富满油田果勒东I区奥陶系油藏试采方案地面工程

环境影响报告书

（送审稿）

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

二○二一年九月

目 录

1.概述.....6
1.1 建设项目特点.....6
1.2 环境影响评价的工作过程.....6
1.3 分析判定相关情况.....8
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....9
1.5 环境影响评价的主要结论.....9
2.总则.....11
2.1 评价目的和原则.....11
2.2 编制依据.....12
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....14
2.4 环境功能区划与评价标准.....17
2.5 评价等级和评价范围.....22
2.6 污染控制目标与环境保护目标.....34
2.7 评价时段和评价重点.....37
2.8 评价方法.....37
3.工程概况与工程分析.....38
3.1 区块开发现状及环境影响回顾.....38
3.2 在建工程.....**错误！未定义书签。**
3.3 拟建工程.....41
3.4 依托工程.....75
3.5 清洁生产水平分析.....102
3.6 污染物排放总量控制.....108
3.7 相关法规、政策符合性分析.....110
3.8 相关规划符合性分析.....116
3.9 选址选线合理性分析.....124
3.10“三线一单”符合性分析.....124
4 环境现状调查与评价.....127
4.1 自然环境概况.....127

4.2 生态环境现状调查与评价.....131
4.3 环境空气质量现状调查与评价.....138
4.4 声环境现状.....140
4.5 地下水环境现状调查与评价.....141
4.6 土壤环境现状调查与评价.....146
5.环境影响预测与评价.....153
5.1 生态环境影响分析.....153
5.2 大气环境影响分析.....163
5.3 声环境影响分析与评价.....173
5.4 水环境影响分析.....177
5.5 固体废物影响分析.....189
5.6 土壤环境影响分析.....191
5.7 环境风险评价.....199
6 环境保护措施及其可行性论证.....217
6.1 设计期环境保护措施.....217
6.2 施工期环境保护措施.....218
6.3 运营期环境保护措施.....229
6.4 服役期满后环境保护措施.....240
7.环境影响经济损益分析.....244
7.1 社会效益和经济效益.....244
7.2 环境经济损益分析.....244
7.3 环境经济损益分析结论.....247
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系.....249
8.1 环境管理机构.....249
8.2 开发期环境管理及监测.....250
8.3 运营期环境管理及监测.....254
8.4 环境影响后评价.....260
9.结论与建议.....261
9.1 评价结论.....261
9.2 建议.....267

附件

附件 1 委托书

附件 2 关于对哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程环境影响报告表的批复（阿地环函字[2020]344 号）

附件 3、关于对哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响评价报告书的批复（[2005]161 号）

附件 4、关于对哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程的竣工环保验收批复（新环监验[2007]31 号）

附件 5、关于中国石油塔里木油田分公司哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书的批复（新环函[[2016]1264 号）

附件 6、哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程建设项目竣工环境保护验收备案登记表（备案编号：BA652900YS2020-122）

附件 7 关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘 轮南 克拉苏 英买力 塔中 塔河南岸 塔西南区块）环境影响报告书的批复 新环函[2016]1626 号

附件 8、关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（轮南、塔中、塔河南岸区块）自主验收合格的批复（塔质安（2019）6 号）

附件 9 哈得油气开发部含油污泥无害化处理服务协议（乙方库车畅源生态环保科技有限责任公司）

附件 10 塔里木油田公司开发事业部哈得作业区在沙雅县环境保护局的应急预案备案表（652924-2019-001）

附件 11 区块单井环评手续（满深 501H 井、满深 502H 井、ManS5-H2 井、ManS5-H4 井、ManS5-H6 井、）

附件 12 环境质量现状监测报告

图件

现场踏勘图（果勒东Ⅰ区块拟建工程、果勒东Ⅰ区块已建工程）

图 2.5-1 大气和风险评价范围图

图 2.5-2 土壤、地下水、噪声评价范围图

图 2.5-3 生态评价范围图

图 2.6-1 项目区与生态红线的位置关系图
图 2.6-2 项目区与生态保护区的位置关系图
图 3.1-1 项目区地理位置图
图 3.1-2 区块位置图
图 3.2-1 在建工程情况分布图
图 3.3-11 本工程管线走向图
图 3.3-12 果勒东Ⅰ区块地面规划示意图
图 3.3-13 果勒东Ⅰ区块地面规划图
图 3.8-1 本项目在主体功能区划图中的位置
图 4.1-1 项目区地质构造图
图 4.1-2 富满油田一间房组顶面构造图
图 4.2-2 本项目评价范围内土地利用现状图
图 4.2-3 本项目评价范围内植被利用现状图
图 4.3-1 工程区监测布点图
图 4.6-2 项目区土壤概况
图 4.6-1 项目区评价范围内土壤类型分布图
图 5.4-1 评价区综合水文地质图
图 6.3-1 营运期采油井场分区防渗图
图 6.3-2 营运期集油计量阀组站场分区防渗图
图 6.3-3 营运期满深 1 号计转站分区防渗图
图 6.3-4 营运期果勒东Ⅰ区 1 号计转站分区防渗图

1.概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km^2，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿吨、天然气地质资源量 14.78 万亿 m^3，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。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 $400\times10^4t/a$、产气 $400\times10^4Nm^3/d$ 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。

为了满足满深和果勒东区块产能开发的需要，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 3.06 亿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“富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案”，主要建设内容为：①工程方案共部署 8 口油井，全部为老井（满深 5 井、满深 7 井、满深 501H、满深 502H、满深 503H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6），②新建 2 座站场（果勒东Ⅰ区 1 号计转站、果勒东Ⅰ区 2 号计转站）；③满深清管站扩建收球筒 2 座；④新建单井集油管线 33.5km、输油干线 22km、输气干线 22km，输油支线 16.5km、输气支线 16.5km；⑤新建道路 38.5km。项目建成后，果勒东Ⅰ区产能规模为原油 15.3 万 t/a，天然气 $0.75\times10^8Nm^3/a$；预计果勒东 I 区 1 号计转站原油处理和输送能力为 400t/d，气分离和输送能力为 $30\times10^4Nm^3/d$；果勒东 I 区 2 号计转站原油处理和输送能力 400t/d，天然气转输能力为 $35\times10^4Nm^3/d$。果勒东 I 区 1 号计转站至满深清管站输油干线输油能力为 $120\times10^4t/a$，输气干线输气能力为 $150\times10^4Nm^3/d$；果勒东 I 区 2 号计转站至满深清管站输油支线输油能力为 $40\times10^4t/a$，输气支线输气能力为 $35\times10^4Nm^3/d$。

