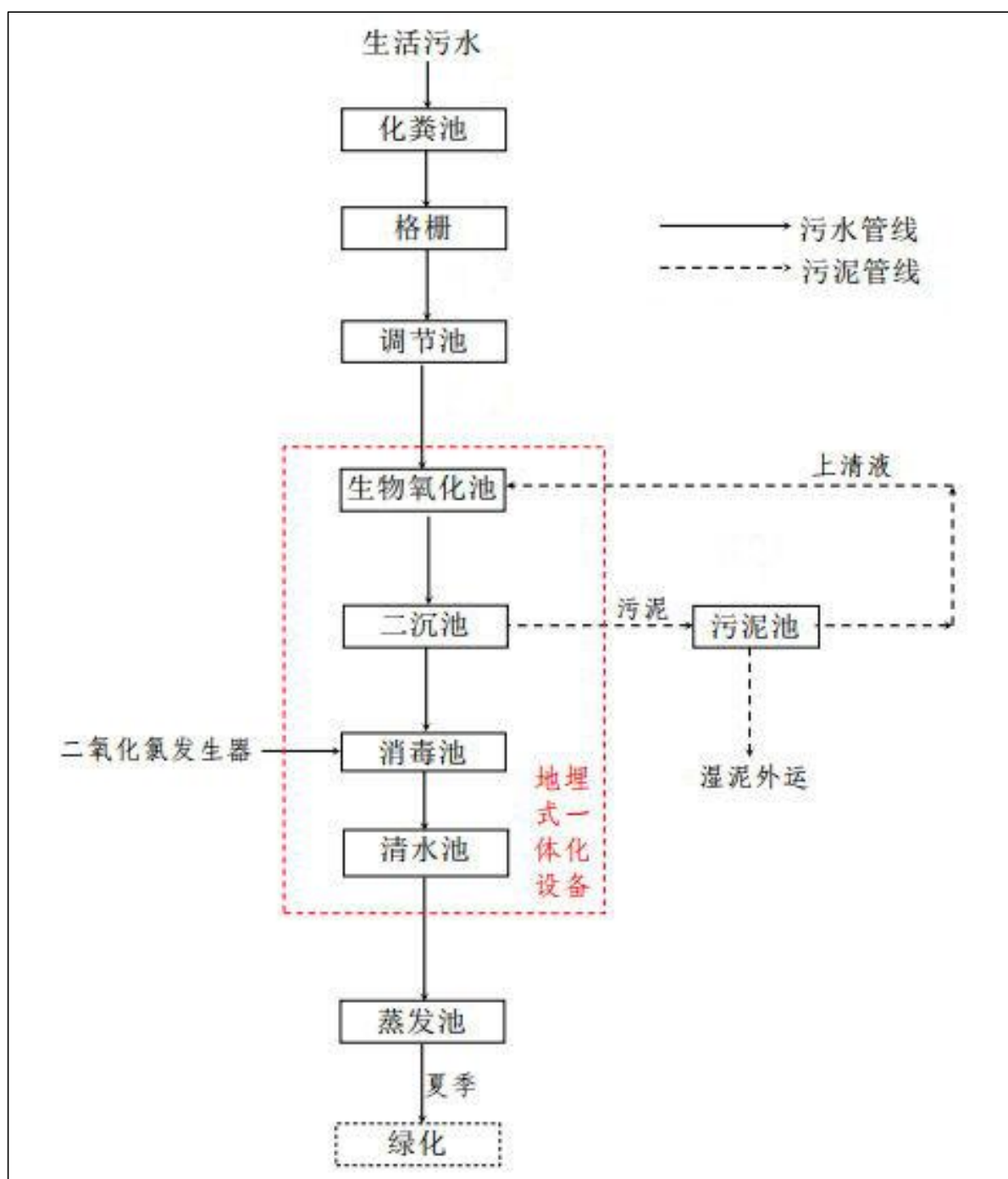


图3.3-11 生活污水处理工艺流程图

3.4 拟建工程

3.4.1 工程概况

(1) 项目名称

哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程

(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

改扩建

(4) 建设地点

新疆阿克苏地区沙雅县境内，哈得区块

(5) 项目投资

项目总投资 6600.91 万元，其中环保投资 158 万元，占总投资的 2.39%。

(6) 建设内容及规模

项目主要涉及 2 口采油井（富源 5 井、HD32-H7 井）地面井场建设，其中 HD32-H7 井配套建设油气集输管线；2 口注水井地面井场建设（HD1-27-3H 注水井、HD11-4-2H 注水井），2 口注水井均配套建设注水管线及洗井水回收管线；HD30-H8 井、HD32-H5 井、HD32-H9 井、HD302-H1 井、HD302-H2 井等 5 口采油井配套油气混输管线建设。共计新建油气混输管线 15014m、原油输送管线 8000m；新建注水管线 4980m、洗井水回收管线 3640m，及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。

项目建成后，产油规模 205t/d，伴生气规模 $6.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，回注水注水量 110 m^3/d 。工程组成及主要建设内容见表 3.4-1。

表 3.4-1 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	井场地面工程	采油井	HD32-H7井	安装采油树等地面工程，建设常温含硫油井标准化井场。	不涉及钻井及井下作业
				产油量55t/d 产气量19000m ³ /d	
		富源5井	安装采油树、计量分离器、放空火炬等地面工程，建设常温含硫油井标准化井场。	产油量150t/d	
				产气量50000m ³ /d	
		注水井	HD1-27-3H井	安装注水井口工艺1套，设RTU、双层井口平台、井筒盖板、无缝钢管、沙箱、埋地固定墩等设施。	注水量70 m ³ /d

工程类别				规模	备注
管线工程		HD11-4-2H井	安装注水井口工艺1套，设RTU、双层井口平台、井筒盖板、无缝钢管、沙箱、埋地固定墩等设施。	注水量40 m ³ /d	
	油气混输管线	油气混输管线	新建HD30-H8井至哈一联进站阀组油气混输管线，长度5860m，DN80，2.5MPa，玻璃钢管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深最小为1.2m，设计输送能力为原油50t/d，伴生气1.5×10 ⁴ m ³ /d。		新建
			新建HD32-H5井至HD32试采点油气混输管线，长度为1043m，DN100，6.3MPa，柔性复合高压管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深最小为1.2m，设计输送能力为原油50t/d，伴生气0.99×10 ⁴ m ³ /d。		新建
			新建HD32-H7井至HD32试采点油气混输管线，长度为2400m，DN80，6.4MPa，柔性复合高压管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深最小为1.2m，设计输送能力为原油55t/d，伴生气1.9×10 ⁴ m ³ /d。		新建
			新建HD32-H9井至HD32试采点油气混输管线，长度为2981m，DN80，5.5MPa，玻璃钢管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深最小为1.2m，设计输送能力为原油50t/d，伴生气0.99×10 ⁴ m ³ /d。		新建
			新建HD302-H1井至HD302H井阀组油气混输管线，长度为1380m，DN80，4.0MPa，玻璃钢管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深最小为1.2m，设计输送能力为原油50t/d，伴生气0.75×10 ⁴ m ³ /d。		新建
			新建HD302-H2井至HD302H井阀组油气混输管线，长度为1350m，DN80，4.0MPa，玻璃钢管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深最小为1.2m，设计输送能力为原油50t/d，伴生气0.75×10 ⁴ m ³ /d。		新建
		原油输送管线	新建HD32试采点至HD4-H94井输油管线，长度为8000m，选用2根3.5寸修复油管并行地面保温敷设，DN80，6.3MPa，设计输送能力为原油375t/d。		新建
		注水管线	新建6#配水间至HD1-27-3H井注水管线，长度3350m（DN65，设计压力25MPa），场内采用无缝钢管（20G），场外采用柔性复合高压管，管线采用埋地敷设，管线管顶埋深最小为1.2m。 新建1#配水间至HD11-4-2H井注水管线，长度1630m		新建

工程类别			规模	备注
			(DN65, 设计压力 25MPa), 场内采用无缝钢管 (20G), 场外采用柔性复合高压管, 管线采用埋地敷设, 管线管顶埋深最小为 1.2m。	
		洗井水回收 管线	新建HD1-27-3H井洗井水回收管线, 长度2090m (DN100, 设计压力4.0MPa), 场内采用无缝钢管 (20G), 场外采用玻璃钢管, 管线采用埋地敷设, 管线管顶埋深最小为 1.2m。 新建 HD11-4-2H 井洗井水回收管线, 长度 1550m (DN100, 设计压力 4.0MPa), 场内采用无缝钢管 (20G), 场外采用玻璃钢管, 管线采用埋地敷设, 管线管顶埋深最小为 1.2m。	新建
	HD32试采点扩建		在HD32试采点内扩建1座4井式阀组、1套密闭装车橇 (备用)、1台抗硫生产分离器橇。其中, 4井式阀组用于链接HD32-H5井、HD32-H9井、HD32-H9井油气混输管线; 抗硫生产分离器橇主要对以上3口井输送来的采出物进行油气分离; 密闭装车橇为备用设备, 在无法以上3口井原油无法进行管输的非正常状况下才使用。	新建
	HD302H阀组		在HD302H阀组站扩建4井式阀组1座。	新建
	哈一联		在哈一联扩建1座三相分离器橇、1座油气计量撬、1座8井式阀组。	新建
公用工程	给水	施工期	主要为生活用水、管道试压用水, 由水罐车拉运至营地。	--
		运营期	运营期不需供水。	--
	供热	施工期	项目施工期无需供暖。	--
		运营期	项目运营期用热主要为冬季井口加热, 采用电加热。	--
	供配电工程		各采油井场分别配套建设低压配电柜1面, 配套建设架空电力电缆3.28km; 各注水井场用电依托现有供电设施。	--
	自控工程		在各井场分别设置一套RTU控制系统, 将生产数据传输至所在井场RTU控制系统进行监控, RTU控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站DCS系统, 并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。	--
	通信		各井场为无人值守井场, 井场设置安防用摄像机, 不设人/机界面设备。各井场采用光纤以太网传输井场的仪控数据和视频信息至哈得作业区调控中心监控系统, 实现各井场RTU数据的远程集中监控。	--
	道路		依托井场现有伴井道路, 不新建道路。	--
	防腐工程		注水、洗井水回收管线管道为玻璃钢材质, 无需进行防渗处理, 只进行外防腐。油气混输、输油管线柔性复合管无	--

工程类别				规模	备注
			需进行防腐和保温，钢质管道进行外防腐。 所有管件防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。		
	值班室		位于富源5井，占地27m ² ，仅用于操作人员临时办公。	新建	
	营房		位于富源5井，占地27m ² ，仅供操作人员临时办公和休息。	新建	
临时工程			项目不设施施工营地、临时生活区等临时工程，临时占地主要是施工便道、管沟开挖、电力线路压占及拉线、富源5采油井井场材料堆放临时占地。	--	
环 保 工 程	废气	施工期	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	--
			焊接烟尘	无组织排放。	--
			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，减少尾气排放。	--
		运营期	井场无组织废气	项目采用密闭集输工艺，运营期废气主要为各单井逸散的无组织废气，主要为非甲烷总烃和硫化氢。井场设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，加强密闭管道、阀门检修和维护。	--
			HD32试采点无组织废气	运营期废气主要为试采点逸散的无组织废气，主要成分为非甲烷总烃和硫化氢。	--
		闭井期	施工扬尘	闭井期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施。	--
	废水	施工期	生活污水	项目施工期不设临时生活区，生活污水主要为盥洗废水，依托哈得作业区公寓生活污水处理设施。	--
			管道试压废水	管线试压废水为清净废水，试压后用作场地洒水抑尘。	--
		运营期		运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水，回注井洗井废水经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。	--
		闭井期		闭井期无废水产生。	--
	噪声	施工期	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。	--
		运营期	井场、试采点设备噪声	选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平。	--
		闭井期	运输车辆	合理安排作业时间和运输路线。	--
	固废	施工期	生活垃圾	生活垃圾集中收集后，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物	--

工程类别				规模	备注
				环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	
			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塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	--
			弃土	施工完毕后用于回填管沟及场地平整，不外运。	--
	运营期	危险废物		主要为落地油泥、废润滑油、清管废渣、沾油废物（含油抹布、劳保用品），分类收集，定期交库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。	--
	闭井期	废弃管线、建筑垃圾		收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	--
	防渗		HD32-H7采油井、富源5采油井井场地面按照一般防渗区要求进行防渗处理，富源5井值班室、营房按照简单防渗区要求进行防渗处理。		--
	生态	施工期	管线施工过程中严格控制施工作业带（8m）开挖面积，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。 施工结束后，应对管线和试采点周边的临时占地进行平整，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。		
		运营期	管线上方设置标志，定时巡查管线。		
		闭井期	地面设施拆除、占地恢复原有自然状况。		
	环境	管线	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和硫化氢检测仪。		
	风险	事故喷油池	各采油井场依托勘探井放喷池，用于事故状态下油气放喷。		

项目各井设计产能见表 3.4-2。

表 3.4-2 项目各井设计产能一览表

项目		规模
采油井	HD32-H7井	产油量55t/d
		产气量19000m ³ /d
	富源5井	产油量150t/d
		产气量50000m ³ /d
注水井	HD1-27-3H井	注水量70 m ³ /d
	HD11-4-2H井	注水量40 m ³ /d

（7）工程布局

项目各工程起终点坐标详见表 3.4-2。

表 3.4-2 项目各工程布局情况一览表

序号	名称			坐标		备注
				X	Y	
1	HD30-H8 井集输 管线	油气混输管线	起点			新建
			终点			
2	HD32-H5 井集输 管线	油气混输管线	起点			新建
			终点			
3	HD32-H7 井集输 管线	油气混输管线	起点			新建
			终点			
4	HD32-H9 井集输 管线	油气混输管线	起点			新建
			终点			
5	HD302-H1 井集 输管线	油气混输管线	起点			新建
			终点			
6	HD302-H2 井集 输管线	油气混输管线	起点			新建
			终点			
7	HD32 试采点至 HD4-H94 井输油 管线	原油输送管线	起点			新建
			终点			
8	HD1-27-3H 井注 水工程	HD1-27-3H 井				改建
9		注水管线	起点			新建
			终点			
10		洗井水回收 管线	起点			
			终点			
11		6#配水间				
12	HD11-4-2H 井注 水工程	HD11-4-2H 井				改建
13		注水管线	起点			新建
			终点			
14		洗井水回收 管线	起点			
			终点			
15		1#配水间				

注：采用 2000 国家大地坐标系，3°分带，中央子午线 84°。

注：采用 2000 国家大地坐标系，3°分带，中央子午线 84°。

（8）主体工程主要设备设施

项目主体工程主要设备设施分别见表 3.4-3 至表 3.4-5。

表 3.4-3 井场工程主要设备设施一览表

序号	项目		设备名称	规格	单位	数量
1	HD1-27-3H 井注水工程	管网	闸阀			
2		注水井口	闸阀			
3			截止阀			
4			止回阀			
5			截止阀			
6			截止阀			
7			安全阀			
8			压力表阀			
9			压力表阀			
10			取样阀			
11			取样阀			
12			压力表			
13			压力表			
1	HD11-4-2H 井注水工程	管网	闸阀			
2		注水井口	闸阀			
3			截止阀			
4			止回阀			
5			截止阀			
6			截止阀			
7			安全阀			
8			压力表阀			
9			压力表阀			
10			取样阀			
11			取样阀			
12			压力表			
13			压力表			
1	HD32试采点	密闭装车装置 (1套)	齿轮泵			
2			抗硫钢法兰球阀			
3			抗硫钢法兰球阀			
4			抗硫旋启式止回阀			
5			抗硫高密封取样内螺纹截止阀			
6			直通篮式过滤器			

序号	项目	设备名称		规格	单位	数量
7			液相装车鹤管			
8			气相平衡鹤管			
9		抗硫卧式分离器橇				
1	HD32-H7井集输工程	采油树				
2		油井取样器				
3		抗硫楔式闸阀				
4		抗硫高密封截止阀				
5		电控信一体化撬				
6		法兰				
1	哈一联	三相分离器橇				
2		油气计量橇Ⅱ型				
1	富源5井工程	采油树				
2		油井取样器 2.5MPa				
3		计量分离器				
4		齿轮泵				
5		储罐				
6		直通篮式过滤器				
7		放散管				
8		抗硫防爆型阻火器				
9		抗硫防爆型阻火器				
10		反拱型爆破片				
11		放空火炬				
12		液相装车鹤管				
13		气相平衡鹤管				
14		防爆轴流风机				
15		抗硫楔式闸阀				
16		抗硫楔式闸阀				
17		抗硫楔式闸阀				
18		抗硫手动球阀				
19		抗硫手动球阀				
20		抗硫手动球阀				
21		抗硫手动球阀				
22		抗硫手动球阀				
23		抗硫截止阀		KJ41Y-25 DN100 PN25	套	1

序号	项目	设备名称	规格	单位	数量
24		抗硫截止阀			
25		抗硫截止阀			
26		抗硫高密封内螺纹截止阀			
27		抗硫钢制旋启式止回阀			
28		法兰			

表 3.4-4 阀组工程主要设备设施一览表

序号	阀组	设备名称	规格	单位	数量
1	哈一联进站阀组	抗硫钢制楔式闸阀			
2		抗硫钢制楔式闸阀			
3		抗硫钢制楔式闸阀			
4		抗硫钢制楔式闸阀			
5		抗硫截止阀			
6		抗硫内螺纹截止阀			
7		抗硫旋启式止回阀			
8		钢法兰截止阀			
9		抗硫钢制楔式闸阀			
10		抗硫球阀			
11		抗硫球阀			
13	HD32 试采点 4 井式阀组	抗硫楔式闸阀			
14		抗硫楔式闸阀			
15		抗硫压力表阀			
16		法兰			

表 3.4-5 管线工程主要设备设施一览表

序号	管线类型	起点	终点	长度(m)	管径(mm)	压力(MPa)	材质	输送介质
1	注水管线	6#配水间	HD1-27-3H井	3350	DN65	25	柔性复合高压管	回注水
2	洗井水回收管线	HD1-27-3H井	HD1-37H井洗井水回收管线	2090	DN100	4	玻璃钢管	洗井水
3	注水管线	1#配水间	HD11-4-2H井	1630	DN65	25	柔性复合高压管	回注水
4	洗井水回收管线	HD11-4-2H井	HD11-5-1H井洗井水回收管线	1550	DN100	4	玻璃钢管	洗井水
5	油气混输管线	HD30-H8井	哈一联进站阀组	5860	DN80	2.5	玻璃钢管	原油、伴生气
6		HD32-H5井	HD32试采点	1043	DN100	6.3	柔性复合高压管	原油、伴生气
7		HD32-H7井	HD32试采点	2400	DN80	6.4	柔性复合高	原油、伴生气

序号	管线类型	起点	终点	长度(m)	管径(mm)	压力(MPa)	材质	输送介质
							压管	
8		HD32-H9井	HD32试采点	2981	DN80	5.5	玻璃钢管	原油、伴生气
9		HD302-H1井	HD302H井阀组	1380	DN80	4.0	玻璃钢管	原油、伴生气
10		HD302-H2井	HD302H井阀组	1350	DN80	4.0	玻璃钢管	原油、伴生气
11	原油输送管线	HD32试采点	HD4-H94井	8000	DN80	6.3	修复油管	原油

(9) 工程占地及土石方

①工程占地

本次工程井场施工全部依托现有井场用地，不新增占地。

项目永久占地主要为管线三桩（标志桩、里程桩、转角桩）和电力线路基座占地，其中管线三桩（标志桩、里程桩、转角桩）占地 51m²；电力线路基座占地共计 603m²，则项目永久占地面积为 654m²，占地类型为沙地。

项目临时占地主要是管沟开挖、电力线路压占及拉线、富源 5 井井场临时占地。项目站外管线总长度为 31.634km（HD1-27-3H 井注水管线和洗井水回收管线同沟敷设 1.55km；HD11-4-2H 井注水管线和洗井水回收管线同沟敷设 2.09km；HD32 试采点与 HD4-94 井输油管线采用双管同沟敷设，管线长度 8km，共计敷设管线 16km），实际开挖长度 27.994km，施工作业带宽度按 8m 计，占地 223952m²；项目电力线路总长度为 6.27km，施工作业带宽度按 6m 计，占地 37620m²；富源 5 井井场临时征地 2325m²。则项目临时占地面积为 263907m²，占地类型主要为沙地和极少量草地。

工程占地面积情况见表 3.4-6，工程占地类型情况见表 3.4-7。

表 3.4-6 工程占地面积一览表

项目名称	占地面积（m ² ）		
	永久	临时	合计
富源 5 采油井地面工程	378	14935	15313
HD32-H7 采油井地面工程及管线工程	251	26238	26479
HD1-27-3H 注水井地面及管线工程	0	26800	26800
HD11-4-2H 注水井地面及管线工程	0	13040	13040
HD30-H8 采油井油气混输管线	21	48440	48461
HD32-H5 采油井油气混输管线	0	11404	11404
HD32-H9 采油井油气混输管线	14	29080	29094
HD302-H1 采油井油气混输管线	0	11970	11970
HD302-H2 采油井油气混输管线	0	18000	18000
HD32 试采点至 HD4-H94 井输油管线	0	64000	64000

项目名称	占地面积 (m ²)		
	永久	临时	合计
合计	654	263907	264561

表 3.4-7 工程占地类型一览表

工程内容	占地类型		合计 (m ²)
	沙地 (m ²)	草地 (m ²)	
富源 5 采油井地面工程	15313	0	15313
HD32-H7 采油井地面工程及管线工程	26479	0	26479
HD1-27-3H 注水井地面及管线工程	26800	0	26800
HD11-4-2H 注水井地面及管线工程	12960	1080	13040
HD30-H8 采油井油气混输管线	48461	0	48461
HD32-H5 采油井油气混输管线	11404	0	11404
HD32-H9 采油井油气混输管线	29094	0	29094
HD302-H1 采油井油气混输管线	11970	0	11970
HD302-H2 采油井油气混输管线	18000	0	18000
HD32 试采点至 HD4-H94 井输油管线	64000	0	64000
总计	263481	1080	264561

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），多余土方就地平整。剩余土方用于施工作业带平整，不单独设置取、弃土场。拉油点需外运素土和天然戈壁石夯实地基。

根据项目工程设计资料，项目共开挖土方 54978m³、回填土方 54853m³、剩余土方 125m³，剩余土方用于施工作业带平整。

表 3.4-8 土石方平衡一览表

单位：m³

项目	挖方量	填方量	剩余量	处理方式
HD1-27-3H 井注水管线、洗井水回收管线	9000	8972	28	剩余土方用于施工作业带平整，不外运
HD11-4-2H 井注水管线、洗井水回收管线	4570	4552	18	
HD30-H8 采油井油气混输管线	14855	14825	30	
HD32-H5 采油井油气混输管线	2645	2637	8	
HD32-H7 采油井油气混输管线	8615	8603	12	

项目	挖方量	填方量	剩余量	处理方式
HD32-H9 采油井油气混输管线	10499	10484	15	
HD302-H1 采油井油气混输管线	2440	2433	7	
HD302-H2 采油井油气混输管线	2354	2347	7	
HD32 试采点至 HD4-H94 井输油管线	0	0	0	
合计	54978	54853	125	

(10) 辅助工程

项目辅助工程包括给排水、供热、供配电、自控、通信、道路、防腐保温等。

①给排水

A 施工期

项目施工期用水主要为生活用水、管道试压用水，废水主要为施工期生活污水、管道试压废水。

施工期项目不设施工营地，施工单位就近依托作业区现有公共设施，生活用水依托现有设施提供。项目施工人数约 50 人，施工天数约 60d，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，则施工期生活用水量约为 120m³。施工期生活污水产生量按用水量 80%计，其产生量约为 96m³，依托作业区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。