1.2 环境影响评价的工作过程

拟建工程属于油气开发项目，包含果勒东Ⅰ区块，其中果勒东Ⅰ区块属于石油开采的老区块。

拟建工程位于沙雅县，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)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，属于环境敏感区。

根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中的“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。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中规定，2021 年 8 月 23 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。2021 年 8 月委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。本报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

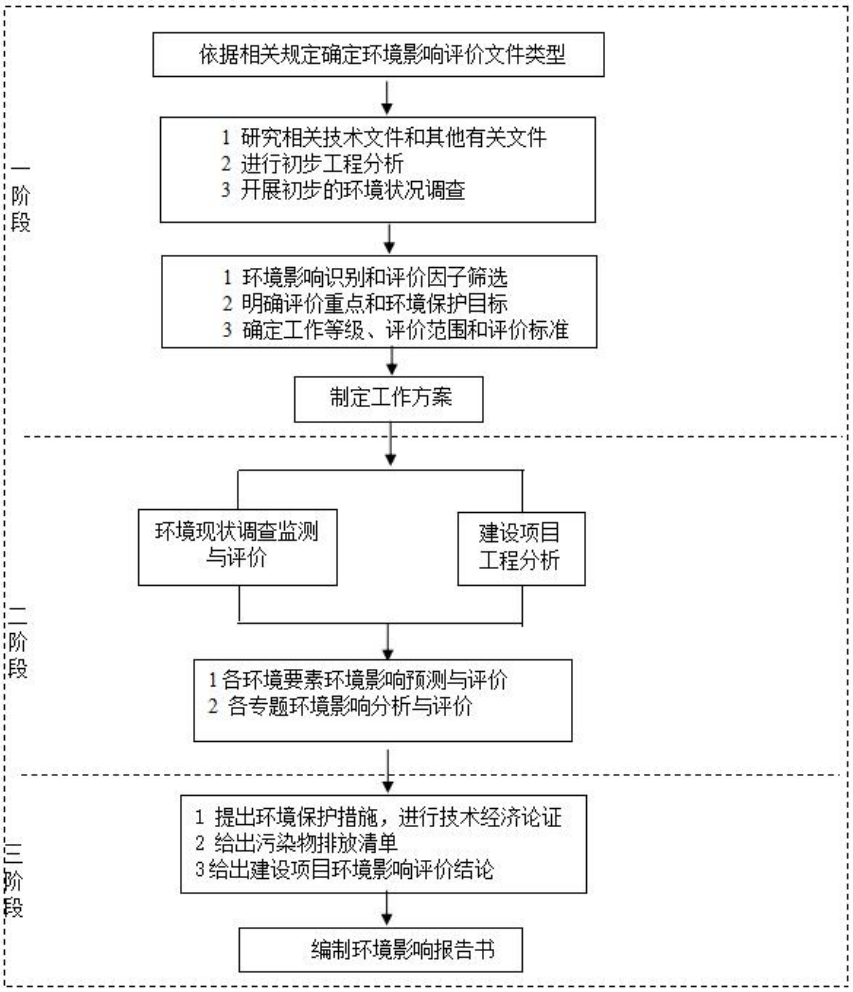


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司的勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

本项目地处富满油田开发区内，对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探开发活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

本项目地处富满油田开发区内，对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在《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）和《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）拟定的生态红线范围内，项目区地下水总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物等超标，是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，大气环境中可吸入颗粒物和细颗粒物超标主要是本底原因，水耗、电耗较小，不在生态环境准入清单中的优先保护单元内，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、站场永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

本项目为油气开采项目，本次评价对象为地面工程，环境影响因素主要来源于采油（气）、井下作业、集油（气）、输油（气）等各工艺过程，影响因素包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的水土流失治理区。

1.5 环境影响评价的主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

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

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

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

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

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

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

（2）通过工程分析，明确本工程施工期、运行期和闭井期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及闭井期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

（3）对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运行期和闭井期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

（4）评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

（5）分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（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。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法 （2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年续订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 276 号	2014-07-29
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发 〔2015〕 17 号	2015-04-02
7	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发 〔2013〕 37 号	2013-9-10
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发 〔2016〕 31 号	2016-05-28
9	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
10	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
11	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办	环发[2015]4 号	2015-01-08

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	法（试行）》的通知		
4	国家危险废物名录（2021 版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）	国家发展和改革委员会令第 29 号	2019-10-30
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
15	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1 号	2020-03-19
16	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
17	《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）	住建部 2018 年第 259 号公告	2019-04-01
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区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	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发[2007]175 号	2007-08-01
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
9	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
10	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330 号	2011-07-01
11	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389 号	2011-07-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
17	新疆维吾尔自治区大气防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
18	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
19	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
20	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
21	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
22	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
23	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
24	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	2021-02-22
25	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	新环环评发〔2020〕142 号	2020-7-30

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.8；

（2）《富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案可行性研究报告》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.08；

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目建设内容为老井利用 8 口，新建 2 座计转站、新建集输管线 110.5km；满深清管站内扩建占地 0.07hm^2；新建道路 38.5km。富源联合站 2023 年投产前，油气处理依托哈得一联合站处理，富源联合站 2023 年投产后，依托富源联合站处理。

本项目主要包括地面工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要

表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场、管线、井场道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括井场安装采油设备、集输管线、道路、计转站建设，以生态影响为主。

①管线和道路敷设

本项目新建集输管线 110.5km；新建集输干线道路 38.5km，管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

②井场、站场建设

老井利用 8 口，2 座计转站、新建集输管线 110.5km；满深清管站内扩建占地 0.07hm^2；新建道路 38.5km，这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的弃土弃渣等固体废物等及施工人员生活污水和生活垃圾，也将对环境产生一定的影响。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在果勒东I区 1 号计转站加热炉有组织烟气和油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣、落地油泥。

（3）闭井期

闭井期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1　　影响因素识别

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
		废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
	占地	车辆废气施工扬尘、	生活污水	弃土弃方、生活垃圾	施工车辆	加热炉燃气烟气、无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	油泥（砂）、落地油、清管废渣	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	+	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观和生物多样性	（1）分析油气开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； （3）油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油气开发对荒漠生态系统的影响； （5）油气开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃	石油烃
地下水	色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大	石油类

	肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐、总氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NMHC、H_2S	SO_2、NO_x、烟尘、NMHC、H_2S
噪　声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	施工期：弃土弃渣、生活垃圾 运营期：油泥砂、清管废渣、落地油
环境风险	-	天然气、H_2S、原油、甲醇 （1）对油田运营期可能发生的井喷事故进行影响分析； （2）结合当地的气象条件，对油田运行期间集输管道可能发生的原油、天然气泄漏事故进行预测分析；

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

富满油田果勒东Ⅰ区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘的沙漠地区，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目区域内无地表水体，尚未划分水环境功能区划。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。项目西北距沙雅县县城 100km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部

流动沙漠景观与油田开发生态功能区。

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），项目区属于“新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg /Nm³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	40	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤15	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01
7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06
12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01
14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_3 计）	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数（CPU/mL）	≤100			

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。

表 2.4-3　　建设用地土壤污染风险筛选值

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

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

果勒东Ⅰ区 1 号计转站的加热炉的烟气排放执行《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，具体标准限值要求见表 2.4-4。

表 2.4-4　　锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m^3

污染因子	燃气锅炉标准限值
SO_2	50
NOx	200
颗粒物	20

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆

上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准的厂界标准限值。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5　　大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m^3）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S	厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）

2.4.3.2 废水

富源联合站 2023 年投产前，运行期本项目产生的采出水依托哈得一联合站的污水处理系统处理达标后回注油层，富源联合站 2023 年投产后，依托富源联合站的污水处理系统处理，井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准，标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm^2）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7　　环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1～7)，危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）其修改单、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目运营期废气的污染物主要为果勒东Ⅰ区 1 号计转站加热炉有组织烟气中烟尘、二氧化硫、氮氧化物和油气集输过程中的无组织烃类和硫化氢。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取 PM_{10}、SO_2、NO_x、NMHC、H_2S 五个因子核算，计算出最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg /m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg /m³。

一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥100%
二级评价	1%≤Pmax＜10%
三级评价	Pmax＜1%

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.2
最低环境温度/℃		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3　主要污染物、排放参数及对应的环境空气质量标准一览表

污染物源	污染物	排放参数	源强参数	标准值（μg/m³）			标准来源
				小时平均	24 小时平均	年平均值	
果勒东Ⅰ区 1 号计转站加热炉炉烟囱	烟气量	0.19Nm³/s	点源：排气筒 H/D/T（m/ m/℃）8/0.5/150	/	/	/	/
	烟尘	0.01kg/h		450	150	70	GB3095-2012，日均值 3 倍
	SO_2	0.03kg/h		500	150	60	GB3095-2012
	NO_X	0.1kg/h		250	100	50	GB3095-2012
ManS501 井场	NMHC	0.093kg/h	面源：长×宽×高（m）30×40×8	2000	-	-	HJ2.2，附录 D
	H_2S	0.001kg/h		10	-	-	
果勒东Ⅰ区 1 号计转站	NMHC	0.283kg/h	149×109×8	2000	-	-	
	H_2S	0.0002kg/h		10	-	-	
果勒东Ⅰ区 2 号计转站	NMHC	0.283kg/h	164×84×8	2000	-	-	
	H_2S	0.0002kg/h		10	-	-	

计转站							

计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-4　主要污染源污染物最大占标率和 $D_{10\%}$估算结果表（μg/m³）

序号	污染源名称	估算结果：污染物P_{max} | $D_{10\%}(m)$				
		PM_{10}	SO_2	NO_x	NMHC	H_2S
1	果勒东I区1号计转站的加热炉	0.78|15	0.7|15	3.46|15		
2	ManS501井场	-	-	-	3.26|27	0.7|27
3	果勒东I区1号计转站	-	-	-	5.46|190	0.77|190
4	果勒东Ⅰ区2号计转站					
各源最大值		0.78	0.7	3.46	5.46	0.77

表 2.5-4 的计算结果表明，果勒东Ⅰ区 1 号计转站的加热炉的无组织排放的 NMHC 最大占标率 Pmax 为 5.46%，1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，本项目的 $D_{10\%}$＜2.5km，以项目厂址为中心区域，边长为 5km×5km 的矩形。大气评价范围见图 2.5-1。

图 2.5-1　　大气和风险评价范围图

2.5.2 地表水评价等级和评价范围

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，处理后作为回注油藏，不排放到地表水，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（2）评价范围

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

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》

（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于I类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-5　　地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于I类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-6，评价等级为二级。

表 2.5-6　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

本项目所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性为细砂，渗透系数 0.14-3.36m/d；

I—水力坡度，根据区域水文地质条件，区内水力坡度很小，为 0.27‰～0.77‰，本次计算按最大值 0.77‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2，细砂孔隙度为 0.42；

经计算，L 为 61.6m。项目所在区域地下水流向为由西南向东北方向（图 5.4-1），本次评价范围确定为：本项目各井场、站场四周外扩 200m，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

地下水评价范围详见图 2.5-2。

2.5.4 生态环境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　生态影响》（HJ19-2011），评价区域内不涉及自然保护区（特殊敏感区）、不涉及风景名胜区、水源保护区等重要敏感区，评价区域内的水土流失重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域，项目总占地 88.02hm^2，永久占地面积 25.75hm^2，临时占地面积 62.27hm^2，总占地面积＜2km^2，管线总长度共计 110.5km＞100km，道路总长度 38.5km＜100km，据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.5-7，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 2.5-7　　生态评价等级判定

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

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》

(HJ/T349-2007)的规定，确定生态环境评价范围为油田开发站场向外扩展 1000m 范围，集输管线两侧各 0.2km 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-3。

2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

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

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为开发区域边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围图见图 2.5-2。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

2.5.6.1 建设项目风险源调查和环境敏感目标调查

本项目涉及的风险物质为原油、天然气、硫化氢、甲醇。项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

2.5.6.2 环境风险潜势初判

（1）危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

1）危险物质数量与临界量比值（Q）

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

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

式中：q_1、q_2、…qn----每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1、Q_2、…Qn----每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。

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

本项目分为 5 个危险单元：①集输期间单井管线②集输期间集油干线和集气干线、③集油支线和集气支线④果勒东 I 区 1 号计转站的 1 座甲醇储罐、⑤果勒东 I 区 2 号计转站的 1 座甲醇储罐。

①集输期间单井管线的储油量、储气量、硫化氢量

拟建工程管线均分段敷设，其中单井油气混输管线最长段为 10km(6.4MPa DN150)。原油密度按照 0.7995t/m^3、天然气平均相对密度 0.778，天然气中硫化氢浓度为 767mg/m^3。

计算方法：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，单井油气混输管线最长段为 10km，压力 6.4MPa；

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。

本项目的 Q 值的确定见下表 2.5-9、2.5-10：

表 2.5-9　　本项目单井混输管线危险单元 Q 值一览表

风险单元	管道特性	危险物质	危险物质		危险物质临界量（t）	Q 值
			密度	最大存在量（t）		
单井混输管线	长度 10km	原油	0.7995t/m^3	141	2500	0.056
	管径 DN150mm	天然气	相对 0.778	1.75	10	0.175
	压力 6.4MPa	硫化氢	767mg/m^3	0.0013	2.5	0.001
合计 Q_1						0.23