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，管道试压用水量约为 125m³，管道试压废水按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 122.5m³，用于场地洒水抑尘。

项目施工期给排水水量平

衡见表 3.4-9。

表 3.4-9 项目给排水水量平衡表

单位：m³

用水工序	总用水量	新鲜水量	损耗水量	排放量
生活用水	120	120	24	96
管道试压用水	125	125	2.5	122.5
合计	245	245	26.5	218.5

B 运营期

运营期无生产用水，人员内部调配，无生活废水产生。项目运营期生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水。

运营期回注井洗井废水量按 400m³/次，企业每 2 个月洗井 1 次，则单口回注井运营期洗井废水产生量为 2400 m³/a。HD1-27-3H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈

四联合站污水处理系统处理，HD11-4-2H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈一联合站污水处理系统处理。

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》--1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，项目油藏储层为高孔、高渗储层，井下作业废水产生量按76.0t/井次计，井下作业按每2年1次计，则单井井下作业废水产生量为38t/a。项目共部署2口采油井，则每年产生井下作业废水76t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

②供热

项目施工期、运营期无需供暖。

③供配电

各采油井场分别配套建设低压配电柜 1 面，为用电设备供电，配套建设架空电力电缆 3.28km。

④自控

在各井场分别设置一套 RTU 控制系统，将生产数据传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站 DCS 系统，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。

⑤通信

井场采用光纤以太网传输井场的仪控数据和视频信息至哈得作业区调控中心监控系统，实现各井场 RTU 数据的远程集中监控。

⑥道路

项目依托现有伴井道路，不新建道路。

⑦防腐保温

注水、洗井水回收管线管道为玻璃钢材质，无需进行防渗处理，只进行外防腐。油气混输、输油管线柔性复合管无需进行防腐和保温，钢质管道进行外防腐。所有管件防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。

（11）劳动定员和工作制度

项目试采点设有值班室和营房，仅用于操作人员临时办公和休息，项目井场和试采点均不设人员值守，操作人员内部调配，年生产 365 天。

（12）建设周期

项目建设周期 2 个月。

3.4.2 工艺流程及排污节点分析

3.4.2.1 施工期工艺流程及排污节点分析

项目施工内容主要为井场地面工程和集输管线敷设。

（1）井场部署工程

项目井场部署主要为井场地面工程建设，主要内容为采油树等设备安装及站场内管线连接。井场内设备实施均为成品外购，施工车辆运至指定位置即可。

施工期设置施工车辆临时停放场地，将采油设备及阀组拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

该工序废气污染源主要为施工扬尘 G_1 、焊接烟尘 G_2 ；噪声污染源为施工机械产生的噪声 N ；固体废物主要为生活垃圾 S_4 。

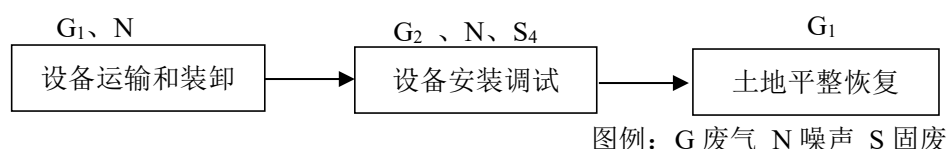


图3.4-1 井场部署工程施工期工艺流程及排污节点图

（2）集输管线敷设

管线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。

项目除 HD32 试采点至 HD4-H94 井输油管线采用 2 根 3.5 寸修复油管并行地面保温敷设外，其余管线工程均采用地埋式敷设。该管线除敷设方式不同于其他管线外，其余施工流程与其他管线一致。本次不再单独进行赘述。

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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m ，沟深 1.6m ，管沟边坡比为 $1:1.5$ ，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。项目玻璃钢管道采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料(厚度 $\geq 400\mu\text{m}$)+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带(套)。柔性复合高压管不进行防腐保温。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，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 。

施工作业带断面布置图见图3.4-2，管线与已建管线穿越示意图见图3.4-3。

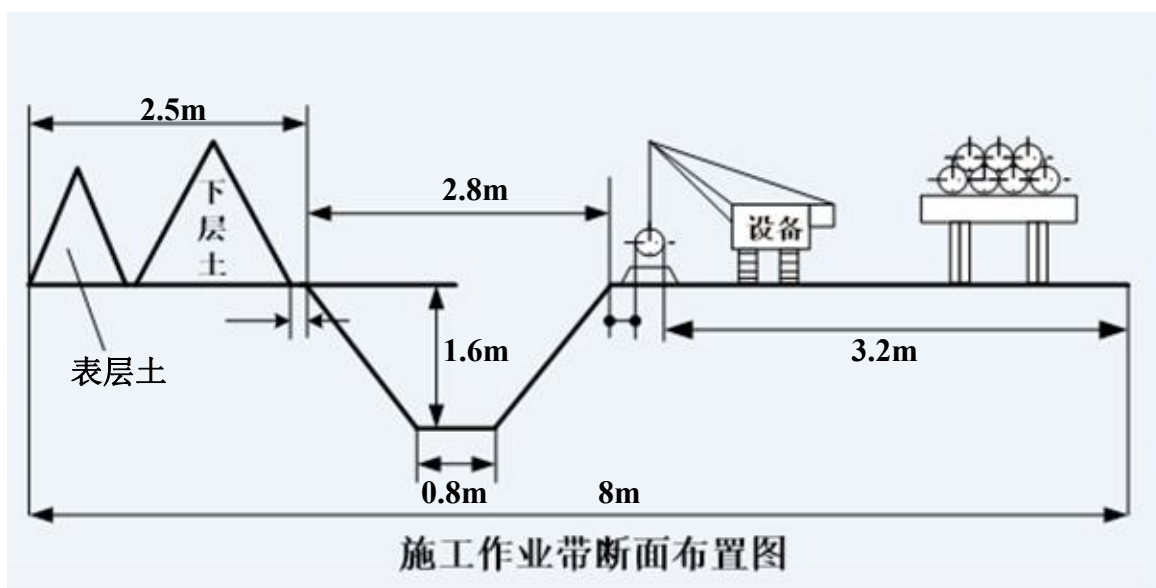


图3.4-2 施工作业带断面布置图

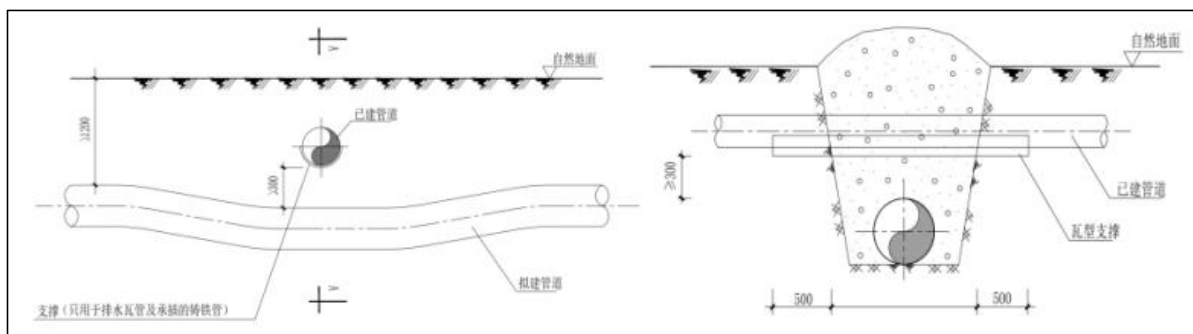


图3.4-3 管线与已建管线穿越示意图

③穿越工程

管线穿越井场砂石路时，采取大开挖方式，直接将砂石路面挖开后放入管线。在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在管沟一侧，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；临时表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

项目不涉及穿越公路、沥青路，项目管线穿越情况见表3.4-10。

表 3.4-10 管线穿越情况一览表

序号	名称	穿越中心坐标	穿越方式
1	HD30-H8 采油井油气混输管线		开挖穿越井场砂石路
2			
3			
4			
5	HD32 试采点至 HD4-H94 井原油输送管线		开挖穿越井场砂石路
6			
7			
8			
9	HD11-4-2H 注水井注水及洗井水回收管线		开挖穿越井场砂石路

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油

树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出液通过新建集输管线输送至各对应阀组或计转站，然后再通过现有集输管线输送至联合站处理。

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裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

集输管线敷设施工过程中废气污染源为施工扬尘G₁、焊接烟尘G₂及机械设备和施工车辆尾气G₃；废水污染源主要为管线试压废水W₁；噪声污染源为施工机械产生的噪声N；固体废物为施工废料S₁、管沟开挖产生的土方S₂、管道焊接及管道吹扫产生的废渣S₃、施工人员生活垃圾S₄。

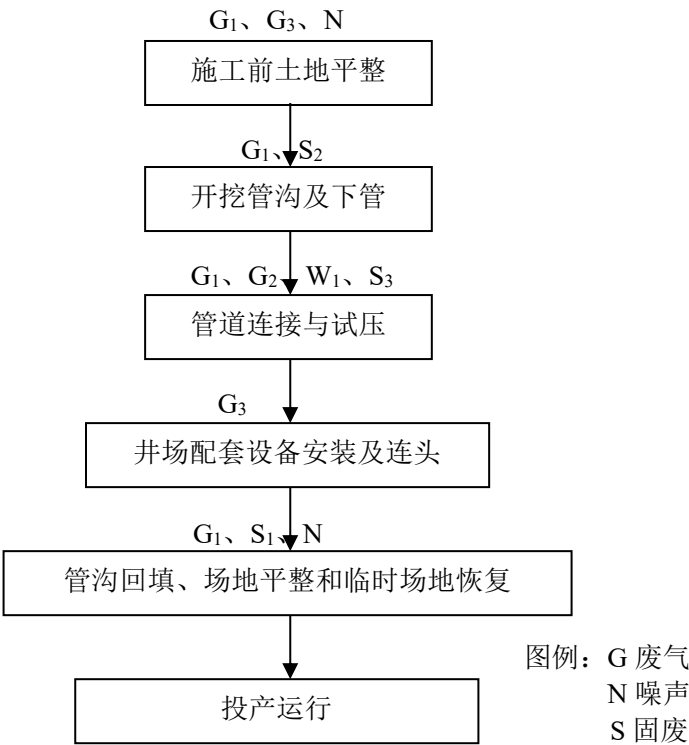


图3.4-4 管线施工期工艺流程及排污节点图

3.4.2.2运营期工艺流程及排污节点分析

(1) HD1-27-3H 井注水工艺流程及排污节点

项目 HD1-27-3H 回注井回注水来自哈得四联合站，经现有回注管线输送至 6 号配水间后由本次新建回注管线利用 HD1-27-3H 回注井回注。项目回注层与哈得区块开采油层在同一层位。

注水井注水一段时间，需进行洗井，洗井水源为回注水水源，洗井时将水从注水管注入套管，进入井口清洗。通过洗井，使注水井、油层内的腐蚀物、杂质等脏物被冲洗出来，避免油层被脏物堵塞，影响注水效果。HD1-27-3H 回注井配套建设洗井水回收管线，洗井水经新建洗井水回收管线及现有洗井水回收管线输送至哈四联处理。

根据表 3.1-3 中 HD1-3 井注水口（注水来源为哈四联废水处理装置出水）监测结果可知，注水口中各因子均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求，可回注地层。

该工序废水污染源为洗井废水 W_2 ；噪声污染源为井场设备噪声 N 。

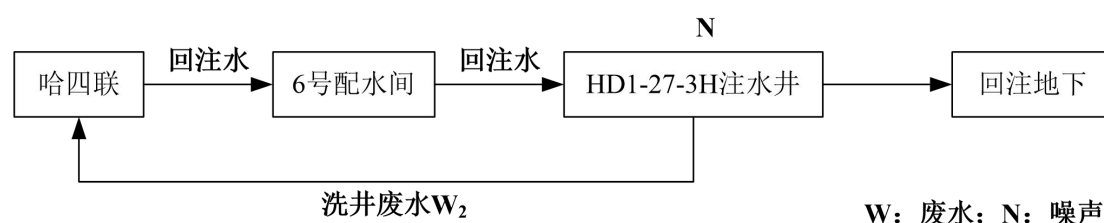


图 3.4-5 HD1-27-3H 井注水工艺流程及排污节点图

(2) HD11-4-2H 井注水工艺流程及排污节点

项目 HD11-4-2H 回注井回注水来自哈一联，经现有回注管线输送至 1 号配水间后由本次新建回注管线利用 HD11-4-2H 回注井回注。项目回注层与哈得区块开采油层在同一层位。

注水井注水一段时间，需进行洗井，洗井水源为回注水水源，洗井时将水从注水管注入套管，进入井口清洗。通过洗井，使注水井、油层内的腐蚀物、杂质等脏物被冲洗出来，避免油层被脏物堵塞，影响注水效果。HD11-4-2H 回注井洗井水经本次新建洗井水回收管线及现有洗井水回收管线输送至哈一联进行处理。

根据表 3.1-3 中 HD2-20 井注水口（注水来源为哈一联废水处理装置出水）监测结果可知，监测点注水口中各因子均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求，可回注地层。

该工序废水污染源为洗井废水 W_2 ；噪声污染源为井场设备噪声 N 。

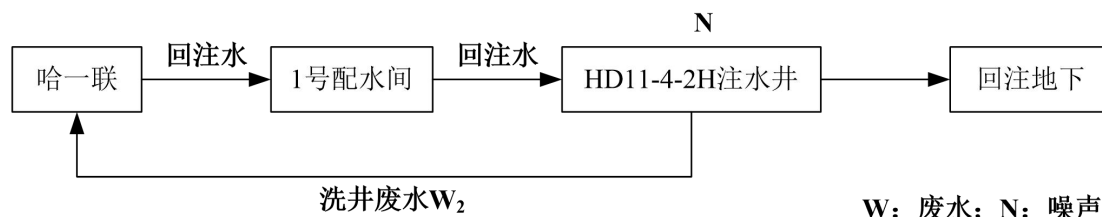


图 3.4-6 HD11-4-2H 井注水工艺流程及排污节点图

(3) HD32-H7 采油井集输工艺流程及排污节点

HD32-H7 井采出物经油嘴套一级节流后直接由集输管线输送至 HD32 试采点阀组，并在 HD32 试采点由抗硫生产分离器撬进行油气分离。采出物在 HD32 试采点经油气分离后，原油经本次新建的输油管线输送至 HD4-94 井阀组后汇入现有油气混输干线，最终输送至哈一联进行处理，伴生气经回收系统收集处理（单独立项，另做环评）。

项目对 HD32 试采点进行扩建，主要为扩建 1 座 4 井式阀组、1 套密闭装车橇（备用）、1 台抗硫生产分离器撬，其中 4 井式阀组用于链接以上 3 口集输管线；抗硫生产分离器撬主要对以上 HD32-H5、HD32-H7、HD32-H9 等 3 口采油井输送来的采出物进行油气分离；密闭装车橇为备用设备，在无法以上 3 口井原油无法进行管输的非正常状况下才使用。

在油井投入生产后，油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油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业，周期为 2 年 1 次。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油井内。

集输流程示意图 3.4-7。

该工序主要废气污染源为井场逸散无组织废气 G_4 、HD32 试采点无组织废气 G_5 ；废水污染源主要为井下作业废水 W_3 ；噪声污染源为井场设备噪声 N ；固体废物污染源为落地油泥、废润滑油、清管废渣、沾油废物（含油抹布、劳保用品） S_5 。

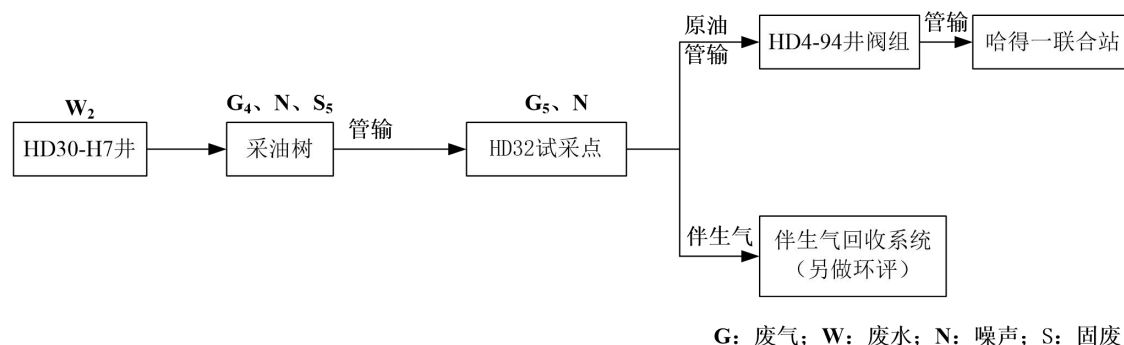


图 3.4-7 HD32-H7 采油井集输工艺流程及排污节点图

（5）富源 5 采油井集输工艺流程及排污节点

目前，富源 5 井周边无配套的集输管线对采出物进行输送，因此运营期富源 5 井采出物经油嘴套一级节流后进入井场内计量分离器进行油气分离，分离后原油进入井场内 10 座 50m³ 的储罐暂存，定期拉运至哈一联合站进行处理；伴生气经回收系统收集处理（单独立项，另行环评）。富源 5 井集输流程示意图 3.4-8。

在油井投入生产后，油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油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业，周期为 2 年 1 次。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油井内。

该工序主要废气污染源为井场逸散无组织废气 G₄；废水污染源主要为井下作业废水 W₃；噪声污染源为井场设备噪声 N；固体废物污染源为落地油泥、废润滑油、清管废渣、沾油废物（含油抹布、劳保用品）S₅。

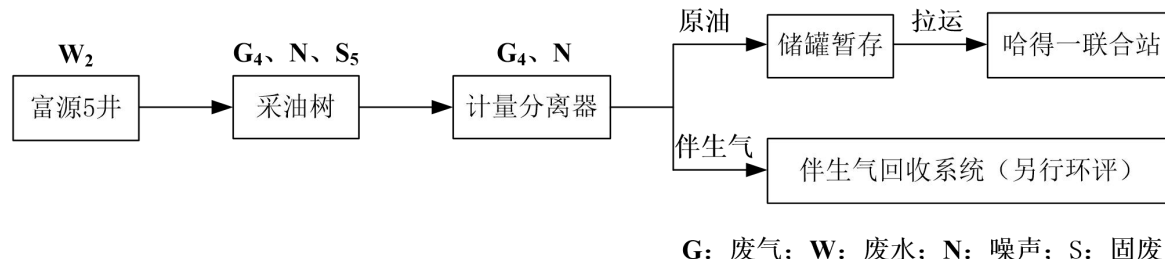


图 3.4-8 富源 5 采油井集输工艺流程及排污节点图

3.4.2.3 闭井期工艺流程及排污节点分析

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道（收集后送哈一联处理），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。

闭井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S₆、废弃建筑垃圾S₇。

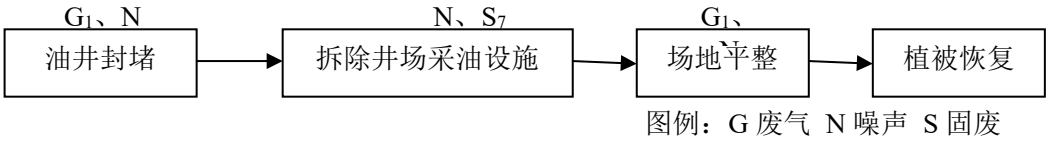


图3.4-9 闭井期工艺流程及排污节点图

项目施工期、运营期和闭井期排污节点详见表 3.4-11。

表3.4-11 项目施工期、运营期和闭井期排污节点一览表

类别			排污节点	主要污染物	防治措施
施 工 期	废气	G ₁	施工扬尘	颗粒物	洒水降尘，无组织排放。
		G ₂	施工时的焊接烟尘	颗粒物	无组织排放。
		G ₃	施工时机械设备和施工车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	使用合格燃料，无组织排放。
	噪声	N	施工机械噪声、交通噪声	噪声	加强施工管理。
	废水	W ₁	管线试压废水	COD、氨氮、SS	由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。
	固废	S ₁	集输管线铺设	施工废料	优先回收利用，不可回收利用部分拉运至河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。
		S ₂	集输管线铺设	弃土	用于回填管沟及场地平整。
		S ₃	集输管线铺设	管道焊接及管道吹扫产生的废渣	运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。
		S ₄	施工人员	生活垃圾	集中收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。
运 营	废气	G ₄	井场无组织逸散废气	非甲烷总烃 硫化氢	间歇排放，控制放喷时间，加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发。

期		G ₅	HD32试采点无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发。
		G ₆	放空火炬伴生气燃烧废气	SO ₂ 、NO _x	经20m高放空火炬燃烧排放。
	废水	W ₂	洗井废水	石油类、SS	经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理。
		W ₃	井下作业废水	石油类、COD	采用专用废水回收罐收集后,送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。
	固废	S ₅	阀门、法兰等设施原油渗漏、修井、设备维修	落地油泥、废润滑油、清管废渣、沾油废物(含油抹布、劳保用品)	分类收集后,交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。
闭井期	废气	G ₁	施工扬尘	颗粒物	洒水降尘,无组织排放。
	噪声	N	车辆噪声	噪声	加强施工管理。
	固废	S ₆	闭井期	废弃管线	集中收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。
		S ₇		废弃建筑垃圾	

3.4.3 工程主要污染源及防治措施

3.4.3.1 施工期污染源及防治措施

(1) 废气

项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气。

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/m³; 距路边下风向 150m, TSP 浓度大于 5mg/m³。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

项目占地主要为沙地,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沙生植被，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焊接烟尘

项目管线采用玻璃钢管道和柔性高压复合管、修复油管，其中金属材质管线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。根据建设方提供的资料，施工期焊条使用量约为 2.5t，每千克焊条产生的焊接烟尘约 8g，则项目焊接烟尘产生量约为 20kg。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施工机械及运输车辆排放的废气

在油田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颗粒物、NO_x、SO₂ 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。

（2）废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、试压废水。

①生活污水

项目施工人数约 50 人，施工天数约 60d，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，生活污水产生量按用水量 80%计，则产生量约为 96m³，依托

作业区现有公共设施，不需设置临时厕所和生活场地，不新增临时集中式污水排放点。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用水量为 125m³，管道试压废水循环使用，在最后一管线试压完毕后集中收集，试压操作过程中按 2%损失考虑，则项目试压废水产生量为 122.5m³，主要污染物为 SS，用于场地洒水抑尘，不外排。

（3）噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~90dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，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》（HJ 2034-2013），施工期主要噪声源及其源强详见表 3.4-12。

表 3.4-12 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）
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

（4）固废

项目施工过程中产生的固体废弃物主要包括施工废料、弃土以及施工人员生活垃圾。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为 6.33t。施工废料优先回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

②弃土

项目土石方量较小，工程不设取土场和弃土场。根据土石方平衡，项目施工期开挖土方大部分用于基槽回填，剩余弃土约 125m³，用于施工作业带平整。

③生活垃圾

项目施工人数约 50 人，施工天数约 60d，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计，则项目施工期生活垃圾产生量为 1.5t，集中收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

（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。

3.4.3.2运营期污染源及防治措施

（1）废气

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

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：

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

其中， $E_{\text{设备}}$ --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》中精炼石油产品制造设备动静密封点排污系数，详见下表。

表 3.4-13 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

根据设计单位提供数据，项目无组织废气非甲烷总烃排放情况见表 3.4-14。

表 3.4-14 项目各井场和试采点无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
1	HD32 -H7采 油井	连接件	20	0.028	0.002	8760	0.015
2		开口阀或开口管线	10	0.03	0.001	8760	0.008
3		阀门	7	0.064	0.001	8760	0.012
4		压缩机、搅拌器、泄压设备	0	0.073	0.000	8760	0.000
5		泵	0	0.074	0.000	8760	0.000
6		法兰	12	0.085	0.003	8760	0.027
7	富源 5采油 井	连接件	60	0.028	0.005	8760	0.044
8		开口阀或开口管线	20	0.03	0.002	8760	0.016
9		阀门	42	0.064	0.008	8760	0.071
10		压缩机、搅拌器、泄压设备	0	0.073	0.000	8760	0.000
11		泵	1	0.074	0.0002	8760	0.002
12		法兰	52	0.085	0.013	8760	0.116
合计					0.035	8760	0.307
13	HD32 试采 点	连接件	40	0.028	0.003	8760	0.029
14		开口阀或开口管线	2	0.03	0.0002	8760	0.002
15		阀门	28	0.064	0.005	8760	0.047
16		压缩机、搅拌器、泄压设备	0	0.073	0.000	8760	0.000
17		泵	1	0.074	0.0002	8760	0.002
18		法兰	28	0.085	0.007	8760	0.063
合计					0.016	8760	0.143
总计					0.052	8760	0.450

由上表可知,项目富源 5 井井场无组织逸散非甲烷总烃排放速率最大,为 0.028kg/h。项目共部署 2 口采油井场,无组织非甲烷总烃排放量为 0.307t/a; HD32 试采点无组织逸散非甲烷总烃排放速率为 0.016kg/h,排放量为 0.143t/a。

项目运营期非甲烷总烃总排放量为 0.450t/a。

(2) 无组织排放 H₂S

根据哈得 23 区块奥陶系油藏天然气取样分析结果表明,天然气中 H₂S 含量最大为 0.2531%,年有效工作时间按 8760h 计算,拟建工程各井场和试采点无组织废气硫化氢核算一览表详见表 3.4-15。

表 3.4-15 拟建工程各井场和站场无组织废气硫化氢核算一览表

序号	设备名称	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
1	HD32-H7 采油井	0.00002	8760	0.0002
2	富源 5 采油井	0.00007	8760	0.0006
3	HD32 试采点	0.00004	8760	0.0004
合计		0.00013	8760	0.001

由上表可知,项目富源 5 采油井井场无组织逸散非甲烷总烃排放速率最大,为 0.00007kg/h。项目运营期 H₂S 总排放量为 0.001t/a。

项目容易泄漏的管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料,严格控制油品泄漏对大气环境的影响,井口密封并设紧急截断阀,可有效减少无组织烃类的挥发。

(2) 废水

运营期无生产用水,人员内部调配,无生活废水产生。项目运营期生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水。

①洗井废水

项目洗井废水主要污染因子为 SS、石油类,SS 产生浓度为 1500mg/L,石油类产生浓度为 1000mg/L,HD1-27-3H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈四联合站污水处理系统处理,HD11-4-2H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈一联合站污水处理系统处理。

洗井废水水质与进入哈一联/哈四联污水处理系统的采出水水质相似,其中,哈一联污水处理系统采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺,洗井废水进入哈一联污水处理系统处理后,经加热进入污水接收罐,然后经升压泵升压进入污水除油

器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联。哈四联污水处理系统处理工艺采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺，洗井废水进入哈四污水处理系统处理，生产废水加药后进入 2500m³ 来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物后进入 1000m³ 净化水罐或 2000m³ 污水注水罐暂存，经注水井回注地下。哈一联、哈四联出水水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中表 1 标准限值要求。

哈一联污水处理能力 5000m³/d，目前实际处理量为 4200m³/d，项目实施后洗井废水平均产生量为 400m³/次，每两个月洗井 1 次，可以满足项目新增废水处理需求。

哈四联污水处理能力 9100m³/d，目前实际处理量 6600m³/d，项目实施后洗井废水平均产生量为 400m³/次，每两个月洗井 1 次，可满足新增废水处理需求。

②井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水，主要污染因子为 COD、石油类，COD 产生浓度为 1375mg/L，石油类产生浓度为 217mg/L，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站污水暂存池设计容量 20000m³，井下作业废水处理规模 300m³/d，项目井下作业废水量较小，约为 76t/a（0.208m³/d），可满足项目需求。

（3）运营期噪声

项目运营期主要为井场设备噪声，源强 65dB（A），且项目周边无敏感点。因此，项目不会对周围声环境产生影响。

（4）运营期固废

①落地油泥

运营期油井采油树的阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损会产生落地油泥。按照单井落地油泥产生量约 0.1t/a 计算，落地油泥产生量约 0.7t/a，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，项目落地油泥 100%回收，回收后的落地油泥桶装收集，交由

库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

②清管废渣

集输管线每 2 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，本工程新建集输总长度为 24.014km，每次废渣量约 0.028t（0.014t/a）。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

③废润滑油

项目废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，项目共部署 2 口采油井，每次产生废润滑油约 0.1t（0.05t/a），其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

④沾油废物（含油抹布、劳保用品）

修井作业在作业时会产生一些沾染废物（含油抹布、劳保用品），产生量较小，运行期修井一般平均两年一次，每口井每次产生含油废物约 0.05t，项目共部署 2 口采油井，每次产生含油废物约 0.1t（0.05t/a），收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，项目危险废物属性表详见表 3.4-12。

表 3.4-12 项目危险废物属性一览表

危废名称	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
落地油泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.0	阀门、法兰等设施 原油渗漏及井下 作业原油溅溢	固态	油类物质、 泥沙	油类 物质	T, I	收集后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。
清管废渣			0.014	清管作业	固态	油类物质	油类 物质	T, I	
废润滑油			0.05	井下作业、采油过 程中机械设备维 修	液态	油类物质	油类 物质	T, I	
沾油废物（含 油抹布、劳保 用品）			0.05	修井作业	固态	油类物质、 泥沙	油类 物质	T, I	

3.4.3.3 闭井期污染源及防治措施

闭井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规定》(Q/SY36-2007)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

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘,采取以下措施:

①要求闭井期作业时,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闭井期封井施工过程中,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

闭井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

闭井期噪声主要为运输车辆产生的噪声,主要采取以下措施:

①选用低噪声机械和车辆。

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

闭井期固废主要为废弃管线、建筑垃圾,采取以下措施:

①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,送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

②对完成采油的废弃井应封堵,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。

③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) 生态恢复措施

油田单井进行开采后期,油气储量逐渐下降,最终井区进入闭井期。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。

3.4.4 非正常工况

项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。项目油气集输过程中，若井口压力过高，原油通过防喷管道直接进入放喷池或放空火炬。项目井场不涉及注醇装置，冬季生产正常工况下无需注醇。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。项目非正常排放见表 3.4-13。

表 3.4-13 项目非正常排放情况一览表

污染源	污染物	非正常排放原因	非正常排放浓度 ug/m ³	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/min	年发生频次/次	应对措施
放喷口/放空火炬	非甲烷总烃	井口压力过高	--	0.1	10	1 次	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。
	硫化氢		--	0.001			

项目若发生非正常工况污染物排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。本项目集输管线刺漏时，原油从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏除修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

3.4.5 清洁生产水平分析

项目隶属哈得油气开发部管辖。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。

3.4.5.1 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，综合考评富满油田哈得区块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表 3.4-14。

表 3.4-14 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								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目		
						实际值	得分	
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	≤50	30	
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	--	--	
		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	--	--	
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	--	--	
		落地原油回收率	%	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	本项目得分		
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	5		
		采油	采气过程醇回收设施			10	10	
			套管气回收装置			20	20	
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		5	5	
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置		5	0	
定性指标								
一级指标	指标	102 二级指标			指标分值	本项目得分		

	分值			
(2)环境管理体系建设 及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	5
		开展清洁生产审核并通过验收	20	20
		制定节能减排工作计划	5	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

（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：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

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：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中：

S_i —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；

S_{xi} —第*i*项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —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 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它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 $S_i > k/m$ 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 S_i 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： P_1 —定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第*i*项评价指标的单项评价指数；

K_i —第*i*项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，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；

F_i—定性评价指标体系中第i项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

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数见表 3.4-15。

表 3.4-15 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

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84，属于清洁生产企业。考虑到本次项目并不涉及余热余能利用等，综合评价指数比实际偏低。

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。

3.4.5.2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) 哈得油气开发部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到自身管理制度当中，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。

3.5 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表 3.5-1。

表 3.5-1 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	0.450
	H ₂ S	0.001
废水	COD	0
	氨氮	0
固体废物		0

本次工程建成后，哈得区块污染物排放“三本账”核算见表 3.5-2。

表 3.5-2 项目完成后污染物排放“三本账”一览表 (单位: t/a)

污染物		现有工程 排放量	本工程 新增排放量	“以新带老” 削减量	总体工程 排放量	增减量 (+, -)
废 气	烟尘	1.010	0.000	0.000	1.010	0.000
	NO _x	60.683	0.000	0.000	60.683	0.000
	SO ₂	33.891	0.000	0.000	33.891	0.000
	H ₂ S	3.296	0.004	0.000	3.297	+0.004
	非甲烷总烃	998.760	0.450	0.000	999.210	+0.450
废 水	COD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	氨氮	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
固废		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

3.6 总量控制

3.6.1 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。

3.6.2 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，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：SO₂、NO_x、VOCs，

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.6.3 总量控制建议指标

（1）总量指标

本项目不设置燃煤、燃气加热炉，不产生 SO₂ 及 NO_x，且项目运营期回注井洗井废水依托哈一联、哈四联现有污水设施处理。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本次评价采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.450t/a。

综上所述，项目总量控制指标为 SO₂：0.000t/a，NO_x：0.000t/a，VOCs：0.450t/a，COD：0.000t/a，NH₃-N：0.000t/a。

（2）总量削减来源

项目新增 VOCs（即非甲烷总烃）排放量 0.450t/a，对应总量控制指标由《塔里木油田公司“十四五”期间大气污染物减排量核算说明》中的减排量平衡解决。“十四五”期间塔里木油田公司预计可形成的大气污染物减排量分别为 NO_x 201.067t/a、SO₂ 50.120 t/a、VOCs 472.415 t/a。其中，项目具体的 VOCs 总量消减来源为“哈一联、哈四联新建原油储罐抽气系统项目”，通过对哈一联、哈四联新建原油储罐抽气系统，减少了 VOCs 的排放，削减量可满足项目总量需求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km^2 。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。我国最长的内陆河—塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943m~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。

哈得区块位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，西北距沙雅县城约 70km。该区域地处塔克拉玛干沙漠，地表主要为沙漠和浮土，地势整体较为平坦，中部构造较高，东西两侧低，地表海拔在 943~953m 之间。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。区块距离城乡公路及富满油田公路较近，交通运输条件较便利。

4.1.2 地形、地貌

项目所处的哈得区块北部为塔里木河冲积平原，南部为风积沙漠，总体地势北高南低，西高东低。其中，北部塔里木河冲积平原南北高、中间低，西高东低，海拔 930-990m，地形坡降 1% 左右，其上河网发育；南部塔克拉玛干沙漠地势东南高西北低，海拔 940-1100m，地形起伏变化较大，主要由半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约 1-5m 不等。

图 4.1-1 地形地貌图

4.1.3 区域地质条件

4.1.3.1 地质构造

根据《新疆维吾尔自治区区域地质志》对构造单元的划分，调查区内大地构造分区属于塔里木地台一个一级构造单元，塔里木台坳一个二级构造单元，塔东坳陷一个三级构造单元，跃进一号长垣和满加尔凹陷两个四级构造单元。

1、跃进一号长垣（IX52-3）跃进一号长垣西临顺托果勒凹陷，东靠满加尔凹陷，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。跃进一号长垣为一近南北向长条状构造。在震旦-奥陶纪属于库满坳陷拉槽的西部延生部分，志留纪后由于南北二隆起的继承性活动，该地区显示坳陷性质，但自老而新其坳陷特征逐渐变弱。

2、满加尔凹陷（IX52-4）满加尔凹陷位于塔里木盆地北部坳陷的中东部，西与跃进一号长垣相连，东临英吉苏坳陷和孔雀河斜坡，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。该坳陷基底为前震旦系结晶变质岩系，盖层由震旦系至第四系组成，层序齐全，厚度达万米。

地下水调查范围内发育有 1 条隐伏断裂，断裂埋藏深度在 300m 以下，近南北向发育，贯穿整个调查区。

仅供哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程使用

0 5000 10000 15000 20000

图 4.1-2 区域地质构造图

4.1.3.1地层岩性

区域内出露的地层为第四系（Q）。第四系是区域内分布最广的地层。项目所在区域从北部的塔河泛滥平原到南部的塔克拉玛干沙漠，第四系成因类型具有明显的分带规律，成因类型依次是洪积、冲积及风积，岩性结构具有颗粒由粗到细，地层结构由单层、双层到多层结构的分带变化。第四系最厚可达 1200m。

①上更新统（Q₃）

a.洪积层（Q₃^{pl}）

区域范围内大面积分布，岩性由北部的单一巨厚砂砾石层向南逐渐变为多层结构的砂砾石、中粗砂、粉土层至粉土、粉细砂互层。北部厚度最大可达 200m，南部较薄。

b.冲积层（Q₃^{al}）

主要分布在塔里木河泛滥平原北部有零星分布，岩性主要为灰色、灰白色粉细砂或中砂夹灰黄色粉土薄层或透镜体。

②全新统（Q₄）

a.冲积层（Q₄^{al}）分布于塔里木河河床中，呈条带状分布，上游岩性主要为灰色砂卵砾石，中下游颗粒逐渐变细，岩性为粉细砂夹粉土、粉土。厚度 1 至数米。

b.风积层（Q₄^{col}）

在项目所在区域南部的塔克拉玛干沙漠大面积分布，中部主要呈条带状，南部成片分布。岩性较单一，为灰白色中粗砂或灰黄色粉细砂，地面堆积高度一般为 3-10m。

图 4.1-3 区域地质图

4.1.4 区域水文地质

①地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代，第四系沉积厚度一般为 1000~1500m，其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为 500~1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区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防线，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和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗

粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，期间分布多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深 1~3m，矿化度在 1~3g/L，是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水单井出水量一般为 100~500m³/d，含水层在 10~100m 之间。沙漠腹地亦有承压水存在，含水层在 200m~500m 之间，单井最大涌水量 700~4000m³/d。地下水流方向由西向东，含水层岩性为粉细砂、夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层，总厚度超过 300m，没有区域性隔水层，深层地下水矿化度大于 10g/L。

区域水文地质图见图 4.1-3。

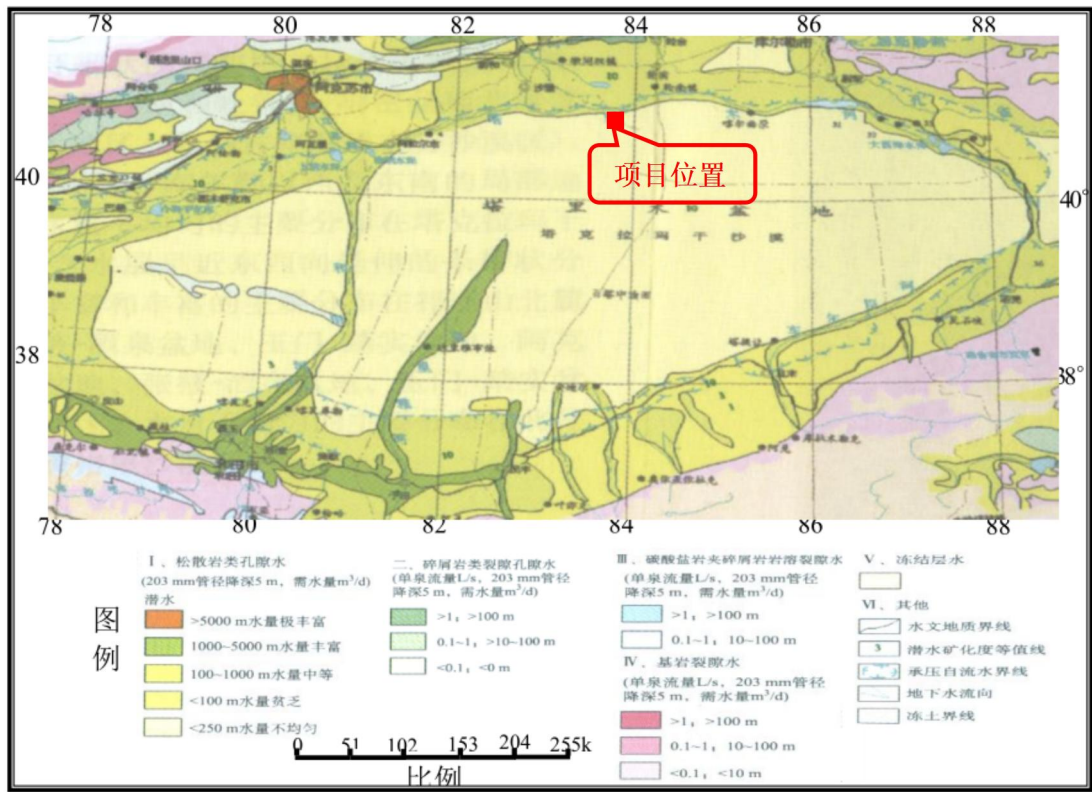


图 4.1-3 区域水文地质图

②地下水的补给、径流与排泄

塔里木盆地为一个较完整的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍。塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河阿克苏河及其它河流出口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出口后入渗补给、昆仑山山前地带暴

雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。项目区地下水受克里雅河出山口后入渗补给作用比较明显。

塔里木盆地盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1 米地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10-20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠中。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流（盆地西南缘为由西南向东北径流）至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。在沙漠中仅在占 15%面积的垅间洼地内水位浅埋地段，有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。项目区地下水径流自南向北偏东运动，除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，变为 1m/d，构成广大沙漠中大面积的滞流集水区，是沙漠普遍分布地下水的原因之一。

③地下水化学特征

在塔里木盆地，地下水水化学特征环带状水平分带规律比较明显，同时还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分布带规律。

1) 沿地下水流向自南向北水平变化规律。从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显，矿化度不断增高，水质向劣化方向递变，水化学类型由山前倾斜平原的 $\text{SO}_4\text{-Ca (Mg)}$ →细土带 $\text{SO}_4\text{-Cl-Ca (Mg)}$ →至沙漠区为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 水递变；矿化度由 $<1\text{g/L}\rightarrow1\text{-}3\text{g/L}\rightarrow3\text{-}10\text{g/L}$ 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 水。

2) 垂直河床方向的水平分带规律。因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成份由接近河水向原始水型呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。在现代河床和古河道中，含水

层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以Cl·SO₄·HCO₃-Na型、Cl·SO₄·HCO₃-Na·Mg型或Cl·SO₄-Na·Mg型、Cl·SO₄-Na型水为主，矿化度由<1g/L或1~3g/L。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为Cl·SO₄-Na型或Cl-Na型，矿化度逐渐增大到3~5g/L或5~10g/L，局部大于10g/L。

3) 垂直分带规律

地下水咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区上层含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐份自下而上不断迁移，使盐份在潜水上部或地面富集；而下层（或深部）潜水（或承压水）水质相对较好。矿化度随深度增加而降低，表层水矿化度一般都大于5g/L，100~120m水井矿化度为4-5g/L。

4.1.5 气候特征

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气象要素表

序号	项目	单位	数值	序号	项目	单位	数值
1	平均气温	℃	11.4	7	年平均降水量	mm	47.3
2	历年极端最高气温	℃	41.2	8	年均相对湿度	%	49
3	历年极端最低气温	℃	-24.2	9	年平均大气压	hPa	956.5
4	年主导风向	-	NE	10	年均蒸发量	mm	2044.6
5	最大风速极限	m/s	28	11	最大冻土深度	m	0.77
6	年平均风速	m/s	1.37				

4.1.6 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以荒漠风沙土为主。荒漠风沙土形成于漠境生物气候带，属典型大陆气候。冬季干燥寒冷，夏季酷热，年均温6~9，年降水量一般在50~150mm，50%集中在7、8月，多突发性暴雨，年温差、日温差悬殊，干燥度≥3.50。沙丘起伏大，多为流动格状、链状沙丘链，有的已形成沙山，相对高度达500米。植被以早生、超早生灌木、半灌木为主，覆盖率小于20%。风沙土剖面无明显的腐殖质层

和淋溶淀积层，一般由薄而淡的腐殖质层和深厚的母质层组成，剖面构型为A-C或C型。流动阶段土壤剖面分异不明显，呈灰黄色或淡黄色，单粒状结构。

评价区域土壤类型主要为荒漠风沙土，及少量的盐化林灌草甸、盐化草甸土。

4.2 环境敏感区调查

根据调研，站场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、自然保护区、国家沙漠公园、水土流失重点预防区和重点治理区等。

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区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，项目与生态保护红线的最近距离为20m。距项目最近的生态红线为塔里木河流域土地沙化、生物多样性维护生态保护红线区，生态系统类型主要为盐化荒漠、河漫滩草甸与沼泽草甸，项目不在该红线保护范围内。项目与新疆维吾尔自治区生态保护红线位置关系详见附图7。

4.2.2 沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区

沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河有沙雅县境内 164.38km 的流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经 81°44'45"~83°39'06"、北纬 41°09'55"~40°40'05"，总面积为 256840hm²，海拔 950-1020m。

沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区的保护区面积 256840hm²，其中核心区面积为 71586hm²，占保护区总面积的 27.87%；缓冲区面积为 149468hm²，占保护区面积的 58.08%；实验区面积为 36086hm²，占保护区面积 14.05%。

项目位于沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区东南侧 11km 处，不在保护区范围内。项目与沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区的位置关系见图 4.2-1。