根据计算，运营期单井混输管线最大储油量为 141t、最大储气量 1.75t、最大硫化氢储量为 0.0013t，Q 值为 0.23。

②运营期的集输期间集油干线和集气干线的储油量、储气量、硫化氢量

集输期间集油干线长度为 22km(4MPa DN250)，集气干线长度为 22km(2.1-2.6MPa、DN400)，原油密度按照 0.7995t/m^3、天然气平均相对密度 0.778，

天然气中硫化氢浓度为767mg/m³。计算方法同上，计算结果见下表2.5-10。

表2.5-10　　本项目集油干线、集气干线危险单元Q值一览表

风险单元	管道特性	危险物质	密度	最大存在量（t）	危险物质临界量（t）	Q值
集油干线	长度22km、管径DN250、压力4MPa	原油	0.7995t/m³	863	2500	0.345
集气干线	长度22km、管径DN400、压力2.1-2.6MPa	天然气	相对0.778	13.72	10	1.372
		硫化氢	767mg/m³	0.01	2.5	0.004
合计Q_2						1.72

根据计算，运营期集油干线最大储油量为863t、集气干线最大储气量13.72t、最大硫化氢储量为0.01t，Q值为1.72。

②运营期的集输期间集油支线和集气支线的储油量、储气量、硫化氢量

集输期间集油支线长度为16.5km(4MPa DN200)，集气支线长度为16.5km(2.1-2.5MPa、DN200)，原油密度按照0.7995t/m³、天然气平均相对密度0.778，天然气中硫化氢浓度为767mg/m³。计算方法同上，计算结果见下表2.5-11。

表2.5-11　　本项目集油干线、集气干线危险单元Q值一览表

风险单元	管道特性	危险物质	密度	最大存在量（t）	危险物质临界量（t）	Q值
集油干线	长度16.5km、管径DN200、压力4MPa	原油	0.7995t/m³	414	2500	0.166
集气干线	长度16.5km、管径DN200、压力2.1-2.5MPa	天然气	相对0.778	2.57	10	0.257
		硫化氢	767mg/m³	0.002	2.5	0.001
合计Q_3						0.42

根据计算，运营期**集油支线**最大储油量为414t、**集气支线**最大储气量2.57t、最大硫化氢储量为0.002t，Q_3值为0.43。

④果勒东I区1号计转站的1座甲醇储罐的甲醇的最大储量

果勒东Ⅰ区1号计转站的1座甲醇储罐为5m³，甲醇密度为0.7914t/m³（相对于水），甲醇最大储量为3.96t，日用量约为0.15t/d，更换甲醇时间为26.4天，Q值的确定见下表2.5-12：

表2.5-12　　果勒东I计转站的甲醇储罐的Q值一览表

风险单元	危险物质最大存在量（t）		危险物质临界量（t）	Q_4值
甲醇储罐	甲醇	3.96	10	0.396

⑤果勒东I区2号计转站的1座甲醇储罐的甲醇的最大储量

果勒东I区2号计转站的1座甲醇储罐为5m³，Q值等同于果勒东I区1号计转站的甲醇的Q值，$Q_5=Q_4=0.396$。

根据上述五个功能单元的计算结果，本项目 $Q_{max}=Q_1+Q_2+Q_3+Q_4+Q_5=3.16$，$1\leq Q<10$，详见表2.5-13。

表2.5-13　本项目五个功能单元的Q值情况一览表

序号	风险单元	Q值
Q_1	单井混输管线	0.23
Q_2	集油干线和集气干线	1.72
Q_3	集油支线和集气支线	0.42
Q_{4+}	果勒东I区1号计转站甲醇储罐	0.396
Q_5	果勒东I区2号计转站甲醇储罐	0.396
合计Q		3.16

（2）行业及生产工艺（M）

根据附录C中表C.1，石油天然气行业M值为10，以M3表示（M1＞20；10＜M2≤20；5＜M3≤10；M4=5）。行业及生产工艺（M）详见表2.5-12。

表2.5-12　　行业及生产工艺（M）（附录C中表C.1）

行业	评估依据	分值	评分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0
	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)	0
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库），油气管线b（不含城镇燃气管线）	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计			10

注：a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa；b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）

建设项目的危险物质及工艺系统危险性等级（P）的判断见下表 2.5-13，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 2.5-13　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

本项目 1≤Q＜10，危险物质及工艺系统危险性确定为 P4。

（2）E 的分级确定

（1）大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，具体分级原则见下表 2.5-14。

表 2.5-14　大气环境敏感程度分级

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

本项目的事故情形涉及危险物质泄漏，危险物质向环境转移的途径为大气扩散对大气环境的影响。本项目边界周围 5km 范围内总人口小于 1 万人，确定大气环境敏感性为 E3。

（2）地表水环境

本项目区周围无地表水体，不需要对地表水的风险影响进行分析。

（3）地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.5-15、2.5-16。当同一建设项目涉及两

个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.5-15　地下水功能敏感性分区

分级	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补 给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区 以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区。
a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

项目区位置不在水源地的保护区及准保护区内，也不在水源地的补给径流区内，地下水敏感程度为低敏感。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G3。

包气带防污性能分级详见表 2.5-16。

表 2.5-16　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。
D2	0.5m≤Mb＜1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定。
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件。
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。	

本项目岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件，包气带防污性能分级为 D1。

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-17。

表 2.5-17　地下水环境敏感程度分级

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

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G3，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E2。

（3）建设项目环境风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分见下表 2.5-18。

表 2.5-18　　建设项目环境风险潜势划分

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

（1）大气环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P4，大气环境敏感性为 E3，环境风险潜势确定为 I 级。

（2）地下水环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P4，地下水环境敏感性为 E2，环境风险潜势确定为 II 级。

本项目的风险综合潜势判定过程见表 2.5-19。

表 2.5-19　本工程各环境要素风险评价工作等级划分结果

项目环境敏感程度	项目危险物质及工艺系统危险性 P4	综合潜势
	环境风险潜势	
大气环境低敏感度区(E3)	I	II
地下水环境低敏感度区(E2)	II	

2.5.6.3 评价工作等级划分

评价工作等级划分依据详见表 2.5-20。

表 2.5-20　　评价工作等级划分

环境风险潜势	$IV、IV^+$	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
注：简单分析是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

根据表 2.5-20，本工程环境风险评价工作等级为三级。

2.5.6.4 环境风险评价范围

大气风险评价范围：集输管线评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；站场的评价范围设定为场界外半径 3.0km 范围。