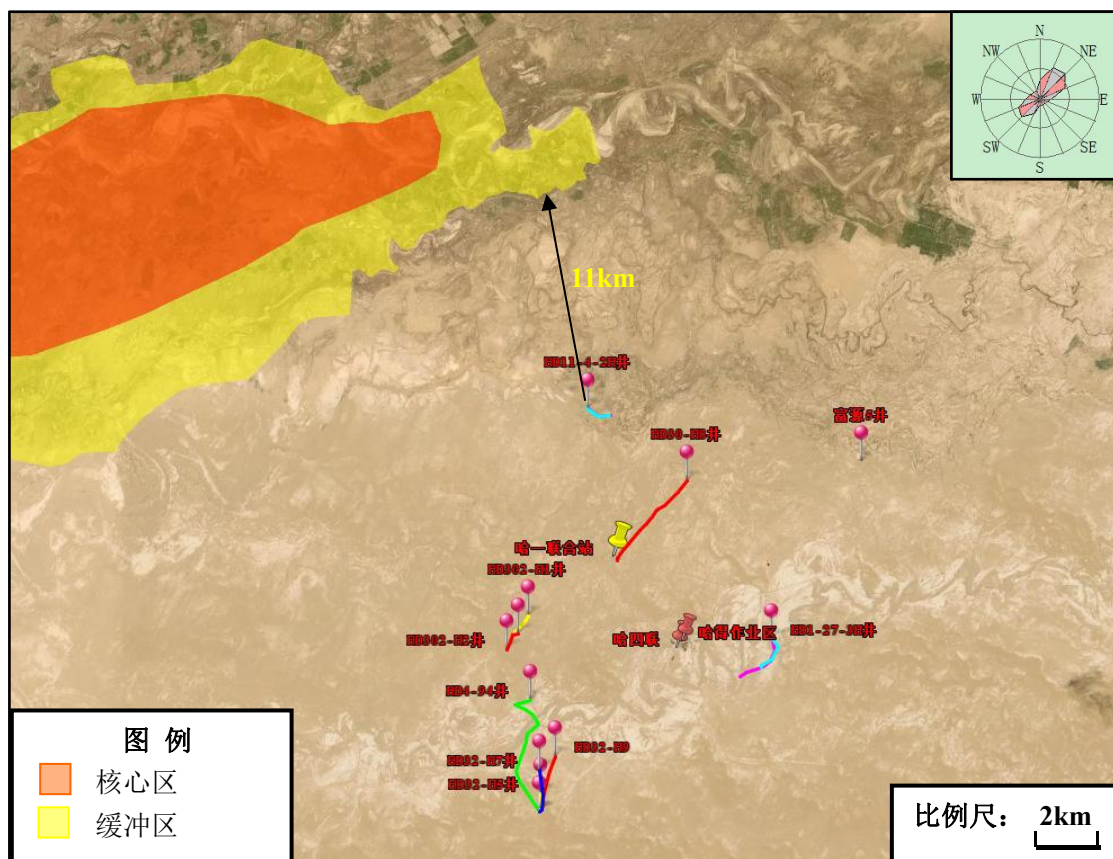


图 4.2-1 项目与沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区位置关系图

4.2.3 沙雅国家沙漠公园

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

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

项目位于沙雅国家沙漠公园西侧 49km 处，不在保护区范围内。本项目与沙雅国家沙漠公园的位置关系见图 4.2-2。

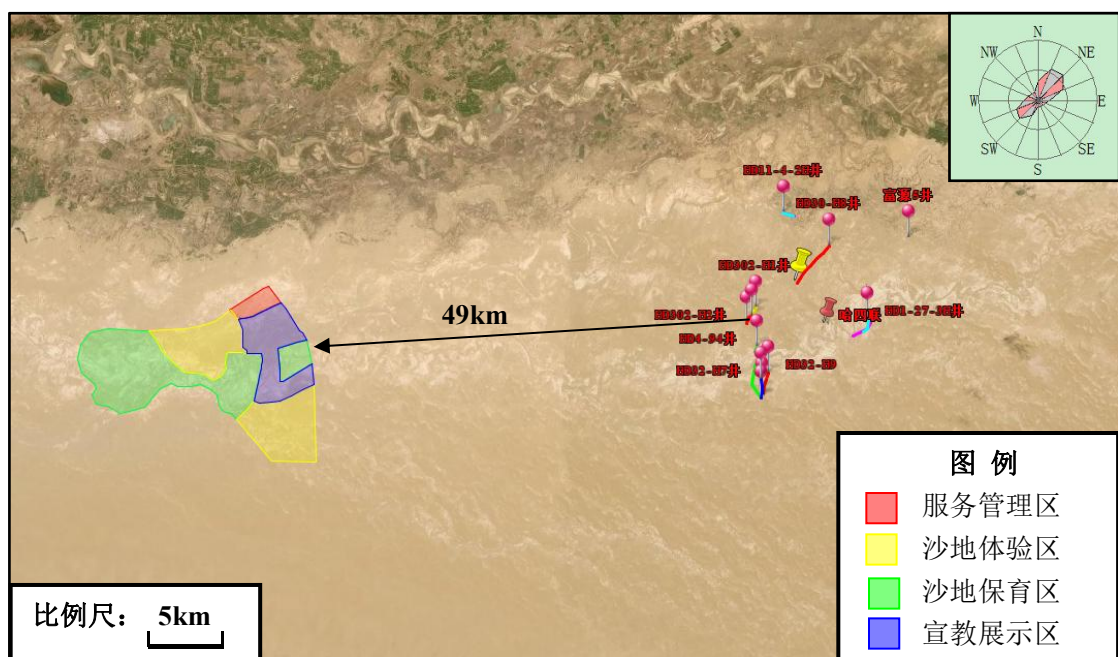


图 4.2-2 项目与沙雅国家沙漠公园位置关系图

4.2.4 沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第五十五号)、《国家沙化土地封禁保护区管理办法》(林沙发〔2015〕66号)有关规定,2016年12月28日,国家林业局正式将沙雅县盖孜库木乡南部2.1万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区(国家林业局公告(2016年第22号)),距离沙雅县城约46km,地处塔里木河南岸,塔克拉玛干沙漠北缘。四至地理坐标 N40°39'04", E82°34'22"; N40°48'19", E83°02'20"; N40°48'45", E82°34'36"; N40°38'38", E83°02'02"。

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

2016年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目(新林计字〔2016〕385号),主要包括刺丝围栏40.34km,维修刺丝围栏3.2km,草方格沙障69.03hm²;建设护管站1座,建筑面积289.21m,检查哨卡1座,建设输电线路4.638km,维修道路4.43km,设置警示牌147个,安装监控设备1套,购置相关检测、保护等设施设备。

项目位于沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区西侧49.0km处,不在保护区范围内。项目与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区的位置关系见图4.2-3。

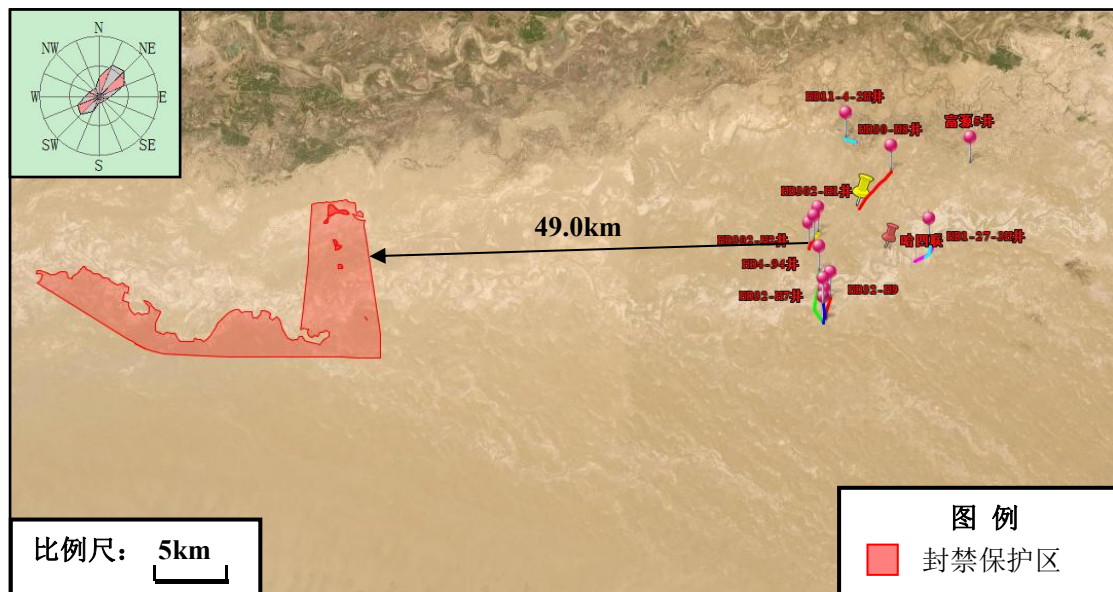


图 4.2-3 项目与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区位置关系图

4.2.5 水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，属于塔里木河中上游水土流失重点治理区范围内。

4.3 环境质量现状监测与评价

项目环境空气质量现状、声环境质量现状、地下水环境质量现状及土壤环境质量现状补充监测委托阿克苏源德环境检测有限公司进行监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃监测结果，对区域环境空气质量现状进行评价，结果见表4.3-1。

表 4.3-1 区域环境空气质量现状评价表 单位：μg/m³

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	7	60	11.7	--	达标
NO ₂	年平均质量浓度	28	40	70	--	达标
CO	24小时平均第95百分数	1000	4000	25	--	达标
O ₃	日最大8小时平均第90百分数	90	160	56.3	--	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	198	70	282.9	1.8	不达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	60	35	171.4	1.7	不达标

由上表可知，SO₂、NO₂年平均质量浓度、CO_{24h}平均质量浓度、O₃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；PM₁₀、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PM₁₀、PM_{2.5}。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。拟建工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

（1）监测因子

非甲烷总烃、H₂S、甲醇。

（2）监测布点

在兼顾开采区所在区域的地形特点及当地常年主导风向和均布性原则，项目共设

置 4 个监测点，监测点位置及监测因子见表 4.3-2 和附图 3。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点一览表

序号	监测点	监测点坐标	相对方位	距离(m)	监测因子
G1	HD302-H1 井西南侧		SW	2500	非甲烷总烃、 H ₂ S、甲醇
G2	HD30-H8 井西南侧		SW	300	
G3	富源 5 井西南侧		SW	360	
G4	HD32-H5 井西南侧		SW	715	

(3) 监测时段及频次

监测时段：非甲烷总烃监测时间为 2022 年 3 月 27 日至 2022 年 4 月 2 日；H₂S、甲醇监测时间为 2022 年 3 月 28 日至 2022 年 4 月 3 日，连续监测 7 天。

监测频次：非甲烷总烃、H₂S、甲醇监测 1h 平均浓度，每日监测 4 次，监测时间分别为北京时间 02：00、8：00、14：00 及 20：00 时，每次采样时间不少于 45min。

监测期间同时对地面风向、风速、总云量、低云量、气温、气压等常规气象因素进行观测。

(4) 监测分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》（大气部分）进行，监测分析方法按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中表 2 和《空气和废气监测分析方法（第四版）》规定进行。

分析方法、依据及检出下限见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物分析方法表

序号	检测项目	分析方法	检出限 (mg/m ³)
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）	0.07
2	甲醇	《固定污染源排气中甲醇的测定 气相色谱法》（HJ/T33-1999）	2.0
3	H ₂ S	《空气质量硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定气相色谱法》（GB/T14678-93）	2.0×10 ⁻⁴

(5) 其他污染物现状监测结果

根据监测结果及相关评价标准，其他污染物现状监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物现状监测及评价结果一览表

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度 范围 (mg/m ³)	最大浓度占标 率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
HD302-H1 井 西南侧	非甲烷总烃	1h 平均	2			0	达标
	甲醇	1h 平均	3			0	达标

监测点名称	监测因子	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度 范围 (mg/m ³)	最大浓度占标 率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
	硫化氢	1h 平均	0.01			0	达标
HD30-H8 井 西南侧	非甲烷总烃	1h 平均	2			0	达标
	甲醇	1h 平均	3			0	达标
	硫化氢	1h 平均	0.01			0	达标
富源 5 井西南 侧	非甲烷总烃	1h 平均	2			0	达标
	甲醇	1h 平均	3			0	达标
	硫化氢	1h 平均	0.01			0	达标
HD32-H5 井 西南侧	非甲烷总烃	1h 平均	2			0	达标
	甲醇	1h 平均	3			0	达标
	硫化氢	1h 平均	0.01			0	达标

注：检出限 L 表示未检出。

由监测结果可知，各监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准；甲醇、硫化氢满足《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。

4.3.2 地下水环境现状监测与评价

4.3.2.1 地下水水质监测与评价

(1) 监测点位

由前文 2.4.2.2 判定本项目的地下水环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中对现状监测点的布设点位和监测频率的要求，在调查范围内共布设 6 个第四系松散岩类孔隙潜水含水层水质监测点位。地下水水质监测点位布设表 4.3-5 和图 4.3-1。

表 4.3-5 地下水监测点位信息表

水井 编号	监测点名称	CGCS2000 经纬度坐标		水位标高 (m)	监测 层位
		经度	纬度		
W1	HD32-H9 井				
W2	HD302-H1 井场内				
W3	HD11-4-2H 井场内				
W4	HD30-H8 井场内				
W5	富源 5 井场内				
W6	HD1-27-3H 井				

图 4.3-1 地下水监测布点图

(2) 监测项目

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类。

(2) 监测时段

本次评价工作地下水取样时间为 2022 年 3 月 26 日，监测一次。

(3) 检测方法

本次环评水质现状监测项目及分析方法依照国家环保局颁布的《环境水质监测质量保证手册》与《水和废水监测分析方法》的规定进行。

(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：

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

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

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

石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行，其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

（6）水质监测结果及评价

水质现状监测数据及标准指数见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水现状监测结果与评价一览表

序号	监测项目	单位	标准限值	W1		W2		W3		W4		W5		W6	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1	pH	无量纲	6.5-8.5												
2	溶解性总固体	mg/L	≤1000												
3	总硬度	mg/L	≤450												
4	耗氧量	mg/L	≤3												
5	氨氮	mg/L	≤0.5												
6	六价铬	mg/L	≤0.05												
7	亚硝酸盐	mg/L	≤1.0												
8	硝酸盐	mg/L	≤20												
9	氰化物	mg/L	≤0.05												
10	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0												
11	菌落总数	CFU/mL	≤100												
12	挥发酚	mg/L	≤0.002												
13	氟化物	mg/L	≤1.0												
14	氯化物	mg/L	≤250												
15	铁	mg/L	≤0.3												
16	锰	mg/L	≤0.10												
17	铅	mg/L	≤0.010												
18	镉	mg/L	≤0.005												
19	钠	mg/L	≤200												
20	硫酸盐	mg/L	≤250												

序号	监测项目	单位	标准限值	W1		W2		W3		W4		W5		W6	
				监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
21	石油类	mg/L	≤0.05												
22	硫化物	mg/L	≤0.02												
23	汞	μg/L	≤1												
24	砷	μg/L	≤10												
注：①计算标准指数时，未检出的因子不进行计算；②数字加 L：其中数字表示检出限，L 表示小于检出限。															

（7）地下水质量现状监测结果统计分析

各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 4.3-7。

表 4.3-7 水质监测结果统计分析

序号	监测项目	单位	标准限值	最大值 (mg/L)	最小值 (mg/L)	均值 (mg/L)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
1	pH	无量纲							
2	溶解性总固体	mg/L							
3	总硬度	mg/L							
4	耗氧量	mg/L							
5	氨氮	mg/L							
6	六价铬	mg/L							
7	亚硝酸盐	mg/L							
8	硝酸盐	mg/L							
9	氰化物	mg/L							
10	总大肠菌群	MPN/100mL							
11	菌落总数	CFU/mL							
12	挥发酚	mg/L							

序号	监测项目	单位	标准限值	最大值 (mg/L)	最小值 (mg/L)	均值 (mg/L)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
13	氟化物	mg/L							
14	氯化物	mg/L							
15	铁	mg/L							
16	锰	mg/L							
17	铅	mg/L							
18	镉	mg/L							
19	钠	mg/L							
20	硫酸盐	mg/L							
21	石油类	mg/L							
22	硫化物	mg/L							
23	汞	μg/L							
24	砷	μg/L							
注： ①对于同一监测因子个别监测点位有检出，个别监测点位未检出的情况，不评价其平均值和标准差。 ②对于同一监测因子全部监测点位均未检出的情况，不评价其平均值、标准差和超标率。 ③数字加 L：其中数字表示检出限，L 表示小于检出限。									

从评价结果可以看出：项目所在区域所有潜水水质现状监测点位除总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物出现不同程度的超标外，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其它各项地下水监测指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准。

评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物超标主要原因为该区域地下水主要接受地下水的侧向径流补给、径流路径长，受干旱气候、蒸发强度大，水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主，导致地下水含盐量逐渐增高，水质逐渐变差。

(8) 地下水化学类型分析

6 个潜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 4.3-8。

表 4.3-8 潜水水化学类型判定表

监测点 监测因子		W1			W2			W3		
		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										

续表 4.3-8 潜水水化学类型判定表

监测点 监测因子		W4			W5			W6		
		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										

由地下水水化学类型判定结果可知，项目所在区域潜水水化学类型主要为 Cl-Na 型。

4.3.2.2包气带污染情况现状调查

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求,对于一、二级改扩建项目,应开展现有工业场地的包气带污染现状调查。因此为查明本项目涉及的现有工程的包气带环境质量现状,委托阿克苏源德环境检测有限公司对现有工业场地可能造成地下水污染的主要装置或设施附近的包气带进行取样,进行浸溶试验,取样时间3月25日。

本次包气带环境质量现状监测。

(1) 监测点位

在现有井场场地可能造成地下水污染的主要装置或设施附近进行取样,监测点位见表4.3-9。

表 4.3-9 包气带现状监测布点表

监测点位	监测点性质	监测项目
HD11-4-2H 井场旁	背景对照点	pH、耗氧量、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类、氰化物、总硬度、氟化物、硫化物、石油类
HD11-4-2H 井场	污染源监测点	
HD30-H8 井场		
HD302-H1 井场		
HD302-H2 井场		
富源 5 井场		
HD32-H7 井场		
HD32-H9 井场		
HD32-H5 井场		
HD1-27-3H 井场		

(2) 监测方法

包气带浸溶液监测方法参照地下水水质监测分析方法进行,见附件检测报告。

(3) 监测结果

监测结果见表4.3-10。

表 4.3-10 包气带背景对照点现状监测结果统计表

序号	检测项目	单位	HD11-4-2H 井场旁
1	溶解性总固体	mg/L	
2	总硬度	mg/L	
3	耗氧量	mg/L	
4	氨氮	mg/L	
5	亚硝酸盐氮	mg/L	
6	总氰化物	mg/L	

序号	检测项目	单位	HD11-4-2H 井场旁
7	石油类	mg/L	0.93
8	氟化物	mg/L	0.44
9	硝酸盐氮	mg/L	0.08L
注：数字加 L：其中数字表示检出限，L 表示小于检出限。			

表 4.3-11 包气带污染源监测点现状监测结果统计表

序号	检测项目	单位	HD11-4-2H 井场	HD30-H8 井场	HD302-H1 井场
1	溶解性总固体	mg/L			
2	总硬度	mg/L			
3	耗氧量	mg/L			
4	氨氮	mg/L			
5	亚硝酸盐氮	mg/L			
6	总氰化物	mg/L			
7	石油类	mg/L			
8	氟化物	mg/L			
9	硝酸盐氮	mg/L			
序号	检测项目	单位			
1	溶解性总固体	mg/L			
2	总硬度	mg/L			
3	耗氧量	mg/L			
4	氨氮	mg/L			
5	亚硝酸盐氮	mg/L			
6	总氰化物	mg/L			
7	石油类	mg/L			
8	氟化物	mg/L			
9	硝酸盐氮	mg/L			
序号	检测项目	单位			
1	溶解性总固体	mg/L			
2	总硬度	mg/L			
3	耗氧量	mg/L			
4	氨氮	mg/L			
5	亚硝酸盐氮	mg/L			
6	总氰化物	mg/L			
7	石油类	mg/L			
8	氟化物	mg/L			
9	硝酸盐氮	mg/L			
注：数字加 L：其中数字表示检出限，L 表示小于检出限。					

根据表 4.3-10 包气带背景对照点现状监测结果和表 4.3-11 包气带污染源监测点现状监测结果对比可知，各项监测指标无明显差异，说明井场内现有工程未污染包气带。

4.3.3 噪声现状监测与评价

4.3.3.1 声环境现状监测

(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 11 个声环境监测点。监测点设置情况见表 4.3-10。

表 4.3-10 声环境现状监测点布点一览表

编号	监测点	坐标	监测因子
N1	HD30-H8 井		等效连续 A 声级
N2	HD302-H1 井		
N3	HD302-H2 井		
N4	HD302H 井		
N5	富源 5 井		
N6	HD32-H7 井		
N7	HD11-4-2H 井		
N8	HD32-H9 井		
N9	HD32-H5 井		
N10	HD32 井		
N11	HD1-27-3H 井		

(2) 监测时间、监测项目

监测时间 2022 年 4 月 3 日-4 月 4 日/4 月 4 日-4 月 5 日，监测项目为等效连续 A 声级。

(3) 监测方法

本次噪声监测仪器使用 AWA6228+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

噪声监测结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 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
2022 年 4 月 3 日-4 月 4 日	HD32-H7 井	39.4	60	达标	37.5	50	达标
2022 年 4 月 3 日-4 月 4 日	HD302-H1 井	39.9	60	达标	37.6	50	达标
	HD302-H2 井	40.4	60	达标	37.0	50	达标
	HD302H 井	38.6	60	达标	36.7	50	达标
2022 年 4 月 3 日-4 月 4 日	HD32-H9 井	38.8	60	达标	36.5	50	达标
	HD32-H5 井	40.4	60	达标	36.5	50	达标
	HD32 井	38.2	60	达标	35.7	50	达标
2022 年 4 月 4 日-4 月 5 日	HD30-H8 井	39.3	60	达标	37.4	50	达标
2022 年 4 月 4 日-4 月 5 日	富源 5 井	40.7	60	达标	36.5	50	达标
2022 年 4 月 4 日-4 月 5 日	HD11-4-2H 井	38.3	60	达标	37.3	50	达标
2022 年 4 月 4 日-4 月 5 日	HD1-27-3H 井	37.4	60	达标	36.2	50	达标

由表 4.3-7 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。

4.3.2 土壤环境质量现状监测与评价

(1) 土壤理化特性

《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。选取哈得富源 5 井为土壤理化特性监测点, 土壤理化特性见下表。

表 4.3-12 土壤理化特性调查表

点位		富源 5 井井场		
经纬度				
层次		表层	中层	深层
现场记录	颜色	浅棕色	浅棕色	灰色
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	10%	9%	10%
	其他异物	无植被根系	无植被根系	无植被根系

实 验 室 测 定	pH 值	8.61	8.73	8.66
	阳离子交换量(cmol(+)/kg)	1.84	2.05	2.18
	氧化还原电位 (mV)	386	393	408
	渗滤系数 (mm/min)	1.17×10^{-1}	1.10×10^{-1}	1.10×10^{-1}
	土壤容重 (g/cm ³)	1.45	1.46	1.47
	孔隙度 (%)	38.16	39.33	39.84

(2) 监测点布置

项目所在区域涉及的土壤类型以荒漠风沙土为主，及少量的盐化林灌草甸。根据项目区域土壤类型及工程布置，共设 7 个土壤监测点（3 个柱状样，4 表层样），具体点位设置及分布见表 4.3-13。

表 4.3-13 土壤采样点位一览表

序号	监测点	坐标	取样方法	监测因子
Z1	富源 5 井		柱状样：在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样，并记录具体取样深度。	建设用地 45 项基本因子、石油烃
Z2	HD30-H8 井			
Z3	HD32-H7 井			
B1	HD1-27-3H 井		表层样：(0-0.2m)	石油烃
B2	HD302-H1 井			石油烃
B3	1 号配水间旁			石油烃
B4	HD11-4-2H 井			石油烃

(3) 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，及石油烃（C₁₀-C₄₀）共计 46 项。

(4) 采样时间、采样方法

采样时间：2022 年 3 月 26 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。分析方法及检出限见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤监测项目分析及检出限

序号	检测项目	分析及来源	检出限 (mg/kg)
1	pH	《土壤 pH 测定 电位法》(HJ962-2018)	--
2	砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法》 第 2 部分:土壤中总砷的测定 (GB/T 22105.2-2008)	0.01
3	镉	《土壤质量 铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度 法》(GB/T17141-1997)	0.01
4	六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原 子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	0.5
5	铜	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子 吸收分光光度法》(HJ491-2019)	1.0
6	铅	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子 吸收分光光度法》(HJ491-2019)	10.0
7	汞	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法》第 1 部分: 土壤中总汞的测定) (GB/T 22105.1-2008)	0.002
8	镍	《土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子 吸收分光光度法》(HJ491-2019)	3.0
9	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	0.0013
10	氯仿		0.0011
11	氯甲烷		0.0010
12	1,1-二氯乙烷		0.0012
13	1,2-二氯乙烷		0.0013
14	1,1-二氯乙烯		0.0010
15	顺-1,2-二氯乙烯		0.0013
16	反-1,2-二氯乙烯		0.0014
17	二氯甲烷		0.0015
18	1,2-二氯丙烷		0.0011
19	1,1,1,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ605-2011)	0.0012
20	1,1,2,2-四氯乙烷		0.0012
21	四氯乙烯		0.0014
22	1,1,1-三氯乙烷		0.0013
23	1,1,2-三氯乙烷		0.0012
24	三氯乙烯		0.0012
25	1,2,3-三氯丙烷		0.0012
26	氯乙烯		0.0010
27	苯		0.0019

序号	检测项目	分析方法及来源	检出限 (mg/kg)
28	氯苯		0.0012
29	1,2-二氯苯		0.0015
30	1,4-二氯苯		0.0015
31	乙苯		0.0012
32	苯乙烯		0.0011
33	甲苯		0.0013
34	间/对二甲苯		0.0012
35	邻二甲苯		0.0012
36	硝基苯		0.09
37	苯胺		0.08
38	2-氯酚		0.06
39	苯并[a]蒽		0.1
40	苯并[a]芘		0.1
41	苯并[b]荧蒽		0.2
42	苯并[k]荧蒽		0.1
43	蒽		0.1
44	二苯并[a,h]蒽		0.1
45	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1
46	萘		0.09
47	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	6.0

(5) 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，mg/L；

C_{is}—某因子的环境质量标准值，mg/L。

(6) 监测结果与评价

本次土壤现状监测结果见表 4.3-15 和表 4.3-16。

表 4.3-15 土壤监测结果表

序号	项目	标准值及单位		富源 5 井		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	六价铬	5.7	mg/kg			
2	汞	38	mg/kg			
3	砷	60	mg/kg			
4	镍	900	mg/kg			
5	铜	18000	mg/kg			
6	镉	65	mg/kg			
7	铅	800	mg/kg			
8	石油烃	4500	mg/kg			
9	四氯化碳	2800	μg/kg			
10	氯仿	900	μg/kg			
11	氯甲烷	37000	μg/kg			
12	1,1-二氯乙烷	9000	μg/kg			
13	1,2-二氯乙烷	5000	μg/kg			
14	1,1-二氯乙烯	66000	μg/kg			
15	顺式-1,2-二氯乙烯	596000	μg/kg			
16	反式-1,2-二氯乙烯	54000	μg/kg			
17	二氯甲烷	616000	μg/kg			
18	1,2-二氯丙烷	5000	μg/kg			
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10000	μg/kg			
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6800	μg/kg			
21	四氯乙烯	53000	μg/kg			
22	1,1,1-三氯乙烷	840000	μg/kg			
23	1,1,2-三氯乙烷	2800	μg/kg			
24	三氯乙烯	2800	μg/kg			
25	1,2,3-三氯丙烷	500	μg/kg			
26	氯乙烯	430	μg/kg			
27	苯	4000	μg/kg			
28	氯苯	270000	μg/kg			
29	1,2-二氯苯	560000	μg/kg			
30	1,4-二氯苯	20000	μg/kg			
31	乙苯	28000	μg/kg			
32	苯乙烯	1290000	μg/kg			
33	甲苯	1200000	μg/kg			
34	间, 对-二甲苯	570000	μg/kg			

序号	项目	标准值及单位		富源 5 井		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
35	邻-二甲苯	640000	μg/kg			
36	硝基苯	76	mg/kg			
37	苯胺	260	mg/kg			
38	2-氯苯酚	2256	mg/kg			
39	苯并[a]蒽	15	mg/kg			
40	苯并[a]芘	1.5	mg/kg			
41	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg			
42	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg			
43	蒽	1293	mg/kg			
44	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg			
45	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg			
46	萘	70	mg/kg			

注：检出限 L 表示未检出。

续表 4.3-15 土壤监测结果表

序号	项目	标准值及单位		HD30-H8 井		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	六价铬	5.7	mg/kg			
2	汞	38	mg/kg			
3	砷	60	mg/kg			
4	镍	900	mg/kg			
5	铜	18000	mg/kg			
6	镉	65	mg/kg			
7	铅	800	mg/kg			
8	石油烃	4500	mg/kg			
9	四氯化碳	2800	μg/kg			
10	氯仿	900	μg/kg			
11	氯甲烷	37000	μg/kg			
12	1,1-二氯乙烷	9000	μg/kg			
13	1,2-二氯乙烷	5000	μg/kg			
14	1,1-二氯乙烯	66000	μg/kg			
15	顺式-1,2-二氯乙烯	596000	μg/kg			
16	反式-1,2-二氯乙烯	54000	μg/kg			
17	二氯甲烷	616000	μg/kg			
18	1,2-二氯丙烷	5000	μg/kg			
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10000	μg/kg			

序号	项目	标准值及单位		HD30-H8 井		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6800	μg/kg			
21	四氯乙烯	53000	μg/kg			
22	1,1,1-三氯乙烷	840000	μg/kg			
23	1,1,2-三氯乙烷	2800	μg/kg			
24	三氯乙烯	2800	μg/kg			
25	1,2,3-三氯丙烷	500	μg/kg			
26	氯乙烯	430	μg/kg			
27	苯	4000	μg/kg			
28	氯苯	270000	μg/kg			
29	1,2-二氯苯	560000	μg/kg			
30	1,4-二氯苯	20000	μg/kg			
31	乙苯	28000	μg/kg			
32	苯乙烯	1290000	μg/kg			
33	甲苯	1200000	μg/kg			
34	间, 对-二甲苯	570000	μg/kg			
35	邻-二甲苯	640000	μg/kg			
36	硝基苯	76	mg/kg			
37	苯胺	260	mg/kg			
38	2-氯苯酚	2256	mg/kg			
39	苯并[a]蒽	15	mg/kg			
40	苯并[a]芘	1.5	mg/kg			
41	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg			
42	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg			
43	蒽	1293	mg/kg			
44	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg			
45	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg			
46	蔡	70	mg/kg			

注：检出限 L 表示未检出。

续表 4.3-15 土壤监测结果表

序号	项目	标准值及单位		HD32-H7 井		
1	六价铬	5.7	mg/kg			
2	汞	38	mg/kg			
3	砷	60	mg/kg			
4	镍	900	mg/kg			

序号	项目	标准值及单位		HD32-H7 井		
5	铜	18000	mg/kg			
6	镉	65	mg/kg			
7	铅	800	mg/kg			
8	石油烃	4500	mg/kg			
9	四氯化碳	2800	µg/kg			
10	氯仿	900	µg/kg			
11	氯甲烷	37000	µg/kg			
12	1,1-二氯乙烷	9000	µg/kg			
13	1,2-二氯乙烷	5000	µg/kg			
14	1,1-二氯乙烯	66000	µg/kg			
15	顺式-1,2-二氯乙烯	596000	µg/kg			
16	反式-1,2-二氯乙烯	54000	µg/kg			
17	二氯甲烷	616000	µg/kg			
18	1,2-二氯丙烷	5000	µg/kg			
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10000	µg/kg			
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6800	µg/kg			
21	四氯乙烯	53000	µg/kg			
22	1,1,1-三氯乙烷	840000	µg/kg			
23	1,1,2-三氯乙烷	2800	µg/kg			
24	三氯乙烯	2800	µg/kg			
25	1,2,3-三氯丙烷	500	µg/kg			
26	氯乙烯	430	µg/kg			
27	苯	4000	µg/kg			
28	氯苯	270000	µg/kg			
29	1,2-二氯苯	560000	µg/kg			
30	1,4-二氯苯	20000	µg/kg			
31	乙苯	28000	µg/kg			
32	苯乙烯	1290000	µg/kg			
33	甲苯	1200000	µg/kg			
34	间, 对-二甲苯	570000	µg/kg			
35	邻-二甲苯	640000	µg/kg			
36	硝基苯	76	mg/kg			
37	苯胺	260	mg/kg			
38	2-氯苯酚	2256	mg/kg			
39	苯并[a]蒽	15	mg/kg			

序号	项目	标准值及单位		HD32-H7 井		
40	苯并[a]芘	1.5	mg/kg			
41	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg			
42	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg			
43	蒽	1293	mg/kg			
44	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg			
45	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg			
46	苯	70	mg/kg			

注：检出限 L 表示未检出。

表 4.3-16 土壤监测结果表

项目	标准值及单位		HD1-27-3H 井	HD302-H1 井	1 号配水间旁	HD11-4-2H 井
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg				

注：检出限 L 表示未检出。

由表 4.3-15 和表 4.3-16 可知，项目所在区域土壤监测值均满足《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。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

4.3.5.1 生态功能区划

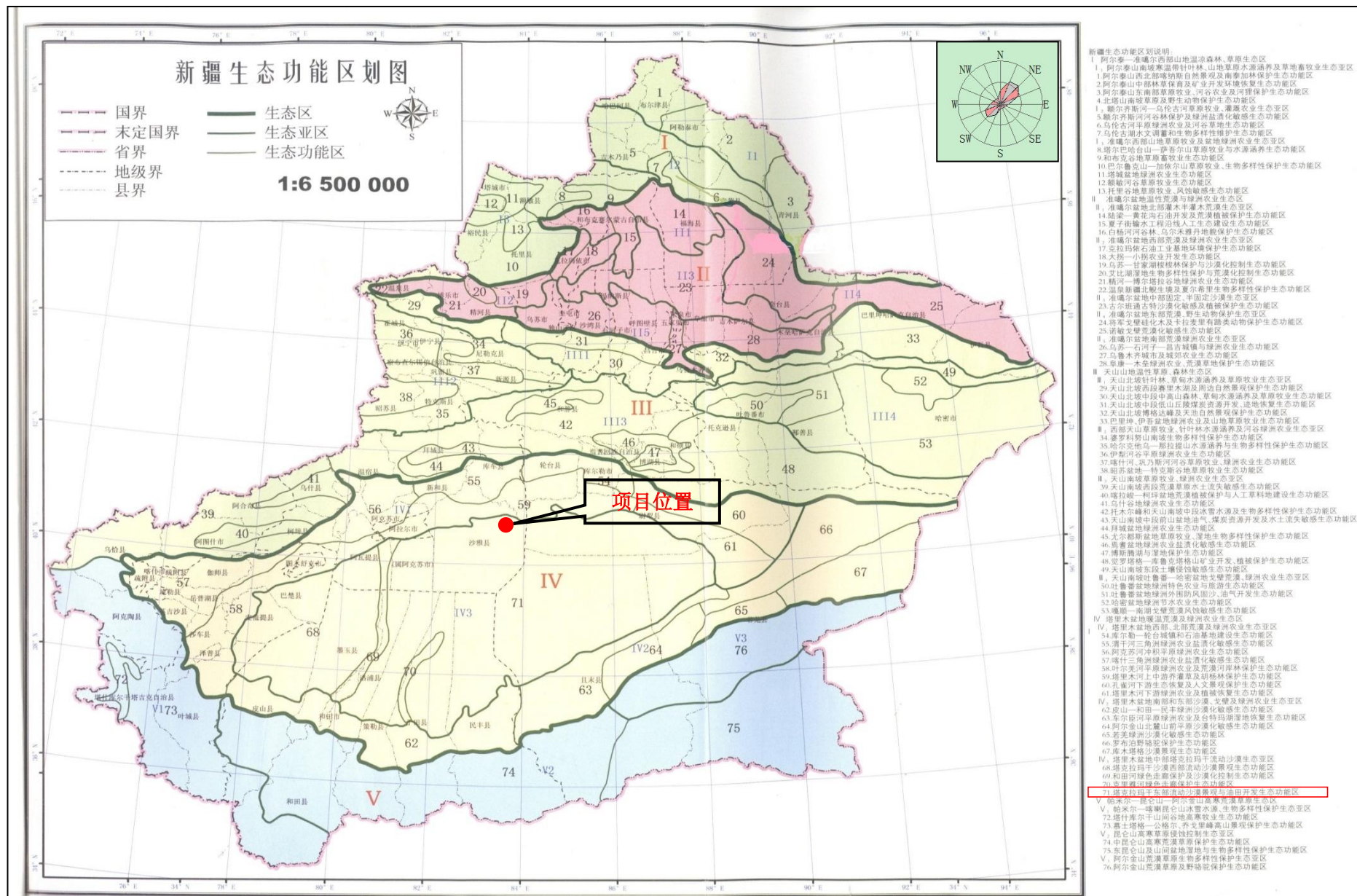
依据《新疆生态功能区划》，项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-17 和图 4.3-1。

表 4.3-17 项目区生态功能区划

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
生态区	生态亚区	生态功能区				
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹

由表 4.3-17 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠尤其资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区。施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及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。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。项目不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的油气集输项目，项目实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。



4.3.5.2生态背景调查范围

项目位于哈得区块,属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型,其结构简单,沙地和油田生产设施相嵌分布。

(1) 荒漠生态系统

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型,分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候,年降水量大都在 250mm 以下,降水变率很大,蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈,尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。严酷的自然条件限制了许多植物的生存,只有为数不多的超早生半乔木、半灌木、小半灌木和灌木或肉质的仙人掌类植物稀疏地分布。所以群落的植物种类贫乏结构简单、覆盖度低,有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏,动物的种类不多,数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

(2) 工矿用地生态系统

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。评价区域内分布着油田生产设施,都属于工矿用地生态系统。

4.3.5.3生态系统特点

(1) 天然降水稀少

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

(2) 沙漠包围绿洲

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

(3) 植被分布不均,生态服务功能受到限制

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

（4）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

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

4.3.5.4 土壤环境现状评价

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。区域分布的土壤类型主要为荒漠风沙土。

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

4.3.5.5 植被环境现状调查及评价

（1）区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区划划分，评价区属暖温带灌木，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植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。

（2）评价区植被类型

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以早生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观，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，主要植被群系有多枝怪柳灌丛。

怪柳滋丛主要的建群种为多枝怪柳，生长在沙丘顶部，丘高一般 2~4m，有的达 5~6m，从整个景观上看，灌丛生长状况不良，并且由于风蚀的作用，多枝怪柳所在的沙丘成圆锥形，形成了“怪柳包”。群落非常单调，怪柳的枝干从灌丛丘上伸出，高度 0.5~1.5m，盖度 5%~30%。灌木层下草本较少，只有在水分条件较好的部分地段草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺、盐穗木、花花柴、鹿角草、芦苇、盐爪爪、碱蓬等。

4.3.5.6 野生动物现状调查及评价

（1）野生动物栖息生境类型

评价区域的野生动物生存环境类型为半灌木荒漠区，主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对很差。

（2）野生动物的区系与分布

项目区位于塔里木盆地北部，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、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。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，区域内栖息分布着各种野生脊椎动物 37 种，其中两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 24 种，哺乳类 8 种。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型野生动物的踪迹，野生动物主要是一些荒漠动物，主要有爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等，无国家保护物种。

4.3.5.7 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《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知（新水水保〔2019〕4 号），项目位于 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，具备发生侵蚀的条件。

（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、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 $2700\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 。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 $2200\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 。

4.3.5.8 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》，沙雅县属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚

未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量沙生植被面临死亡。

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm²，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm²，占 37.33%。固定沙地 59434.31hm²，占 2.20%；戈壁 2242.15hm²，占 0.08%。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

油田开发过程中施工内容主要为集输管道敷设、井场设备安装等，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；油田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。

（1）施工扬尘

施工扬尘主要来自于场地平整、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，加之当地环境容量较大，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

项目管线采用玻璃钢管道、柔性复合管、修复油管，其中金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟尘，废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

（3）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）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。

（5）污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，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，可较大限度的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，应辅以洒水逸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。

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管道试压废水和少量生活污水。

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。施工现场不设施工营地，施工期间依托作业区现有公共设施，不新增临时集中式污水排放点。

项目施工期间无废水直接外排，且项目周边无地表水体，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

本工程施工期噪声主要包括土方施工、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。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)
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：

$$L_r = L_{r0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：L_r--距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r0}--距声源 r₀ 处的 A 声压级，dB(A)；

r--预测点与声源的距离，m；

r₀--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	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	土石方 管线
2	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	
3	装载机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
5	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，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。项目周边 500m 范围内无村庄、学校等敏感点，夜间施工不会对周围声环境产生一定的影响。

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运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要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。

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，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）固体废物影响分析

本工程主要包括井场、阀组地面工程和集输管道的建设，施工期固体废物主要为剩余土方、施工废料、生活垃圾等。

①剩余土方

拟建工程开挖土方 54978m³，回填土方 54853m³，多余土方为 125m³，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等。根据类比调查，项目施工废料的产生量约为 6.33t，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

③生活垃圾

项目施工期生活垃圾产生量约 1.5t，施工单位就近依托作业区现有公共设施，收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

（2）施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

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

5.1.5.1 项目占地影响分析

项目占地主要包括永久占地和临时占地，项目永久占地面积为 654m²，临时占地

面积为 264084.5m²。永久占地主要为管线三桩（标志桩、里程桩、转角桩）和电力线路路基座占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括主要是管沟开挖、电力线路压占及拉线、富源 5 井井场临时占地。

永久占地使原有植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代。临时占地也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。拟建工程施工活动和工程占地在区块范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.5.2 对土壤环境影响

拟建工程占地类型主要为沙地及少量草地，土壤类型是荒漠风沙土。

（1）管线临时占地对土壤环境的影响

拟建工程管线临时占地中有少量的草地，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质。

（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 对植被的环境影响

（1）占地对植被的影响

根据项目建设的特点，对植被环境影响最大的是管道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。项目主要为荒漠带，沙生植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观，占地对植被影响较小。

（2）生物量损失

项目施工区域以荒漠为主，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, t;

S_i —占地面积, hm^2 ;

W_i —单位面积生物量, t/hm^2 。

项目施工区域以荒漠为主, 植被覆盖率较低, 植被覆盖度约为 5%, 平均生物量 $0.4t/hm^2$ 。本项目的实施, 将造成 0.05t 永久植被损失和 10.56t 临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地, 通过加强施工管理, 认真做好施工结束后的迹地恢复工作, 工程建设对植被的环境影响可接受。

(3) 污染物对植被的影响

①扬尘对植被的影响

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。

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水, 其中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; 施工现场不设施工营地, 生活污水依托作业区现有公共设施, 不新增临时集中式污水排放点。

(4) 人为活动对植被的影响

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, 主要有以下几种途径。

①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裸地, 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。

②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型, 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, 这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.5.4 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) 对典型动物的影响

评价区域内动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物，对环境的适应性较强，对人类的敏感程度已大大降低，工程施工对其影响不大。

5.1.5.5 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，可能造成水土流失危害主要有一下几个方面：

(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灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，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。

本工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，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。

5.1.5.6 对生态功能区划的影响分析

依据《新疆生态功能区划》，本项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要生态服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠尤其资源勘探开发，适度开发地下水进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是油气管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区。施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及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。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受。

5.1.5.7 生态环境影响减缓措施

(1) 井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

②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，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

③井场、阀组施工在开挖地表、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。

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(2) 管线施工生态保护工程措施

管线工程全部为临时占地。施工期管线工程的临时占地范围内不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解。管线工程临时占地中有少量的草地，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质。同时，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。为减缓管线工程施工过程中的不利影院，采取如下措施：

①设计选线过程中，在考虑相关地面工程位置布局 and 地势走向的基础上，优先选择最短的路线减少占地面积，同时尽量避开沙地中植被较丰富的区域，最大限度避免破坏地表沙生植被。

②确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，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沙生植被。

③施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人

员惊扰、猎杀野生动物。

⑥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。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦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，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

5.1.5.8 水土流失保护措施

（1）井场工程区

①工程措施

a 砾石压盖

井场内采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

b 场地平整

井场工程区场地平整：针对站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。

②临时措施

a 洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，井场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。项目拟对施工区域进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

b 限行彩条旗

为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，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

c 水土保持宣传牌

施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（2）管道工程区

①工程措施

场地平整：对管道工程区管沟回填后进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

②临时措施

a 防尘网苫盖。

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

b 限行彩条旗。

为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，本方案设计在施工作业区一侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表扰动和破坏。

c 洒水降尘。

项目区降水量少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本方案拟对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

5.1.5.9 防沙治沙分析及措施

（1）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

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

项目总占地面积 265738.5m^2 （永久占地 654m^2 、临时占地 264084.5m^2 ），全部为沙漠等沙化土地。

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，产生的土方用于回填管沟及场地平整，剩余土方用于施工作业带平整。

项目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）。

本工程占地类型以沙地为主，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。

项目施工期主要包括站场工程和管线工程，包括管沟开挖等。项目临时占地涉及少量草地，管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，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。

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。

（2）防沙治沙内容及措施

①采取的技术规范、标准

《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；

《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）；

《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

②制定方案的原则与目标

制定方案的原则：科学性、前瞻性与可行性相结合；定性目标与定量指标相结合；注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；节约用水和合理用水相结合；坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

③工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

拟建工程针对项目区地理环境，在管道两侧设置草方格固沙，宽度各3.5m。

④植物措施

a 植被覆盖度高的草地，施工结束后及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

b 施工过程中，对于管线工程尽量避开沙地中植被较丰富的区域，无法避让的应尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对沙生植被的破坏；

c 植被覆盖度高的草地，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力。

⑤其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖；井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘；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；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：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线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

⑥各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

（3）方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本工程防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

a 邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

b 塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

项目防沙治沙措施投资概算预计 45 万，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工

程总投资中考虑。

④生态、经济效益预测

项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.1 基础气象资料分析

项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县常年的地面观测数据进行统计分析。

(1) 风速

沙雅县气象站的年平均风速为 1.37m/s，春夏季风速最大，其中以 6 月份和 7 月份风速最大（1.74m/s），以 11 月份风速最小（1.2m/s），区域各月平均风速统计见表 5.2-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.2-1。

表5.2-1 评价区域各月平均风速统计表

位置	月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
沙雅县	风速	0.92	1.56	1.56	1.52	1.63	1.73	1.74	1.50	1.47	0.93	0.88	1.08

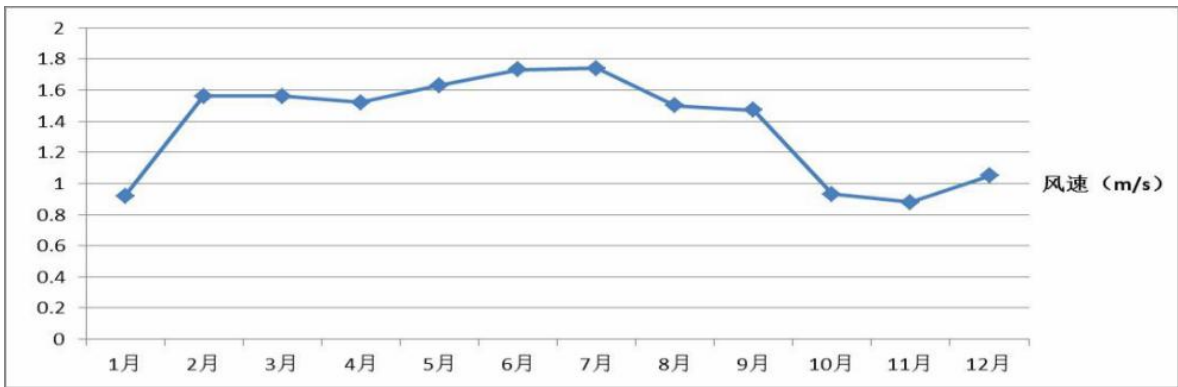


图5.2-1 评价区全年各月风速变化曲线

(2) 风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向、风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