地下水风险评价范围：同地下水评价范围；

风险评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，永久占地 25.75hm^2，属于中型项目（5~50hm^2）。占地类型主要为沙地，土壤敏感程度为不敏感。油气开发属于I类项目，因此土壤评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-21。

表 2.5-21　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

土壤评价范围：根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；站场的土壤评价范围为站场边界向外扩展 200m 范围。土壤评价范围见图 2.5-2。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

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

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

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

2.6.2 环境保护目标

项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，现场踏勘结果表明，区域大部分被风

沙土所覆盖，西北距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约 47km，项目区属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区。评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

本工程评价范围及环境保护目标见表 2.6-1。详见图 2.6-1 项目区与生态红线的位置关系图。

表 2.6-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	项目区环境空气	项目区及周边	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量
2	声环境	项目区声环境	项目区周边	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，不因本项目建设降低区域声环境质量
3	地下水	评价区地下水	项目区及周边	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，不因本项目建设降低区域地下水环境质量
4	生态	新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区	项目区	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化加剧，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。
5	环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

图 2.6-1 项目区与生态红线的位置关系图

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

（1）工程分析

（2）生态环境影响评价及水土保持

（3）环境风险影响评价及风险管理

（4）地下水环境影响评价

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1　　评价方法一览表

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

3. 工程概况与工程分析

3.1 区域开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块整体方案概述

富满油田 400 万吨规划总体布局，按照“总体规划、分期建设、骨架先行、配套完善”思路，突显廊带布局优势；紧跟勘探开发节奏，超前谋划地面建设，油藏开发、钻井规划与地面规划联动，优化钻前道路与地面工程道路、钻前用电与正式电力线路的关系，切实做好“地上地下一体化设计”，使富满油田在规划期末，成为集约化、规模化、系统化、高效开发的油田，应以油田公路为载体，勘探开发为引导，各地面系统按照综合廊带进行规划设计，满足富满油田产能滚动发展需求，建设集约、经济、高效的油田地面系统，富满油田综合廊带布局见图 5-1-1，富满油田廊带规划内容如下：

1）紧跟勘探开发节奏，钻前、钻后道路和电力线路统一规划，一次实施，形成“两横三纵”的道路网格。

2）集中建产、规模建站，断裂中心布置油气接转、处理站场。

3）按照按带布线原则，新建“一横一纵一环网”骨架管网。

4）数据与物流同走向设计，光缆与管网同管沟敷设。

5）沿区块断裂走向，形成鱼骨状支线廊带结构。

图 3.1-1　富满油田 400 万吨地面骨架规划综合廊带布局图

富满油田东部新区产量中心新建富源联合站，油气就近集输、处理、外输；西部新区产量中心新建果勒转油站，油气处理外输集中在富源联合站。

总体布局：富满油田未开发区块共计新建计转站 16 座，转油站 1 座，油气就近集输至哈得一联合站及新建联合站进行油气处理、外输，采用**油气分输**运行方式。形成南北两个油气处理中心（已建哈得一联合站+新建富源联合站），构成“**两横两纵两中心**”、“**两转两联两中心**”布局。

哈得一联合站、富源联 2 个 200 万吨油气处理中心。

横向集输干线包括已建的北部跃满→富源→哈得一联合站集油气分输干线，拟建的西部空白区→果勒西→果勒→富源联合站油气分输干线。

纵向集输干线包括已建的满深→富源 II→哈得一联合站油气分输干线，拟建的东部空白区、果勒东 I 区、富源 III 等构成的纵向环网。

2023 年富源联合站建成前，新区油气处理、外输依托哈得一联合站。2023 年富源联合站建成后，各区块就近进站、按产量具体分配。

果勒东区块在总体布局中建设 1600t 计转站 1 座，计转站外布置油气分输干线至富源联合站。

3.1.2 区块开发现状

本项目位于富满油田果勒东 I 区块，均未进行大规模开发。该区已经开展的环评工作为《富满油田满深－果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》，目前处于环评阶段。

富满油田果勒 I 区块目前有 9 口井正在开钻（满深 501H、满深 502H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6、ManS5-H8、满深 5、满深 7），除 ManS5-H8 井外，其余 8 口井为本项目的工程内容。

3.1.3“三同时”执行情况

果勒东区块开发工程的环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　果勒东 I 区块单井环保手续履行情况一览表

序号	工程名称	实施时间	审批机关及批复文号	建设内容	竣工环保验收情况
1	富满油田满深－果勒东区块初步开发方案	环评开展阶段	环评开展阶段	①工程方案共部署 28 口油井，其中 23 口新钻井(包括 ManS3-H2、ManS3-H3、ManS3-H4、ManS3-H7、ManS3-H8、ManS3-H9、ManS1-H3、ManS501-H1、ManS501-H2、ManS5-H3、ManS5-H5、ManS5-H7、ManS5-H9、ManS5-H11、ManS1-H5、ManS502-H1、ManS502-H2、ManS503-H1、ManS503-H3、满深 401H、ManS4-H1、ManS4-H2、ManS4-H3)，探井转生产开发井 5 口（满深 301H、ManS1-H2、ManS3-H5、ManS3-H6、ManS5-H8），平均进尺深 7815m，总进尺 17.97×10^4m； ②新建集油计量阀组站 2 座（满深 501H 集油计量阀组站、满深 503H 集油计量阀组站）； ③新建果勒东 I 计转站 1 座； ④新建集输管线 261km，其中单井集输管道 197km，阀组混输支线 24km，输油干线 20km、输气干线 20km； ⑤满深 1 号计转站内扩建 1 座 8 井式管汇橇、1 座生产分离器橇、1 座外输油泵、1 座伴生气压缩机橇；满深清管站内扩建包括 1 座收球装置； ⑥新建单井道路 66km； ⑦配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。 项目建成后，满深和果勒东区块产能规模为原油 41.79 万 t/a，天然气 $63.32\times10^4Nm^3/d$；预计果勒东 I 计转站油处理和输送能力为 1600t/d，气分离和输送能力为 $40\times10^4Nm^3/d$；满深 1 号计转站扩建后原油转输能力为 1600t/d，天然气转输能力为 $76\times10^4Nm^3/d$。阀组集油支线输油能力为 600t/d，输油干线输油能力为 3000t/d，输气管道输气能力为 $149\times10^4Nm^3/d$。	/
2	满深 501H 井钻井工程	2020.11.26	阿地环函字[2020]775 号	勘探井，设计井斜深 8258m，设计井型为水平井，正在开钻	在建
3	满深 502H 井钻井工程	2020.11.26	阿地环函字[2020]776 号	勘探井，设计井斜深 8258m，设计井型为水平井，正在开钻	在建
4	满深 503H 井钻井工程	2020.11.26	阿地环函字[2020]777 号	探井，设计井斜深 8258m，设计井型为水平井，正在开钻	在建
5	ManS5-H2 井钻井工程	2021.4.19	阿地环函字[2021]80 号	勘探井，设计井斜深/垂深（7889/7645m），设计井型为水平井，尚未开钻	/
6	ManS5-H4 井钻井工程	2020.11.26	阿地环函字[2020]758 号	勘探井，设计井斜深 8258m，设计井型为水平井，正在开钻	在建