沙雅县各季及全年各风向频率统计情况见表5.2-2，风向频率玫瑰见图 5.2-2。

表5.2-2 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目风向	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目风向	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	1.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52
SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	0.83	5.26	1.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	1.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

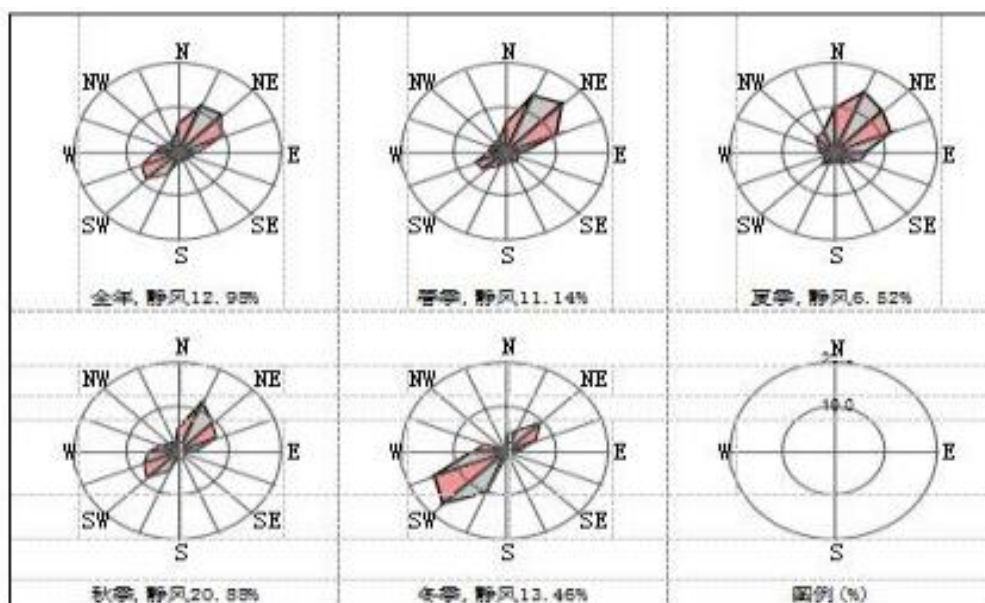


图5.2-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

由各季、全年风向玫瑰图可以看出：全年盛行以NNE-NE-NNE方向的风向，其风向角合计频率达32.04%。全年静风频率为12.98%，其中，秋季最高，20.88%，其次为冬季，为13.46%，夏季最少，为6.52%。

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5.2-3 评价因子及评价标准一览表

监测因子	平均时间	评价标准 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	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
硫化氢	1小时平均	10	《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

(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”。

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风向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表5.2-4。

表5.2-4 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/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
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/ $^{\circ}$	--

(4) 污染源特征参数

表5.2-5 运营期大气污染物排放参数一览表（面源）

名称	面源起点坐标 (°)		海拔高度 (m)	长度 (m)	宽度 (m)	有效排放高度 (m)	与正北向夹角 (°)	污染物排放速率 (kg/h)	
	经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
富源5井			944	125	89	2.0	5	0.028	0.00007
HD32-H7井			944	125	89	2.0	0	0.007	0.00002
HD32 试采点			948	81	67	2.0	0	0.016	0.00004

(5) 大气环境影响估算结果

估算模式预测结果见表5.2-6~5.2-8。

表5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	富源5井			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
1.0	34.626000	1.73	0.086565	0.87
25	46.611000	2.33	0.116527	1.17
50	58.888000	2.94	0.147220	1.47
75	69.815000	3.49	0.174537	1.75
100	70.471000	3.52	0.176177	1.76
125	64.606000	3.23	0.161515	1.62
150	57.936000	2.90	0.144840	1.45
175	53.958000	2.70	0.134895	1.35
200	50.634000	2.53	0.126585	1.27
225	47.658000	2.38	0.119145	1.19
250	45.181000	2.26	0.112952	1.13
275	43.010000	2.15	0.107525	1.08
300	41.073000	2.05	0.102682	1.03
325	39.312000	1.97	0.098280	0.98
350	37.754000	1.89	0.094385	0.94
375	36.234000	1.81	0.090585	0.91
400	34.762000	1.74	0.086905	0.87
425	33.330000	1.67	0.083325	0.83
450	31.976000	1.60	0.079940	0.80
475	30.680000	1.53	0.076700	0.77

下风向距离	富源 5 井			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
500	29.445000	1.47	0.073612	0.74
600	25.155000	1.26	0.062887	0.63
700	21.721000	1.09	0.054302	0.54
800	18.976000	0.95	0.047440	0.47
900	16.744000	0.84	0.041860	0.42
1000	14.918000	0.75	0.037295	0.37
5000	2.023700	0.10	0.005059	0.05
10000	0.799660	0.04	0.001999	0.02
15000	0.463450	0.02	0.001159	0.01
20000	0.314510	0.02	0.000786	0.01
25000	0.232750	0.01	0.000582	0.01
下风向最大浓度	71.210000	3.56	0.178025	1.78
下风向最大浓度出现距离	85		85	
D _{10%} 最远距离	/	/	/	/

表5.2-7 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	HD32 试采点			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
1.0	26.455000	1.32	0.066138	0.66
25	40.269000	2.01	0.100672	1.01
50	54.847000	2.74	0.137118	1.37
75	57.562000	2.88	0.143905	1.44
100	51.665000	2.58	0.129162	1.29
125	45.083000	2.25	0.112708	1.13
150	41.014000	2.05	0.102535	1.03
175	38.030000	1.90	0.095075	0.95
200	35.223000	1.76	0.088057	0.88
225	32.896000	1.64	0.082240	0.82
250	30.941000	1.55	0.077352	0.77
275	29.220000	1.46	0.073050	0.73
300	27.712000	1.39	0.069280	0.69
325	26.323000	1.32	0.065808	0.66
350	25.009000	1.25	0.062522	0.63

下风向距离	HD32 试采点			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
375	23.744000	1.19	0.059360	0.59
400	22.573000	1.13	0.056433	0.56
425	21.464000	1.07	0.053660	0.54
450	20.443000	1.02	0.051108	0.51
475	19.475000	0.97	0.048688	0.49
500	18.586000	0.93	0.046465	0.46
600	15.563000	0.78	0.038908	0.39
700	13.257000	0.66	0.033142	0.33
800	11.465000	0.57	0.028663	0.29
900	10.039000	0.50	0.025097	0.25
1000	8.893000	0.44	0.022233	0.22
5000	1.156500	0.06	0.002891	0.03
10000	0.456990	0.02	0.001142	0.01
15000	0.264850	0.01	0.000662	0.01
20000	0.179730	0.01	0.000449	0.00
25000	0.133010	0.01	0.000333	0.00
下风向最大浓度	58.296000	2.91	0.146000	1.46
下风向最大浓度出现距离	66		66	
D _{10%} 最远距离	/	/	/	/

表5.2-8 估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离	HD32-H7 井			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
1.0	8.657700	0.43	0.024736	0.25
25	11.654000	0.58	0.033297	0.33
50	14.724000	0.74	0.042069	0.42
75	17.456000	0.87	0.049874	0.50
100	17.620000	0.88	0.050343	0.50
125	16.154000	0.81	0.046154	0.46
150	14.486000	0.72	0.041389	0.41
175	13.491000	0.67	0.038546	0.39
200	12.660000	0.63	0.036171	0.36
225	11.916000	0.60	0.034046	0.34

下风向距离	HD32-H7 井			
	非甲烷总烃		H ₂ S	
	浓度(μg/m ³)	占标率(%)	浓度(μg/m ³)	占标率(%)
250	11.297000	0.56	0.032277	0.32
275	10.754000	0.54	0.030726	0.31
300	10.270000	0.51	0.029343	0.29
325	9.829500	0.49	0.028084	0.28
350	9.439700	0.47	0.026971	0.27
375	9.059900	0.45	0.025885	0.26
400	8.691700	0.43	0.024833	0.25
425	8.333800	0.42	0.023811	0.24
450	7.995200	0.40	0.022843	0.23
475	7.671100	0.38	0.021917	0.22
500	7.362300	0.37	0.021035	0.21
600	6.289700	0.31	0.017971	0.18
700	5.431000	0.27	0.015517	0.16
800	4.744700	0.24	0.013556	0.14
900	4.186600	0.21	0.011962	0.12
1000	3.729900	0.19	0.010657	0.11
5000	0.506000	0.03	0.001446	0.01
10000	0.199940	0.01	0.000571	0.01
15000	0.115880	0.01	0.000331	0.00
20000	0.078637	0.00	0.000225	0.00
25000	0.058196	0.00	0.000166	0.00
下风向最大浓度	17.805000	0.89	0.050871	0.51
下风向最大浓度出现距离	85		85	
D _{10%} 最远距离	/	/	/	/

项目废气污染源的污染物 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图5.2-1。

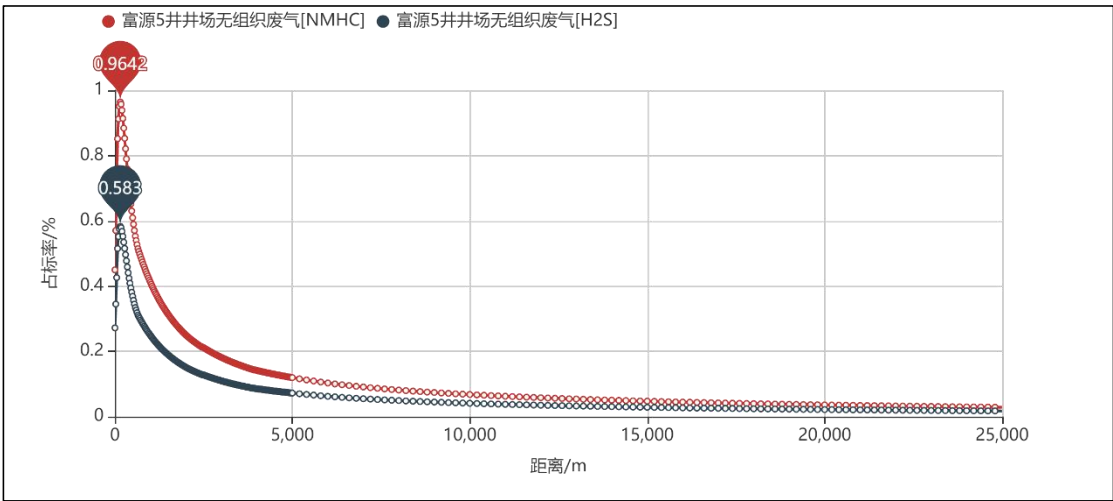


图 5.2-1 面源最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 预测结果图

表5.2-9 项目各因子大气环境影响估算模式计算结果

序号	污染源	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{oi} (mg/m^3)	P_i (%)	$D_{10\%}$ (m)	评价等级
1	富源 5 井	非甲烷总烃	71.210	2.0	3.56	--	二级
2		H_2S	0.178	0.01	1.78	--	二级
3	HD32-H7 井	非甲烷总烃	17.805	2.0	0.89	--	三级
4		H_2S	0.051	0.01	0.51	--	三级
5	HD32 试采点	非甲烷总烃	58.296	2.0	2.91	--	二级
6		H_2S	0.146	0.01	1.46	--	二级

注： C_i 污染物最大地面浓度； C_{oi} 污染物环境质量标准， P_i 污染物最大地面浓度占标率； $D_{10\%}$ 地面浓度达标准限值 10%所对应的最远距离。

由上表可知，项目 $P_{\max}$ 为无组织排放非甲烷总烃， $C_{\max}$ 为 $71.210\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为 $1\% < 3.56\% < 10\%$ 。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东、南、西、北场界外浓度监控点的贡献浓度，然后进行达标分析。计算结果见表5.2-10。

表5.2-10 各污染物场界监控点浓度贡献值

项目	污染物	场界浓度值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
		东	南	西	北		
富源 5 井	H_2S	0.175	0.117	0.147	0.162	60	达标
	非甲烷总烃	69.815	46.611	58.888	63.528	2000	达标

HD32-H7 井	H ₂ S	0.042	0.033	0.049	0.045	60	达标
	非甲烷总烃	14.724	11.654	17.456	15.692	2000	达标
HD32 试采点	H ₂ S	0.143	0.137	0.139	0.132	60	达标
	非甲烷总烃	58.159	54.847	57.069	52.983	2000	达标

由估算结果可知，井场及试采点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；无组织排放H₂S四周场界浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建厂界二级标准值，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表 5.2-11。

表 5.2-11 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)			
HD32-H7井	油气集输	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	0.007	0.061	
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	0.06	0.00002	0.0002	
富源5井	油气集输	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	0.028	0.245	
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	0.06	0.00007	0.0006	
HD32试采点	油气集输	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	0.016	0.143	
		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	0.06	0.00004	0.0004	
无组织排放合计				非甲烷总烃				0.450
				H ₂ S				0.001

(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表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	0.450
2	H ₂ S	0.001

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 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表 5.2-13。

表 5.2-13 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长=5~50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2020) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测标准 ☐		主管部门发布的数据标准 ☒			现状补充标准 ☒		
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长≥50km ☐			边长 5~50km ☐		边长=5km ☐		
	预测因子	预测因子 ()					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	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、硫化氢)				有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: ()				监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 (--) 厂界最远 (--) m							
	污染源年排放量	SO ₂ :(0.000)t/a	NO _x :(0.000)t/a	硫化氢:(0.001)t/a		非甲烷总烃:(0.450)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,项目地表水环境评价等级为三级 B。

运营期无生产用水,人员内部调配,无生活废水产生。项目运营期生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水。

(1) 洗井废水

项目洗井废水主要污染因子为 SS、石油类,SS 产生浓度为 1500mg/L,石油类产生浓度为 1000mg/L,HD1-27-3H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈四联合站污水处理系统处理,HD11-4-2H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈一联合站污水处理系统处理。

洗井废水水质与进入哈一联/哈四联污水处理系统的采出水水质相似,其中,哈一联污水处理系统采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺,洗井废水进入哈一联污水处理系统处理后,经加热进入污水接收罐,然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油,出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物,滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联。哈四联污水处理系统处理工艺采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺,洗井废水进入哈四污水处理系统处理,生产废水加药后进入 2500m³ 来水接收罐缓冲,然后经升压泵升压,进入污水除油器除去污水中的原油,出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物后进入 1000m³ 净化水罐或 2000m³ 污水注水罐暂存,经注水井回注地下。哈一联、哈四联出水水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中表 1 标准限值要求。

哈一联污水处理能力 5000m³/d,目前实际处理量为 4200m³/d,项目实施后洗井废水平均产生量为 400m³/次,每两个月洗井 1 次,可以满足项目新增废水处理需求。

哈四联污水处理能力 9100m³/d,目前实际处理量 6600m³/d,项目实施后洗井废水平均产生量为 400m³/次,每两个月洗井 1 次,可满足新增废水处理需求。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修等,井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水,主要污染因子为 COD、石油类,COD 产生浓度为 1375mg/L,石油类产生浓度为 217mg/L,井下作业废水采

用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站污水暂存池设计容量 20000m³，井下作业废水处理规模 300m³/d，项目井下作业废水量较小，约为 76t/a (0.208m³/d)，可满足项目需求。

综上所述，项目产生的生产废水合理处置，对周边水环境影响较小。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；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 ☐			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☒		水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐	
	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；PH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐		水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 ☐ ； 在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ； 枯水期 ☐ ； 冰封期（ ☐ ） 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
		丰水期 ☐ ； 平水期 ☐ ； 枯水期 ☐ ； 冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		（ ☐ ）	监测断面或点位个数（ ☐ ）个
	现状评价	评价范围	河流：长度（ ☐ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ☐ ）km ²		
评价因子		（ ☐ ）			
评价标准		河流、湖库、河口：Ⅰ类 ☐ ；Ⅱ类 ☐ ；Ⅲ类 ☐ ；Ⅳ类 ☐ ；Ⅴ类 ☐			

		近岸海域： 第一类 ☐ ； 第二类 ☐ ； 第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ： 达标 ☐ ； 不达标 ☐ 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 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ： 其他 ☐	
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐	

		满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求,重点行业建设项目, 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目 同时应包括水文情势变化评价、 主要水文特征值影响评价、 生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目, 应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
影响 预测	污染源排放量核算	污染物名称			排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）
		（ ）			（ ）	（ ）
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
防治 措施	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ） m ³ /s；鱼类繁殖期（ ） m ³ /s； 其他（ ） m ³ /s 生态水位：一般水期（ ） m；鱼类繁殖期（ ） m； 其他（ ） m				
	环保措施	污水处理设施 ☒ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域消减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
	污染物排放清单	☐				
	评价结论	可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				

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 含水层类型及其富水性

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》(本项目全部位于哈拉哈塘新区的哈得南区块内),本项目主要位于塔里木河以南地区的塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区,在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区,含水层岩性以细砂和粉细砂为主。根据该报告中勘探孔的抽水试验结果,可将评价范围内的第四系孔隙含水层富水性划分为两个级别:①潜水富水性中等,涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$;②潜水富水性贫乏,涌水量小于 $100\text{m}^3/\text{d}$,具体富水性分区见水文地质图 5.4-1。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》HD3、HD4、ZC2-1、ZC2-2、ZC2-3、ZC2-4、ZC2-5、ZC2-6、ZC2-7、ZC2-8、ZC2-9 的抽水试验结果可得,调查范围内潜水含水层的潜水位埋深约 $3.50\sim 8.53\text{m}$;渗透系数 $0.41\sim 4.34\text{m}/\text{d}$;钻孔揭露的含水层厚度约 $22.70\sim 35.65\text{m}$;换算涌水量约 $69.17\sim 433.41\text{m}^3/\text{d}$;含水层岩性为第四系细砂、粉细砂;水量中等-贫乏。

5.4.1.2 地下水的补给、径流和排泄条件

评价区所处的地质构造、地貌、岩性结构及气候、水文条件决定了地下水的补给、径流、排泄条件。地下水流向为由北西向东南方向径流,因此判定地下水接受塔里木河入渗补给。

(1) 补给条件

评价区气候异常干燥,降雨量极低,而蒸发强烈,降水补给量可忽略不计。另外,区内无地表河流穿过,也无湖泊、水库等其它地表水体和引水渠系等渗漏补给。

评价区位于塔里木河南部。塔里木河南岸地下水自西北向东南运动,因此评价区内地下水的补给来源主要是塔里木河的侧向流入补给。

(2) 径流条件

评价区地下水流向是自西北向南东方向径流。区内地势平坦,含水层岩性主要为细砂,其次为泥质粉砂,透水性相对较差,地下水径流速度比较缓慢,据本次勘查资料显示,地下水的水力坡度只有 0.8% 。

（3）排泄条件

评价区地下水的排泄方式主要是侧向流出,其次是蒸发蒸腾。

①地下水的侧向流出排泄

评价区内的地下水以西北向东南方向的侧向径流排泄为主。

②蒸发蒸腾排泄

评价区地处塔克拉玛干沙漠北缘，气候异常干燥，蒸发强烈。区内沙丘遍布，垄间洼地分布面积较多，垄间洼地内地下水位埋藏深度较浅，约 4.73-5.77m，因此，垄间洼地内潜水会通过蒸发产生排泄。区内生长有胡杨、红柳、罗布麻、骆驼刺等植物，植被会通过蒸腾作用产生排泄。

图 5.4-1 区域水文地质图

图 5.4-2 水文地质剖面图

5.4.1.3 地下水动态特征

利用调查范围内 ZC2-5 孔 2018 年 4 月 15 日观测的一次水位资料的观测数据进行类比,编制水位动态曲线,地下水位埋深一般在 4.22—6.52m,地下水位最大变幅 2.3m,平均水位变幅 1.65m。据调查区中心孔 ZC2-5 孔观测,河漫滩从 9 月下旬开始退水,地下水位的上升趋势延续到 11 月中旬,之后转为缓慢下降。在此期间,塔河水位也同时大幅度下降,随着冬季的结束及地面解冻,从 2 月底开始地下水位出现小幅回升,从 4 月中开始地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底,8 月初到 9 月底水位呈缓慢上升。地下水的高水位期出现在 10 月底,低水位期在 6 月底。调查区地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少,次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈;地下水位上升的直接原因也是塔河干流径流量增加、河水位较大幅度的上涨,次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与塔河水位的升降有滞后现象,一般是地下水位滞后塔河水位 15-30 天。

图 5.4-3 ZC2-5 孔地下水位动态曲线图

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。评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区,在钻探深度 60m 内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层,含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。评价区远离塔河,潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱,潜水的埋深普遍小于 5m,因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件,决定了评价区潜水的水化学作用以蒸发浓缩作用为主。评价区潜水的水化学类型较为单一,均为 Cl-Na 型水。矿化度 21-25.2g/l 不等,水质均较差,为咸水。

5.4.1.5 场地包气带特征

参照《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中勘探孔 HD4、ZC2-9 的钻孔柱状图，本项目地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的岩性单一，为灰黄色、黄色的细砂、泥质粉砂和粉土。细砂呈灰褐色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 1-30m，最大厚度为 38.m；泥质粉砂呈深灰色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 2.5-4.5m，平均厚度 3m；粉土呈土黄色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 1-3m，最大厚度为 5.18m。

图 5.4-4 HD4 钻孔柱状图

图 5.4-5 ZC2-9 钻孔柱状图

5.4.1.6 水文地质试验

为查明评价区包气带的防渗性能和含水层的水文地质参数，本次评价引用《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中的 1 组渗水试验，11 组抽水试验的结果。

(1) 渗水试验

表 5.4-1 引用渗水试验数据统计表

位置		包气带岩性	渗透系数K (cm/s)
经度	纬度		
83°40'6.4"	40°49'30.87"	粉土	8.3×10^{-5}

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 包气带防污性能评价标准和渗水试验成果可知，渗透系数 $K < 1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 。防污性能为“中”。

(2) 抽水试验

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》HD3、HD4、ZC2-1、ZC2-2、ZC2-3、ZC2-4、ZC2-5、ZC2-6、ZC2-7、ZC2-8、ZC2-9 的抽水试验结果如表 5.4-2 所示。

表5.4-2 引用抽水试验数据统计表

钻孔 编号	孔深 (m)	降深 (m)	流量 Q (m³/d)	含水层 岩性	揭露含水 层 厚 度 M(m)	平均渗透 系数 K (m/d)	平均影响 半径 R (m)	换算涌水量 (降深 5m、井 径 8 寸)(m³/d)	富水性 分区
HD3	40.0	4.01	304.32	粉细砂	34.65	3.73	46.25	433.41	水量 中等
DH4	40.0	3.89	241.78	粉砂	35.65	2.67	42.98	352.08	水量 中等
ZC2-1	40.0	7.49	78.78	粉砂	31.70	0.41	71.00	69.17	水量 贫乏
ZC2-2	40.0	4.21	296.03	粉细砂	32.85	1.30	90.12	217.09	水量 中等
ZC2-3	40.0	5.12	279.86	粉细砂	33.87	2.59	55.08	326.26	水量 中等
ZC2-4	40.0	4.47	312.75	粉细砂	27.08	4.34	51.80	393.62	水量 中等
ZC2-5	40.0	4.33	146.89	粉细砂	32.87	1.46	34.23	195.33	水量 中等
ZC2-6	40.0	6.12	82.55	粉细砂	22.70	0.80	46.22	84.11	水量 贫乏