7	ManS5-H6井钻井工程	2021.4.19	阿地环函字[2021]81号	勘探井，设计井斜深/垂深（8033/7663m），设计井型为水平井，尚未开钻	/
8	满深5井	2020.11.26	阿地环函字[2020]771号	勘探井，设计井垂深（8362m），设计井型为直井，正在开钻	在建
9	满深7井	2020.11.26	阿地环函字[2020]773号	勘探井，设计井垂深（8362m），设计井型为直井，正在开钻	在建
10	ManS5-H8井钻井工程	2021.4.19	阿地环函字[2021]82号	勘探井，设计井斜深/垂深（7889/7645m），设计井型为水平井，正在开钻	在建

3.1.4 已建工程环境影响回顾评价

果勒东I区块内属于新区块，没有已建成投产的井场和站场。

3.1.5 在建工程环境影响情况

富满油田果勒I区块在建工程主要包括9口井正在开钻（满深501H、满深502H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6、ManS5-H8、满深5、满深7），除ManS5-H8井外，其余8口井为本项目的工程内容。

ManS501-H1、ManS501-H2、ManS5-H3、ManS5-H5、ManS5-H7、ManS5-H9、ManS5-H11、ManS1-H5、ManS502-H1、ManS502-H2、ManS503-H1、ManS503-H3共12口井，尚未开钻，包含在《富满油田满深－果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》的建设内容中，在建工程情况分布图详见下图3.1-3。

图3.1-3　在建工程情况分布图

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

本项目位于果勒东Ⅰ区块内，距离沙雅县哈德墩镇哈得墩村西南约，项目地理位

置坐标为。

3.2.1.3 建设规模

拟建工程在新疆阿克苏地区沙雅县富满油田内实施“富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案”，主要建设内容为：①工程方案共部署 8 口油井，全部为老井（满深 5 井、满深 7 井、满深 501H、满深 502H、满深 503H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6），②新建 2 座站场（果勒东Ⅰ区 1 号计转站、果勒东Ⅰ区 2 号计转站）；③满深清管站扩建收球筒 2 座，④新建单井集油管线 33.5km、输油干线 38.5km、输气干线 38.5km，⑤新建道路 38.5km。项目建成后，果勒东Ⅰ区产能规模为原油 15.3 万 t/a，天然气 $0.75\times10^8Nm^3/a$；预计果勒东 I 区 1 号计转站原油处理和输送能力为 400t/d，气分离和输送能力为 $30\times10^4Nm^3/d$；果勒东 I 区 2 号计转站原油处理和输送能力 400t/d，天然气转输能力为 $35\times10^4Nm^3/d$。果勒东 I 区 1 号计转站至满深清管站输油干线输油能力为 $120\times10^4t/a$，输气干线输气能力为 $150\times10^4Nm^3/d$；果勒东 I 区 2 号计转站至满深清管站输油支线输油能力为 $40\times10^4t/a$，输气支线输气能力为 $35\times10^4Nm^3/d$。

3.2.1.4 工程组成

本项目新建 8 口井场，2 座计转站、满深清管站扩建收球筒 2 座、新建集输管线 110.5km、新建道路 38.5km。项目基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　　拟建工程基本情况一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
产能			部署新井 8 口，新建原油产能 15.3×10^4t/a，天然气产能 0.75×10^8m^3/a
主体工程	采油工程		初期自喷开采，停喷或需要提液时采用有杆泵生产。
	地面工程	井场	新建 8 座采油井场，每座安装 1 套采油树。
		果勒东I区 1 号计转站	原油集输：1 座 8 井式集油计量配水阀组橇、1 座中压计量分离器橇、1 座生产分离器、1 座闪蒸分离器、1 座加热炉（350kw）、2 台外输油泵； 天然气集输：1 座发球装置、1 座缓蚀剂加注橇、1 座甲醇加注橇、1 座燃料气脱硫橇、1 座火炬除液器橇、1 座火炬系统
		果勒东I区 2 号计转站	原油集输：1 座 8 井式集油计量配水阀组橇、1 座中压计量分离器橇、1 座生产分离器、1 座闪蒸分离器、2 台外输油泵； 天然气集输：1 座发球装置、1 座缓蚀剂加注橇、1 座甲醇加注橇、1 座火炬除液器橇、1 座火炬系统
		满深清管站扩建	2 座收球筒
		集输管线	单井集输管线总计 33.5km，选择玻璃钢管（DNΦ100、6.4MPa）；
			输油干线 22km，选择玻璃钢管（DNΦ250、4MPa）
			输气干线 22km，选择无缝钢管（D406×11/L245NS，.1-2.6MPa
			输油支线 16.5km，选择玻璃钢管（DNΦ200、4MPa）
			输气支线 16.5km，选择无缝钢管（D219×7/L245NS、2.1-2.5MPa）
辅助工程	道路		新建清管站至果勒东Ⅰ区 1 号计转站管道施工便道长 22km，路基宽 6.5m，路面宽 6.0m，天然砂砾路面结构类型，按四级公路标准设计，采用双车道。
			新建清管站至果勒东Ⅰ区 2 号计转站管道施工便道长 16.5km，路基宽 4.5m，路面宽 3.0m，天然砂砾路面结构类型，按四级公路标准设计，采用双车道。
	供电工程		1 号计转站落地式变电站 35kV 电源引自新建 35kV 线路，2 号计转站落地式变电站 10kV 电源引自在建 10kV 架空线路，井场供电就近线路接入。
	供水工程		生产生活用水罐车从哈德墩镇拉运
	通信工程		进行井场、站场安防设计和油区数据上传设计，油田内部数据传输采用光纤以太网传输，井场、阀组数据分别接入果勒东I区 1 号计转站、果勒东I区 2 号计转站，最终上传哈得一联合站。