钻孔 编号	孔深 (m)	降深 (m)	流量 Q (m ³ /d)	含水层 岩性	揭露含水 层 厚 度 M(m)	平均渗透 系数 K (m/d)	平均影响 半径 R (m)	换算涌水量 (降深 5m、井 径 8 寸)(m ³ /d)	富水性 分区
ZC2-7	40.0	3.29	163.64	粉细砂	31.47	2.07	29.60	269.87	水量 中等
ZC2-8	40.0	2.61	256.61	细砂	33.54	3.57	41.20	346.66	水量 中等
ZC2-9	40.0	5.01	241.78	细砂	32.70	1.87	46.46	194.30	水量 中等

通过抽水试验结果可知,调查评价范围内潜水含水层主要岩性为粉砂、细砂、粉细砂,评价范围内潜水含水层渗透系数 0.41~4.34m/d 之间,涌水量在 69.17~433.41m³/d 之间。

5.4.2 地下水环境影响分析

项目主要涉及 2 口采油井(富源 5 井、HD32-H7 井)地面井场建设,其中 HD32-H7 井配套建设油气集输管线;2 口注水井地面井场建设(HD1-27-3H 注水井、HD11-4-2H 注水井),2 口注水井均配套建设注水管线及洗井水回收管线;HD30-H8 井、HD32-H5 井、HD32-H9 井、HD302-H1 井、HD302-H2 井等 5 口采油井配套油气混输管线建设。共计新建油气混输管线 15014m、原油输送管线 8000m;新建注水管线 4980m、洗井水回收管线 3640m,及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。本项目地下水环境影响分析如下:

5.4.2.1 预测情景分析

(1) 正常状况

①废水

运营期不新增劳动定员,工作人员由内部调剂解决,故不新增生活污水。项目运营期生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水。

项目洗井废水主要污染因子为 SS、石油类,HD1-27-3H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈四联合站污水处理系统处理,HD11-4-2H 井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈一联合站污水处理系统处理。

井下作业主要包括油井维修、大修等,井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水,主要污染因子为 COD、石油类,井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

②落地油

油气开采过程中产生的落地原油，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，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。由于油田气候干旱少雨，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。根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

③输油管线

本项目正常状况下，采出液混输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

(2) 非正常状况

①油水窜层对地下水的污染影响

一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其它不可预见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：a 下入的表层套管未封住含水层；b 固井质量差；c 工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

②输油管道原油泄漏事故对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位

置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

非正常状况下，混输管线阀室出现破损泄漏，如不及时修复，采出液可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下阀室泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

③井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，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。

5.4.2.2 地下水环境影响预测

本项目采出物主要为油气水组成，污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。

(1) 源强计算

根据塔里木油田分公司统计情况，采出的含油水在管道刺漏情况下，参照风险评价技术导则推荐的液体泄漏速率公式计算管道刺漏量，公式如下所述：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，此值常取 0.6~0.64；

A ——裂口面积， m^2 。

P ——管道压力，取最大值 $6.40 \times 10^6 Pa$ ；

P_0 ——环境压力，取 $1.01325 \times 10^5 \text{Pa}$ ；

g ——重力加速度；

ρ ——液体密度；

h ——裂口之上液位高度，m。

由上述公式求出区块内部管道的刺漏速度 Q_L 为 13.9kg/s ，根据油田事故处置要求，持续时间取 10min ，油水混合物取密度 0.801g/cm^3 ，则泄漏体积 10.4m^3 ，油水混合物管道刺漏泄出的油水混合物首先附着在地表，形成油饼。极少部分含油水渗漏至含水层，石油类通过溶解在地下水中，通过地下水流作用对区域地下水产生影响。由于石油类在水中的最大溶解度为 15mg/L ，出于保守考虑，污染物浓度取 15mg/L 。

(2) 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。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，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm 。本项目所在区域地下水埋深大于 5m ，本次预测考虑泄露原油 1% 进入潜水含水层，然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，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：

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

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 30m ;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, 156g ;

u —地下水流速度, m/d ; 潜水含水层岩性渗透系数取最大值 4.34m/d 。水力坡度 I 取 0.8‰ 。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=4.34\text{m/d} \times 0.8\text{‰}/0.30=0.01\text{m/d}$;

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 $n=0.30$;

D_L —纵向 x 方向的弥散系数, m^2/d ; 根据资料, 纵向弥散度 $\alpha_L=10\text{m}$, 纵向弥散系数 $D_L=\alpha_L \times u=0.1\text{m}^2/\text{d}$;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $0.01\text{m}^2/\text{d}$;

π —圆周率。

(3) 预测结果

集油管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见表 5.4-3 和图 5.4-6、图 5.4-7。

表 5.4-1 集油管线瞬时泄漏时石油类预测结果

污染项目	超标距离 (m)			
	100d	1000d	3650d	7300d
石油类	11	0	0	0

①固定时间、不同距离下的浓度预测

分别选取 100d、1000d、3650d、7300d 的污染物运移情况, 其结果分别如图 5.4-6 所示。

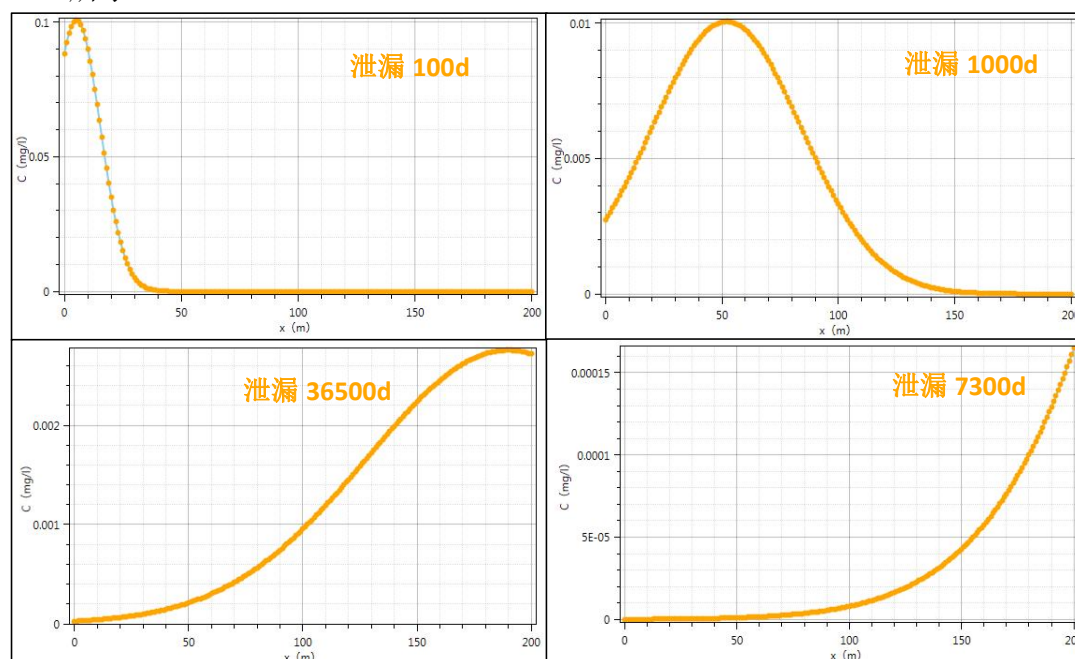


图 5.4-6 不同距离固定时间处石油类浓度变化趋势

根据预测结果，在渗漏发生 100d 时，石油类的超标范围为 147m²；在渗漏发生 1000d、3650d、7300d 时，石油类的污染晕中心点的浓度小于石油类的标准值 0.05mg/L，无超标范围。

②固定距离、不同时间下的浓度预测

分别选取距油井 50m，100m 和 200m 处进行预测，分析其在渗漏发生后石油类污染物的浓度变化趋势。如图 5.4-7 所示。

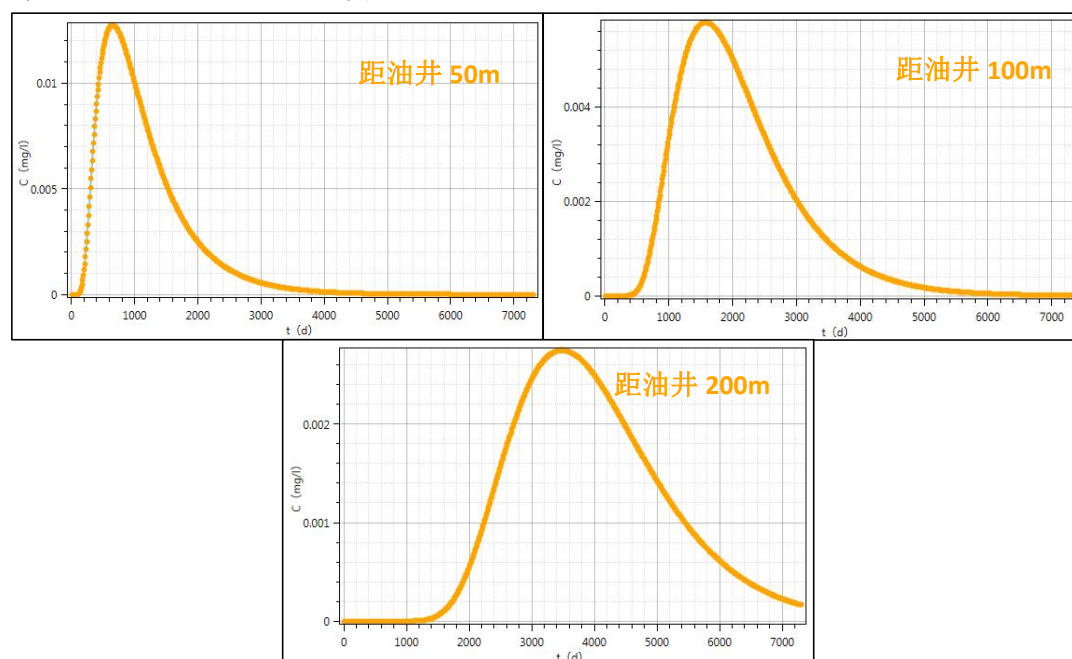


图 5.4-7 不同时间固定距离处石油类浓度变化趋势

根据预测结果显示，随着泄漏的发生，地下水中石油类污染物浓度逐渐上升，地下水污染程度逐渐增大。根据结果显示，在距油井 50m 处、100m 处、200m 处地下水中石油类浓度均小于石油类的标准值 0.05mg/L。

废水中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损污水大量泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小。因此，本评价要求建设单位加强环境管理，做好防渗措施检查情况，避免因防渗层的老化破损造成石油类对地下水水质的影响。

5.4.3 地下水污染防治措施

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集输管线可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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对集输管线、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。

(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）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

为防止对地下水的污染，为防止污染地下水，针对工程工艺特点，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，本项目防治分区及防渗要求见下表。

表 5.4-5 改建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
一般防渗区	HD32-H7 井、富源 5 井井场地面	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参考 GB18598 执行
简单防渗区	富源 5 井值班室、营房	一般水泥硬化

为确保防渗措施的防渗效果，在施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按防渗设计要求进行施工，加强防渗措施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果。同时应加强各生产设施的环保设施的管理，避免跑冒滴漏。

为确保防渗措施的防渗效果，在施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按防渗设计要求进行施工，加强防渗措施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果。同时应加强各生产设施的环保设施的管理，避免跑冒滴漏。

(4) 地下水污染监控措施

①地下水监测方案

在非正常状况下，建设项目不会影响地下水环境，但是由于很多因素是不确定的，因此为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目正式运行前，设置地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目实施对地下水环境的影响。

a.监测井数

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）的要求及地下水监测点布设原则，本次共布设地下水水质监控井 3 眼，井深设计为 30m，见表 5.4-4 和图 5.4-8。

表 5.4-4 环境监测点一览表

功能	编号	监控点位	坐标		性质
			经度	纬度	
背景值监控井	JK1	本项目地下水上游			新建
污染控制监控井	JK2	HD1-27-3H 井场下游			
	JK3	HD11-4-2H 井场下游			



图 5.4-8 地下水监控布点图

监测频率：背景监测井每年 1 次，污染扩散监测井每年 2 次。

监测项目：pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类、氰化物、氟化物、硫化物、石油类，共 14 项。

b. 监测数据管理

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。

② 地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

A 管理措施

a) 防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

b) 管理单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测

工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

c) 建立地下水监测数据信息管理系统，与管理单位环境管理系统相联系。

d) 根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本项目环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

B 技术措施

a) 按照《地下水环境监测 技术规范》（HJ/T164—2020）要求，及时上报监测数据和有关表格。

b) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告管理单位环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

了解运营是否出现异常情况，出现异常情况的位置、原因。加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向，周期性地编写地下水动态监测报告，定期对污染区的生产装置进行检查。

（5）地下水风险事故应急预案

①应急防范措施

建设单位运行期应制定地下水环境事故应急技术及措施，主要包括：

a 确定项目运行过程中可能发生的环境事故与风险等级；

b 监控项目的运行情况，发现运行故障或运行异常情况并及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部分报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的直接和间接损失。

c 一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

d 根据事故状态下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测；

e 事故情况下地下水环境监测频率不小于 1 次/天，监测数据应及时上报有关主管部门；

f 如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象，应在进行监测

的基础上开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强监测要求。

②风险应急预案

a 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，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- 1) 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;
- 2) 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。
- 3) 应急处置

b 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：

- 1) 当确定发生地下水异常情况时，按照地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，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；
- 2) 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；
- 3) 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，通过建立模型，设置了可能出现的情景，非正常工况集油管线泄漏情景模拟和预测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，油气集输不会对周围声环境产生影响，阀组无产噪设备。运营期间的噪声源主要为井场设备运转噪声，噪声值为 65dB（A）。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 项目噪声源及噪声值情况一览表

序号	机械	数量	噪声源强/距离	降噪措施	治理后噪声值/距离
1	采油树	1套	65 dB（A）/5m	基础减振，距离衰减	55 dB（A）/5m

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

噪声从声源传至受声点，因受传播距离、大气吸收、地面效应、屏障屏蔽等因素影响，会使其发生衰减。

（1）室外点声源预测模式

$$L_A(r) = L_{Aref}(r_0) - (A_{div} + A_{bar} + A_{atm} + A_{exc})$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 米处的 A 声级；

$L_{Aref}(r_0)$ —参考位置 r_0 米处的 A 声级；

—声波几何发散引起的 A 声级衰减量；

A_{bar} —声屏障引起的 A 声级衰减量；

A_{atm} —空气吸收引起的 A 声级衰减量；

A_{exc} —附加衰减量。

①几何发散

对于室外点声源，不考虑其指向性，几何发散衰减计算公式为：

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

式中： $20 \lg(r/r_0)$ —几何发散衰减量 A_{div} 。

②声屏障引起的衰减量

位于点声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物都起到声屏障的作用，声屏障的存在使声波不能直达某些预测点，从而引起声能量的衰减。

③空气吸收引起的衰减

空气吸收引起的衰减按下式计算：

$$A_{atm} = \frac{\alpha (r - r_0)}{1000}$$

式中： r —预测点距声源的距离， m；

r_0 —参考点距声源的距离， m；

α —每 1000m 空气吸收系数。

④附加衰减

附加衰减包括声波传播过程中由于云、雾、温度梯度、风及地面效应引起的声能量衰减，本次评价中忽略不计。

(2) 计算总声压级

根据预测点与声源之间的距离把噪声源简化成点声源。由此计算出个声源单独在预测点的 A 声级 L_{Ai} 。把各声源单独对某预测点产生的声级按下式叠加，计算出该预测点的贡献声级值。

$$L_A = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1L_{Ai}}$$

预测点声源的噪声预测值，即以噪声现状监测结果作为现状值，与贡献值叠加，得出个预测点预测值。

$$L_{\text{预测}} = 10 \lg [10^{0.1Leq(A)} + 10^{0.1Leq(A)_{\text{背}}}]$$

5.5.4 预测步骤

①以厂房区域为坐标原点，建立坐标系，确定噪声源及厂界预测点坐标。

②根据已获得的声源参数和声波从声源到预测点的传播条件，计算出各声源单独作用在预测点时产生的 A 声级 L_i ：

③将各声源对某预测点产生的 A 声级按下式叠加，得到该预测点声级值 L_1 ：

$$L_1 = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^k 10^{0.1L_i} \right)$$

5.5.5 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 噪声预测结果

单位：dB(A)

序号	预测点名称	运营期井场周界贡献值
1	东厂界	14.0
2	南厂界	20.5
3	西厂界	22.0
4	北厂界	22.3

根据预测结果，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 14.0-22.3dB(A)，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。

5.6 运营期固体废物环境影响分析

项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废润滑油、沾油废物(含油抹布、劳保用品)。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，均属于(HW08 071-001-08)属于危险废物，收集后交库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

(1) 危险废物贮存及运输

项目建成运行后，油田公司应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对含油废物进行收集。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表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.危险废物标签规格颜色说明: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。

(2) 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，公司应当向本地环保局提交下列材料：

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。建立危废台账，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。

5.7 运营期生态环境影响分析

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，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）生态系统完整性影响评价

本工程的开发建设，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。

由于油气田的开发植被覆盖度降低，同时油气田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，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

（3）景观影响分析

区域经过气田开发，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。

（4）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。

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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)及建设项目对土壤环境可能产生的影响,将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。项目为石油和天然气开采专用及辅助性活动,属污染影响型。项目属于“采矿业”中“石油开采”,土壤环境影响评价类别为I类。

5.8.1.2 影响类型及途径

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。

运营期外排废气中主要为非甲烷总烃、 H_2S ,对土壤不会产生大气沉降影响;项目运营期各采油井场、试采点无生产废水产生,不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下管线破裂会造成原油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

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	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 5.8-1 可知,项目影响途径主要为运营期垂直入渗污染,因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.8.1.3 影响源及影响因子

项目油气集输管线输送介质为原油,管线连接处破裂时,原油(石油烃)会下渗到土壤中,造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。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
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故状况

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),本次评价的土壤现状调查范围为井场四周及管线两侧外扩 0.2km 范围。

（2）敏感目标

本工程井场、试采点、管线两侧 200m 范围内无土壤保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，项目永久占地及管线周边主要为沙地，分布有少量的沙生植被，本工程占地范围暂无规划。

②土地利用历史

根据调查，项目井场部署和管线敷设之前现状为沙地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

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草甸土（盐化林灌草甸土、盐化草甸土）和风沙土（荒漠风沙土）。

5.8.3 土壤环境影响评价

项目运行期主要为油气开采、集输，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

根据项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。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

非正常状况下，项目管线连接处等可视场所发生泄漏，建设单位可以及时采取修复措施，不能任由原油漫流入土壤，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。

（1）溢油过程分析

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

至到达潜水含水层。见图5.8-1。

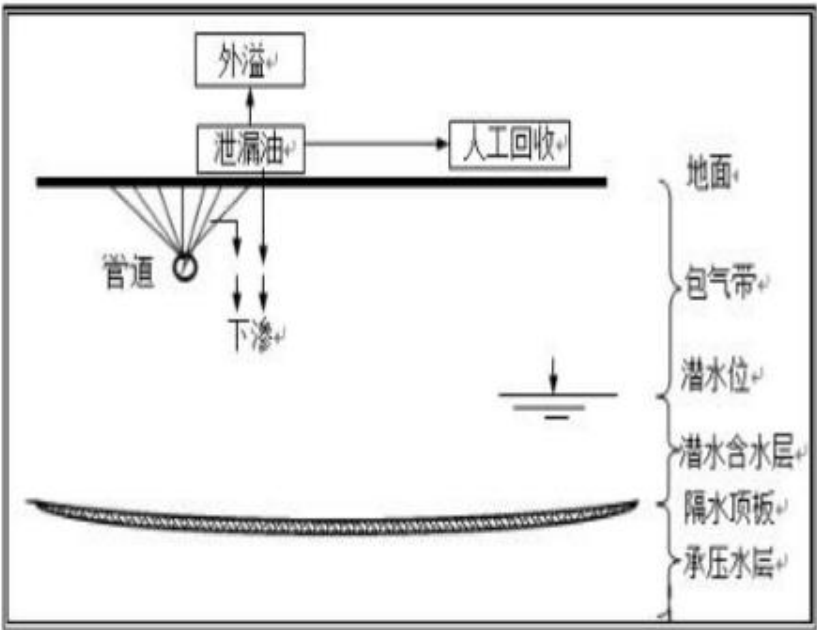


图5.8-1 管道溢油污染过程示意图

①溢油在包气带中的污染过程分析

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

②溢油在潜水含水层中的污染过程分析

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

（2）垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为风沙土，项目区浅部地层主要由第四系全新统(Q)冲积细砂组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深大于10m，即包气带厚度大于10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

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

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为1200mg/L。

⑤预测结果

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

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

5.8.4 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，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。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。

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治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.8-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				--
	土地利用类型	建设用地 ☐ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☒				--
	占地规模	0.0654hm ² (永久占地)				小型
	敏感目标信息	无				--
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				--
	全部污染物	石油烃				--
	特征因子	石油烃				--
	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4
		表层样点数	1	3	(0-0.2m)	
		柱状样点数	3	0	(0-3m)	
现状监测因子	(GB36600-2018) 45项基本项目以及石油烃				--	
现状评价	评价因子	(GB36600-2018) 45项基本项目以石油烃				--
	评价标准	GB15618 ☐ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				--
	现状评价结论	厂区内各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。				--
影响预测	预测因子	--				--
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 ()				--
	预测分析内容	影响范围 (/) 影响程度 (/)				--
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				--
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	--
		8	石油烃		5a/次	
	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 运营期环境风险评价

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（国家环保部环发〔2012〕77号）及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据，力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.9.1 评价依据

根据2.4.6章节关于环境风险评价等级的判定结果，项目 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。评价范围为站场外500m，管线中心线两侧200m。

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、文物保护单位等其它特殊敏感目标。区域主要风险保护目标为项目区周边土壤、地下水、公益林、湿地自然保护区、生态保护红线区等。

5.9.3 环境风险识别

5.9.3.1 物质风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B，对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、硫化氢、危险废物。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表5.9-1。

表 5.9-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品 名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组 成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险 特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救 措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防 措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应 急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处 置与储 存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风易燃气体专用库房。远离火种、热源。			

	库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.9-2。

表 5.9.2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品 名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
组成/组分 信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险 特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长间接接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。 环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。 燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救 措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。 眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防 措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	

泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相 对 密 度 （ 水 =1 ） 0.7365-0.917	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃

稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg / kg(大鼠经口) LC50：无资料
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：废有机液体。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理，处理前必须先收集，在空旷安全地带点火充分焚烧。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

（3）硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.9-3。

表 5.9-3 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
%（V）	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ （0.13ppm）时，有明显

			和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ （4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别。
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈值（8h 加权平均值）。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的 最大硫化氢浓度。
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值。
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度。
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m ³ （50ppm）将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害。
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》。
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术。
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术。
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏。

（4）危险废物

项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废润滑油、沾油废物（含油抹布、劳保用品）。

5.9.3.2 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环

节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.9.3.3 风险类型识别

通过分析中项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损及原油储罐造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.9.4 环境风险分析

5.9.4.1 大气环境风险分析

原油、天然气、柴油发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的NMHC可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.9.4.2 地表水环境风险分析

项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.9.4.3 地下水环境风险分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根

据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm~10cm或0cm~20cm表层土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.9.4.4 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送哈得一联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.9.4.5 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应措施，基本不会对周围植被产生影响。

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 管道事故风险预防措施

（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。

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤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，如有突发事情启动应急预案。

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。

5.9.5.2 井场（含试采点）事故风险预防措施

①定期对井场（含试采点）进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，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，如有突发事情启动应急预案。

（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，加强管线和警戒标志的管理工作。

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。

（4）油气泄漏事故防范措施

①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。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