环保工程	废气	加热炉燃气废气	来自果勒东I区 1 号计转站的 350kw 的加热炉燃气排放，废气排放 $SO_2$0.2t/a、NO_X0.79t/a、烟尘 0.11t/a，浓度分别为：烟尘：20mg/m^3，SO_2：37.12mg/m^3，NO_X：147.28mg/m^3，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值烟尘：20mg/m^3，SO_2：50mg/m^3，NO_X：200mg/m^3。
		无组织非甲烷总烃、硫化氢	本工程采用密闭集输工艺过程中产生少量挥发性气体
	废水	采出水	富源联合站 2023 年投产前，依托哈得一联合站污水处理系统处理。
			富源联合站 2023 年投产后，依托富源联合站污水处理系统处理。
		井下作业废水	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理
	固废	油泥砂	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。
		落地油	落地原油由作业单位 100%回收。
依托工程	哈得一联合站		富源联合站 2023 年投产前，本工程运营期采出液和天然气依托哈得一联合站处理。哈得一联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；原油处理规模 145×10^{4}t/a，天然气处理规模 200×10^{4}m^3/d，污水处理规模 5000m^3/d；油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺；天然气处理采用两级除油工艺。
	富源联合站		富源联合站 2023 年投产后，本工程运营期采出液和天然气依托富源联合站处理。富源联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；原油处理规模 200×10^{4}t/a，天然气处理规模 200×10^{4}m^3/d，污水处理规模 1500m^3/d；原油处理包括脱硫、脱水和稳定三个系统，脱硫采用气提脱硫工艺，脱水采用一段热化学沉降脱水工艺，稳定采用负压闪蒸稳定工艺；天然气处理增压、脱硫、脱水脱烃、硫磺回收四个系统。
	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站		本项目运营期的井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。站内生活垃圾填埋池设计容量 20000m^3，一般工业固废填埋池设计容量 20000m^3，钻试修废水处理规模 300m^3/d。
	沙雅县兴雅污水处理厂		本项目施工期的工人的生活污水，集中收集后定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，处理规模 2 万 m^3/d，生活污水与工业废水混合处理，工艺采用 MBBR 工艺，处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，暂存于储污库，出水用于下游万亩生态林灌溉。
	沙雅县生活垃圾填埋场		本项目施工期工人的生活垃圾，集中收集后定期拉运至沙雅县生活垃圾填埋场。沙雅县生活垃圾填埋场日处理规模 90t/d，设计总库容约 135 万立方米，实际有效库容为 108 万立方米，目前已经使用库容 32 万立方米，剩余库容可以容纳本项目的施工期工人的生活垃圾。

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资 3.06 亿元，环境保护投资约 1861 万元，环境保护投资占总投资的 6.02%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

施工期：本项目地面工程施工人数为 30 人，施工天数为 60 天。

运营期：本项目管理依托富满油田的原有人员，不再新增定员。

3.2.2 油藏特性

(1)原油特性

果勒东I区块原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、高含蜡”特征。20℃地面原油密度 0.7845~0.8163g/cm^3，平均 0.7995g/cm^3；50℃粘度 1.136~2.039mPa.s，平均 1.476mPa.s；凝固点-30~-28℃，平均-29℃；含硫量 0.122~0.235%，平均 0.357%；含蜡量 7.3~9.3%，平均 8.3%；胶质+沥青质含量 0.25~0.37%，平均 0.31%。果勒东I区块原油物理性质表详见表 3.2-2。原油物性分类简表见表 3.2-3。

表 3.2-2　果勒东Ⅰ区块原油物理性质表

取值	原油密度（g/cm3）（20℃）	粘度（mPa·s）（50℃）	凝固点（℃）	含蜡量（%）	含硫量（%）	胶质+沥青质（%）
范围	0.7985~0.8006	1.459~1.493	-30~-28	7.3~9.3	0.122~0.235	0.25~0.37
平均	0.7995	1.476	-29	8.3	0.357	0.31

表 3.2-3　原油物性分类简表

分类依据	指标及类型				
地面原油密度分类（g/cm^3）	<0.825	0.87～0.825	0.87～0.92	≥0.92～＜1.0	≥1.000
	凝析油～挥发油	轻质油	中质	重质	超重
地下原油粘度分类（mm^2/s）	<10	10～50	50～300	100～10000	
	低粘油		较高粘度的原油	高粘原油	
含硫量(%)	<0.01	0.01～0.5	0.5～2.0	>2.0	
	微硫原油	低硫原油	含硫原油	高硫原油	
含蜡量(%)	<1.0		1.0～2.0	>2.0	
	低蜡原油		含蜡原油	高蜡原油	

注：我国采用 20℃时原油的密度作为原油的标准状态密度。

(2)天然气特性

果勒东Ⅰ区块天然气取样分析结果表明，单井天然气相对密度为 0.778；甲烷含量为 81.03%，乙烷以上含量为 6.174%；氮气平均含量为 5.238%，二氧化碳平均含量为 2.01%，硫化氢含量为 0.334%，分布范围 0~31800mg/m^3，平均为 767mg/m^3，整体表现

为重烃组分较高的原油溶解气特征。果勒东Ⅰ区块天然气组分见表 3.2-4。

表 3.2-4　果勒东Ⅰ区块天然气组分一览表

地理位置	相对密度	组分含量(摩尔分数)/%				硫化氢 mg/m^3
		甲烷	乙烷以上	氮气	CO_2	
奥陶系一间房组	0.778	81.03	6.174	5.238	2.01	767

(3)采出水特性

果勒东Ⅰ区块暂无试验数据分析，参考周边顺北、满深区块，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 54000mg/L；总矿化度 49010～239600mg/L，平均 107500mg/L。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 本项目部署方案

本项目位于果勒东Ⅰ区块，本项目油气集输沿用二级布站的密闭集输工艺，即井口→计转站→联合站，单井及计转站均采用不加热输送，采出液密密闭集输进计转站处理后，油气分输至联合站。

进站情况为：

ManS501H、满深 5、满深 7、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6，共 6 口井，密闭集输进入果勒东Ⅰ区 1 号计转站，油气分输至联合站。

ManS502H、ManS503H，共 2 口井，密闭集输进入果勒东Ⅰ区 2 号计转站，油气分输至联合站。

单井进站情况详见表 3.2-5。果勒东Ⅰ区块地面规划示意图见图 3.2-2、图 3.2-3。

表 3.2-5　　单井进站情况

序号	井名	接入井数	进站	建设性质
1	ManS501H、满深 5、满深 7、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6	6	果勒东Ⅰ区 1 号计转站	新建
2	ManS502H、ManS503H	2	果勒东Ⅰ区 2 号计转站	新建

图 3.2-2　果勒东Ⅰ区块地面规划示意图

图 3.2-3　本项目总体布局图

3.2.3.2 开发指标预测

按照开发方案，项目区 8 口井最大产液量为 16.05 万 t/a，原油最大产能 15.3 万吨/年，天然气最大产能 $0.75\times10^8m^3/a$，最大产能年的产水量为 0.75 万 m^3/a。富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案开发指标预测表详见下表 3.2-6。