(5) 硫化氢泄漏的监控与预防措施

项目天然气中硫化氢含量为 2485mg/m^3 ，需采取严格的泄漏的监控与预防措施，具体如下。

硫化氢监测与安全防护：

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T 6137-2017）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为 15mg/m^3 （或10ppm），第2级报警阈值应设置为 30mg/m^3 （或20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m^3 （或10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m^3 （或20ppm）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m^3 （或100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

预防措施：

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H₂S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

（6）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，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。

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。

5.9.5.3 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，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在储罐发生泄漏、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，油田停产，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的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亡等），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。塔里木油田分公司编制有《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案》（备案编

号:652924-2019-001)，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。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(1) 工程事故类型为原油、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》。

5.9.7 风险评价结论

(1) 项目涉及到的危险物质为天然气（主要为甲烷、乙烷）、原油和危险废物，主要分布在井场、试采点管道和储油罐中，存在危险因素主要为管道泄漏、法兰连接处泄漏引起事故，遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放及中毒。

(2) 项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 $Q < 1$ ，环境风险潜势为 I，环境风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

(3) 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。

(4) 建议

项目具有潜在的事故风险，要切实从建设、运营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。

项目环境风险简单分析内容见表5.9-4，环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.9-5。

表5.9-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程		
建设地点	新疆维吾尔自治区	阿克苏地区	沙雅县境内
地理坐标	详见表 3.4-2		
主要危险物质及分布	项目主要危险物质为伴生气、原油、硫化氢和危险废物，伴生气和原油主要分布在井场（含试采点）和集输管线，危险废物主要产生于井场内。		
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	环境影响途径：井场（含试采点）、集输干线的原油、伴生气、硫化氢泄漏，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，发生火灾爆炸事故时伴生污染物进入大气环境；消防废水或者泄漏的原油未能得到有效收集而进		

	入地表水体；原油、危险物质泄漏，通过地面下渗至含水层。 危害后果：项目距离居住区较远，因此环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。
风险防范措施要求	详见 5.9.3.4 章节。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 6600.91 万元在新疆阿克苏地区沙雅县中部塔里木河以南富满油田内实施“哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程”。 项目涉及的危险物质主要为天伴生气、原油和危险废物，根据项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算可知，$Q < 1$。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，该项目的环境风险潜势为 I，评价工作等级划分为简单分析。 根据调查，评价区域内无环境风险敏感目标。综上所述，在落实本评价所列出的各项风险防范措施和应急措施的前提下，本项目环境风险可将至可防控水平。	

表5.9-5 风险防范设施“三同时”验收一览表

验收项目	风险防范措施内容
大气风险防范措施	工程使用合格的管材，焊接符合标准；管线设压力、流量监控系统；阀组设自动监控预警装置，设事故放喷管线，配备管道抢修、灭火及人员抢救设备。同时启动应急预案，若发生事故停机关井，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，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。
地下水风险防范措施	对阀组和管线作好分区防渗措施，设置围堰或导流沟，从而避免原油泄漏带来的风险；运营期应严格按照正确的程序操作，禁止违规操作，一旦发现泄漏，立即采取措施。
事故状态风险防范设施	设置消防设施及应急储存设施，以满足事故状态下收集泄漏物料、火灾的需要
事故应急制度	制定原油泄漏应急处置及预防预案、应急疏散预案。
事故应急监测措施	制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。
预案演习	定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。

5.10 闭井期环境影响分析

5.10.1 闭井期污染源

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入闭井期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发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。

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去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。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑垃圾等固体废物，应进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处理。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 闭井期生态保护措施

根据《废弃井封井回填技术指南（施行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（施行）》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

（1）闭井后应拆除井架、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。经治理井口装置及相应设施应达到不漏油、不漏气、不漏电，井场地面无油污、无垃圾。

（2）闭井期地埋集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。并按要求对管线进行吹扫，确保管线内的残留物清空干净，管线两端使用盲板进行封堵。

（3）尽量依托现有伴井道路，各种机动车辆固定行驶路线，禁止随意开路。

（4）井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免拆除作业对区域表层土的扰动引起土地沙化。

（5）严格控制闭井施工场地的面积和范围，减少对地表植被的破坏。

（6）地面设施拆除和井场清理产生的固体废弃物，应集中收集处理。

（7）对停采的油井应拆除井口装置，截去地下一定深度的表层套管并用水泥灌注封井。

（8）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。

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，减少裸地暴露时间。

(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。

以上施工扬尘、电焊烟尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气防治措施，简单可行，具有可操作性，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

本工程油气集输全过程采用管输+汽车拉运结合的方式，容易泄漏的井口、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），原油储存应符合相关控制要求，详见表 6.1-1。

表 6.1-1 原油储存特别控制要求

物料	物料真实蒸气压, kPa	单罐设计容积, m ³	排放控制要求
原油	>66.7	--	①
	≥27.6 但≤66.7	≥75	②
	≥5.2 但<27.6	≥150	②

①符合下列要求之一：a、采用压力罐或低压罐；b、采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；c、采取其他等效措施。

②符合下列要求之一：a、采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；b、采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 90%；c、采用气相平衡系统；d、采取其他等效措施。

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》附件中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中油品理化参数可知，原油真实蒸汽压为 40.15514039kPa。根据本工程产油量情况，为便于生产调配，项目富源 5 井场原油储罐单个容积均为 50m³。项目原油的真实蒸气压、单罐设计容积等参数不符合上表排放控制要求的前提条件，无需执行上表规定的排放控制要求。但是为了进一步减小本工程运营期无组织排放，油田拟采取以下大气污染治理措施：

(1) 富源 5 井场储油罐为固定顶罐，单罐容积 50m³，设计有呼吸阀。按照《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中固定顶罐的要求，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

(2) 油井采出物进行汇集、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，严格控制天然气泄漏对油品环境影响；

(3) 拟建工程定期巡检，确保集输系统安全运行；

(4) 设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。

(5) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

根据类比以往同类管道、井场的验收监测数据，井场无组织废气可达标排放，以上环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期废气污染防治措施

(1) 闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，闭井期作业时，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。

根据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 施工期水污染防治措施

项目施工期水环境污染源为管线试压废水和施工队生活污水。

(1) 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(2) 施工队生活污水

项目施工周期60天，施工人员按50人计算，按每人每天用水量40L计算，则生活用水量为120m³，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为96m³。生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运哈得作业区公寓生活污水处理设施处理，不新增临时集中式污水排放点。

6.2.2 运营期水污染防治措施

运营期无生产用水，人员内部调配，无生活废水产生。项目运营期生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水。

①洗井废水

项目洗井废水主要污染因子为SS、石油类，SS产生浓度为1500mg/L，石油类产生浓度为1000mg/L，HD1-27-3H井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈四联合站污水处理系统处理，HD11-4-2H井洗井废水经洗井水回收管线输送至哈一联合站污水处理系统处理。

洗井废水水质与进入哈一联/哈四联污水处理系统的采出水水质相似，其中，哈一联污水处理系统采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺，洗井废水进入哈一联污水处理系统处理后，经加热进入污水接收罐，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联。哈四联污水处理系统处理工艺采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺，洗井废水进入哈四污水处理系统处理，生产废水加药后进入2500m³来水接收罐

缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物后进入1000m³净化水罐或2000m³污水注水罐暂存，经注水井回注地下。哈一联、哈四联出水水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中表1标准限值要求。

哈一联污水处理能力5000m³/d，目前实际处理量为4200m³/d，项目实施后洗井废水平均产生量为400m³/次，每两个月洗井1次，可以满足项目新增废水处理需求。

哈四联污水处理能力9100m³/d，目前实际处理量6600m³/d，项目实施后洗井废水平均产生量为400m³/次，每两个月洗井1次，可满足新增废水处理需求。

②井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水，主要污染因子为COD、石油类，COD产生浓度为1375mg/L，石油类产生浓度为217mg/L，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站污水暂存池设计容量20000m³，井下作业废水处理规模300m³/d，项目井下作业废水量较小，约为76t/a（0.208m³/d），可满足项目需求。

综上所述，项目评价范围内无地表水体，且洗井废水经处理后回注井下，不外排，故本项目对地表水环境影响可接受。

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）合理控制施工作业时间；
- （2）运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

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

运营期噪声源主要包括井场采油树产生的噪声。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, 或者选择低噪声型设备。

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 闭井期噪声防治措施

①选用低噪声机械和车辆。

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。

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

施工期开挖土方大部分用于基槽回填, 剩余土方 125m³, 剩余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

施工废料集中收集后首先考虑回收利用, 不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置, 不外排, 措施可行。

(3) 生活垃圾

施工期施工单位就近依托作业区现有公共设施, 集中收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置, 不新增临时集中式固废排放点, 措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废润滑油、沾油废物(含油抹布、劳保用品)。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》, 均属于(HW08 071-001-08)属于危险废物, 收集后交库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

项目产生的危险废物收集后交库车畅源生态环保科技有限责任公司处理, 危险废物运输过程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)中的相关规定。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，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。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程固体废物的散落。

6.5 生态环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

本工程开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在钻井工程和地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.5.1.1 区域生态环境保护措施

(1) 合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在 12m 以内。严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

(2) 管线施工在开挖地表、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。

(3) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(4) 沙生植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙生植物。

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，最大限度减少对沙生植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行、固体废物填埋，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沙生植物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护沙生植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将沙生植物作为薪柴使用。

⑤强化风险意识，制订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沙生植物的破坏。

(5) 野生动物保护措施

①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。

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。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

①开展《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国大气污染防治法》、《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》、《中华人民共和国野生植物保护条例》等相关法律法规的宣传和教育。

②印制油田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

③对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

6.5.2 营运期生态恢复措施

项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1) 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，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。

(2)及时做好井场清理平整工作。

(3)井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。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。

6.5.4 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程永久占地全部为荒漠腹地，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) 对油田内的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，以减少地表沙生植被破坏。

(3) 施工作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶。

(4) 施工机械在不得在道路、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，工程对野生植物动物影响较小。

6.5.5 生态恢复治理方案

拟建工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应原地平整，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。

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(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，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(8) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(9) 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。

6.6 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 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) 定期派人检查井口区，是否有原油泄露的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生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。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油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处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.6.2 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《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)土壤三级评价的跟踪监测要求,制定跟踪监测计划,发生事故泄露时对采油树管线接口处可能影响区域跟踪监测,在占地范围内设 1 个柱状样,每 5 年监测 1 次。

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 环境影响经济损益分析

7.1 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 7.1-1。

表 7.1-1 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 $P_{\max}=0.96\%$	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。

7.2 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。本工程的实施还补充和加快了油田的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 经济效益分析

项目总投资 6600.91 万元,环保投资 158 万元,环保投资占总投资的比例为 2.39%。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 7.1-2。

表 7.1-2 项目环保治理措施及其投资估算一览表

项目	投资内容			投资(万元)
废气	施工期	施工扬尘	场区洒水抑尘、物料苫盖。	10
		焊接烟尘	无组织排放。	
		施工机械和车辆尾气	选择符合排放标准的施工机械，加强车辆及机械设备维护保养，减少尾气排放。	
	运营期	井场、试采点无组织废气	采用密闭集输工艺，各储罐、装车系统设置气相平衡系统。	
	闭井期	施工扬尘	场区洒水抑尘、物料苫盖。	
废水	施工期	试压废水	场地洒水抑尘。	5
		生活废水	依托区块内现有公共设施。	/
	运营期	洗井废水	经洗井水回收管线分别输送至各联合站污水处理系统处理。	/
噪声	施工期	施工设备噪声	选用低噪声设备，合理安排作业时间，采取围挡措施。	8
	运营期	井场、试采点设备噪声	采用低噪声设备，加装基础减振，合理布置高噪声机械设备	
	闭井期	车辆噪声	合理安排作业时间和运输路线	
固体废物	施工期	生活垃圾	依托区块内现有公共设施收集后，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	10
		施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	
		剩余土方	用于管线施工作业带平整，不外运。	
	运营期	落地油泥	桶装收集，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。	2
	闭井期	废弃管线、建筑垃圾	收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	3
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设置应急救援预案			30
生态	施工结束后临时占地及时恢复地表			80
合计				120

7.4 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。

7.4.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本项目试采点设置气相平衡系统、井口密闭并采用管道密闭输送，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产生，不会对地表水产生污染。

（3）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（4）固体废弃物

项目运营期落地油泥，分别采用桶装收集，交由库车畅源环保科技有限公司处理。

（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的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。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的削减。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，大大减低其对周围环境的影响。

7.4.2 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/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 1181m^2 ，计算得出生态经济损失预计 0.07 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。

7.4.3 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。

7.5 小结

工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于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，经估算该项目环境保护投资约 158 万元，环境保护投资占总投资的 2.39%。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。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。

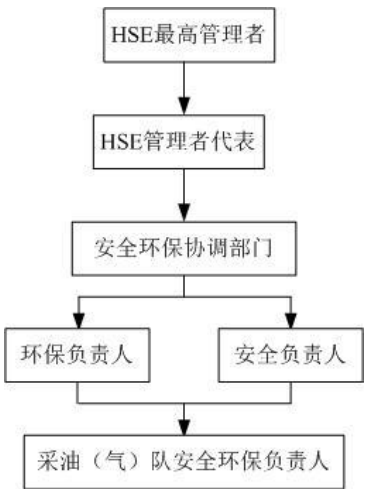


图 8.1-1 塔里木油田分公司环境管理机构设置

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 8.1-1。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、完全的执行，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。

8.1.2 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》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容应符合 ISO14000 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 ISO14001 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 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关天然气开采、集输等环境保护的要求。

8.1.2.1 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、存放及处理燃油和机油的方法；

——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它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。

8.1.2.2 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，都应作详细的记录，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。

8.2 污染物排放管理要求

8.2.1 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检查。

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），项目属于“7 石油和天然气开采”中的“0711 陆地石油开采”。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，属于“三、石油和天然气开采业 4.石油开采 071—其他”，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。

8.2.2 污染物排放清单

8.2.2.1 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：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：项目部署采油井场 2 口、注水井 2 口，新建油气混输管线 15014m、输油管线 8000m、建注水管线 4980m、洗井水回收管线 3640m，及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。

②排污信息

项目排放的污染物主要为：

废气：非甲烷总烃、硫化氢。

废水：管道试压废水、施工人员生活污水；运营期洗井废水。

噪声：设备噪声。

③环境监测计划

污染源监测计划见表 8.3-1。

（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。

8.2.2.2 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。

8.2.2.3 污染物排放清单

项目运营期主要污染物排放清单见表 8.2-1 至表 8.2-3。

表8.2-1 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	HD32-H7 采油井井 场	非甲烷 总烃	系数法	--	--		--	系数法	0.007	0.061	8760
		H ₂ S	系数法	--	--		--	系数法	0.00002	0.0002	8760
	富源 5 采 油井井场	非甲烷 总烃	系数法	--	--		--	系数法	0.028	0.245	8760
		H ₂ S	系数法	--	--		--	系数法	0.00007	0.0006	8760
	HD32 试 采点	非甲烷 总烃	系数法	--	--		--	系数法	0.016	0.143	8760
		H ₂ S	系数法	--	--		--	系数法	0.00004	0.0004	8760

表8.2-2 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)	
井场	采油树	频发	类比法	65	基础减振、厂房隔声	降低10dB (A)	类比法	55	8760

表8.2-3 项目运营期危险废物产排污统计表

危废名称	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
落地油泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	收集后交由库车畅源生态环境科技有限责任公司处理。
清管废渣			0.014	清管作业	固态	油类物质	油类物质	T, I	
废润滑油			0.05	井下作业、采油过程中机械设备维修	液态	油类物质	油类物质	T, I	
沾油废物(含油抹布、劳保用品)			0.05	修井作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	T, I	

8.3 环境监测计划

8.3.1 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，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

8.3.2 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。

8.3.3 监测计划

(1) 污染源监测计划

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)、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)、《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)、《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)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。本项目污染源监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 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	试采点、井场场界无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年一次
噪声	站界噪声	Leq (A)	场界外 1m	每季一次

(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 8.3-2。

表 8.3-2 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	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类、氰化物、氟化物、硫化物、石油类	JK1 项目地下水上游 JK2 HD1-27-3H 井场下游 JK3 HD11-4-2H 井场下游	背景监测井每年 1 次，污染控制监测井每年 2 次
土壤环境	石油烃	试采点、单井采油树管线接口处	每 5 年 1 次
生态环境	植物措施生长情况	站场周边及管线沿线	每季度 1 次

(3) 应急监测

项目应急监测见表 8.3-3。

表 8.3-3 项目应急监测计划一览表

监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类、氰化物、氟化物、硫化物、石油类	区块下游水井	1 次/天
土壤	石油烃	试采点、单井采油树管线接口处、管线破裂处	1 次/周

(4) 环境管理台账

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、环保设施运行情况等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.4 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 8.4-1。

表 8.4-1 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	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	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表 2 标准
	焊接废气	颗粒物	自然扩散	
	施工机械和运输车辆尾气	烟尘、SO ₂ 、NO _x	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。	无组织排放
废水	管道试压废水	COD、SS	试压结束后，用于周边泼洒抑尘。	不外排
	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	依托哈得作业区公寓生活污水处理设施。	
噪声	施工机械	噪声	选择低噪声设备，基础减振，加装消声器。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固体废物	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整，不外运。	不外排
	焊接及管道吹扫	废渣	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	
	施工人员	生活垃圾	集中收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	
生态	生态恢复		严格控制占地范围；管线绕行方式，禁止破坏胡杨植被；临时占地平整恢复；开挖管线及管沟多余的土方，平堆于管沟上方。	植被恢复程度不低于施工前，临时占地恢复到之前状态
	防沙治沙		在管道两侧设置草方格固沙，宽度各 6m，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	防沙治沙

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
			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。	
运营期				
废气	井场（试采点）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和硫化氢检测报警仪、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）
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级新改扩建相关标准
废水	洗井废水	SS、石油类	HD1-27-3H 井洗井废水进入哈四联处理；HD11-4-2H 井洗井废水进入哈一联处理。	不外排
	井下作业废水	COD、石油类	采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。	不外排
噪声	采油树、泵类	噪声	选择低噪声设备，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	落地油泥		落地油 100%回收，回收后的落地原油桶装收集，交由库车畅源环保科技有限公司处理。	妥善处理，不外排
	清管废渣		收集后交库车畅源环保科技有限公司处理。	
	废润滑油		收集后交库车畅源环保科技有限公司处理。	
	沾油废物（含油抹布、劳保用品）		收集后交库车畅源环保科技有限公司处理。	

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
环境风险	管线破裂		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	HD32-H7 井、富源 5 井井场地面		等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参考 GB18598 执行。	
	富源 5 井值班室、营房		一般水泥硬化	
闭井期				
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
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，废弃建筑垃圾	废弃管线，废弃建筑垃圾	拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。	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

8.5 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，可纳入富满油田哈得区块整体开展环境影响后评价工作。

9 环境影响评价结论

9.1 结论

9.1.1 项目概况

(1) 项目概况

项目名称：哈得区块 HD302-H1 等九口井地面工程

建设性质：改扩建

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设地点：新疆阿克苏地区沙雅县境内。

项目投资：项目总投资 6600.19 万元，其中环保投资 158 万元，占总投资的 2.39%。

建设内容：项目主要涉及 2 口采油井（富源 5 井、HD32-H7 井）地面井场建设，其中 HD32-H7 井配套建设油气集输管线；2 口注水井地面井场建设（HD1-27-3H 注水井、HD11-4-2H 注水井），2 口注水井均配套建设注水管线及洗井水回收管线；HD30-H8 井、HD32-H5 井、HD32-H9 井、HD302-H1 井、HD302-H2 井等 5 口采油井配套油气混输管线建设。共计新建油气混输管线 15014m、原油输送管线 8000m；新建注水管线 4980m、洗井水回收管线 3640m，及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。

劳动定员及工作制度：项目不新增劳动定员，工作制度生产系统年工作 8760h，年生产 365 天。

9.1.2 产业政策符合性

对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，属于其中鼓励类第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”，项目建设符合国家产业政策；项目对照《市场准入负面清单（2020 年版）》，不在其负面清单内；对照《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求。

9.1.3 环境质量现状评价

(1) 环境空气

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、

PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，项目所在区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM₁₀、PM_{2.5}，其超标原因与当地气候干燥、风沙大、易产生扬尘有密切关系。

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、硫化氢满足《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

分析水质监测结果可知，项目所在区域所有潜水水质现状监测点位除总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物出现不同程度的超标外，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其它各项地下水监测指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准。

评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、钠、硫酸盐、氯化物超标主要原因为该区域地下水主要接受地下水的侧向径流补给、径流路径长，受干旱气候、蒸发强度大，水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主，导致地下水含盐量逐渐增高，水质逐渐变差。

（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。总体看，评价区内的声环境质量较好。

（4）土壤环境

项目所在区域土壤监测值均满足《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1第二类用地筛选值标准限值要求，区域土壤环境质量良好。

（5）生态环境现状

项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以早生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观，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，主要植被群系有多枝怪柳灌丛。栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对很差。根据现场调查及资料收集，项目调查范围内无生态敏感区。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。

9.1.4 环境影响分析

9.1.4.1 环境空气影响分析

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运营期和闭井期。

施工期主要是施工扬尘、电焊烟尘、机械及车辆尾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。

运营期主要是井场及试采点无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢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、硫化氢对周边环境的影响较小，运营期对大气环境影响可接受。

闭井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，闭井期对大气环境影响可接受。

9.1.4.2 地表水环境影响分析

项目施工期废水主要为管线试压废水及生活污水。试压废水用于场地洒水抑尘，不外排；施工期施工人员的生活污水，依托作业区现有公共设施，不新增临时集中式污水排放点。

运营期不新增劳动定员，无新增生活废水；生产废水主要为回注井洗井废水、井下作业废水，回注井洗井废水经洗井水回收管线分别输送至哈一联、哈四联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

哈一联、哈四联污水处理系统、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站剩余处理能力可满足处理项目洗井废水要求。

综上，项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

9.1.4.3 地下水环境影响分析

在防渗失效条件下跑、冒、滴、漏过程中，石油类污染物随着时间推移均在砂砾石层或含土砂砾石层中运移，不能穿过粘土层向下运移。由于项目管线防腐防渗，井场和试采点采取分区防渗，可有效防止污染物下渗进入地下水。针对施工期和运行期非正常工况，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在相关保护

措施实施后，该项目对地下水环境的影响是可以接受的，从环境保护角度讲，该项目选址合理，项目可行。

9.1.4.4 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油树，通过基础减振等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不造成扰民现象。

闭井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，项目噪声对环境的影响可接受。

9.1.4.5 固体废物环境影响分析

项目施工期固废主要为多余土方、施工废料和生活垃圾。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；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

项目运营期产生的固体废物主要为落地油泥、清管废渣、废润滑油、沾油废物（含油抹布、劳保用品）。根据《国家危险废物名录（2021年版）》，均属于（HW08 071-001-08）属于危险废物，收集后交库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。

闭井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建筑垃圾、废弃管线，通过采取集中收集，收集后拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置妥善处置，不外排。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.4.6 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。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。

9.1.4.7 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。

9.1.5 总量控制

运营期总量控制指标为 SO₂: 0.000t/a, NO_x: 0.000t/a, VOCs: 0.450t/a, COD: 0.000t/a, NH₃-N: 0.000t/a。

9.1.6 选址合理性分析结论

项目位于荒漠，站场、敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内。从环保角度分析，项目选址可行。

9.2 要求与建议

9.2.1 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，对于跨越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) 切实做好拉油点防渗，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，应纳入富满油田哈得区块整体定期开展环境影响后评价工作。

9.2.2 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。