表 3.2-6　　富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案开发指标预测表

年份	部署新井（口）	投产新井（口）	生产井数（口）	日产液水平(t/d)	日产油水平(t/d)	日产水水平(t/d)	日产气水平(10^4m^3/d)	年产液(10^4t)	年产油（10^4t）	年产水（10^4t）	年产气（10^8m^3）	累产油（10^4t）	累产水（10^4t）	累产气（10^8m^3）	气油比(m^3/t)	含水率（%）
2021	8	8	8	98	97	1	5	3.58	3.54	0.04	0.17	3.54	0.04	0.17	490	1.06
2022	0	0	8	431	419	12	21	15.72	15.3	0.42	0.75	18.84	0.46	0.92	490	2.68
2023	**0**	**0**	**8**	**440**	**419**	**21**	**21**	**16.05**	**15.3**	**0.75**	**0.75**	**34.14**	**1.21**	**1.67**	**490**	**4.68**
2024	0	0	8	338	315	23	15	12.33	11.48	0.85	0.56	45.62	2.06	2.23	490	6.88
2025	0	0	8	260	236	24	12	9.5	8.61	0.89	0.42	54.23	2.95	2.65	490	9.38
2026	0	0	7	201	177	24	9	7.34	6.45	0.89	0.32	60.68	3.84	2.97	490	12.18
2027	0	0	7	177	150	27	7	6.46	5.49	0.97	0.27	66.17	4.81	3.24	490	14.98
2028	0	0	6	155	128	28	6	5.67	4.66	1.01	0.23	70.83	5.82	3.47	490	17.78
2029	0	0	6	137	108	28	5	4.99	3.96	1.03	0.19	74.79	6.85	3.66	490	20.58
2030	0	0	5	121	92	28	5	4.4	3.37	1.03	0.17	78.16	7.88	3.83	490	23.38
2031	0	0	5	106	78	28	4	3.87	2.86	1.01	0.14	81.02	8.89	3.97	490	26.18
2032	0	0	5	94	67	27	3	3.42	2.43	0.99	0.12	83.45	9.88	4.09	490	29.01
2033	0	0	4	84	57	27	3	3.05	2.07	0.98	0.1	85.52	10.86	4.19	490	32.03
2034	0	0	4	74	48	26	2	2.7	1.76	0.94	0.09	87.28	11.8	4.28	490	34.85
2035	0	0	3	66	41	25	2	2.42	1.5	0.92	0.07	88.78	12.72	4.35	490	37.92
合计	8	8						101.5	88.78	12.72	4.35					

3.2.4 主体工程

拟建工程包括主体工程(包括采油工程、集输工程)、公辅工程、闭井等内容。

3.2.4.1 采油工程

拟建工程新建 8 口采油井为自喷生产，井场采用标准化设计，常温集输工艺，6.3MPa 采油井场。采油井场由采油树、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成。装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，五级油气站场规定。

井场永久占地面积为 30×40m。采用标准化井场流程，井口出液（20MPa -48MPa，40℃）通过油嘴套节流（5.5MPa 以下，25-30℃），通过集输管道输送至集油计量配水阀组站或计转站。油井套压、油井回压、出油温度等均上传。井场预留电磁加热器接口、预留清防蜡剂加药接口。

单座井场平面示意图见图 3.2-4。采油井场主要设备设施情况见表 3.2-7。

图 3.2-7　采油井场平面示意图

图 3.2-4　单座井场平面示意图

表 3.2-7　采油井场设备设施一览表

设备设施名称	单位	数量
采油树	座	1
RTU 柜	座	1
气体报警控制器柜	座	1
配电柜	座	1

3.2.4.2 站场工程

3.2.4.2.1 果勒东Ⅰ区 1 号计转站

（1）基本情况

拟建工程在 ManS5-H4 附近，新建 1 座果勒东Ⅰ区 1 号计转站。采出液分离及转输能力设计规模为 400t/d，进站设计压力 2.5Mpa，外输设计压力 3~4MPa。采出气分离及转输能力为 $30\times10^4Nm^3/d$，详见附图 3.2-5 果勒东Ⅰ区 1 号计转站平面布置示意图。

图 3.2-5　果勒东Ⅰ区 1 号计转站平面布置示意图

（2）工艺流程

果勒东Ⅰ区1号计转站具有油气分离、采出液外输、采出气外输功能。集油系统采用“采油井场→计转站→哈得一联合站合站/富源联合站”的二级布站流程；集气系统采用“采油井场→计转站→哈得一联合站合站/富源联合站”的二级布站流程。富源联合站2023年投产前，原油处理和污水处理依托哈得一联合站合站处理，富源联合站2023年投产后，原油处理和污水处理依托富源联合站处理。

工艺流程框图如下图3.2-6和图3.2-7所示：

图3.2-6　果勒东Ⅰ区1号计转站流程图

1）气液分离部分

井口来气液（温度20℃，压力3.0MPa）首先进入计转站8井式集油阀组，需要计量单井选井进入中压计量分离器橇完成计量和分离，分离后油气汇合在一起与未计量单井来气液混合进生产分离器进口主管，与各单井气液混合进入生产分离器（温度19℃，压力4MPa，油400t/d，气$30\times10^4Nm^3/d$），气液在生产分离器实现气液分离。

2）采出液转输部分

生产分离器分出的液（温度19℃，压力4MPa，油400t/d，气$30\times10^4Nm^3/d$）自压外输，预留清防蜡剂加药口，利用新建果勒东I区1号计转站—满深清管站输油干线输送至满深清管站纵向干线FY-1号阀室，搭接满深干线先期集输进哈得一联合站，后期切换至拟建富源联合站。

采出液转输部分设有2台转油泵，1用1备，单台泵排量为$30m^3/h$，设计转液能力400t/d。

3）采出气处理部分

果勒东Ⅰ区1号计转站设计处理规模为$30\times10^4Nm^3/d$。

工艺流程简述：伴生气（6~$30\times10^4Nm^3/d$，2.0~3.1MPa，10~40℃），自压输送，通过甲醇加注橇注入4~8L/h甲醇防冻，通过缓蚀剂加注橇注入2~5L/h缓蚀剂，利用新建果勒东I区-满深清管站输气干线输至满深清管站，果勒东Ⅰ区1号计转站内设置清管收发装置，定期清管、预膜，设置预膜段110m，满足在线清管和定期预膜。通过新建发球装置定期发球后接入富源输气干线，2023年富源联合站投产前进入哈得一联合站，2023年富源联合站投产后，切换至拟建富源联合站。

4）其他流程说明

排污流程：果勒东Ⅰ区1号计转站设置零位罐，站内排污集中在污油系统，定时打回生产分离器前端，同时污油系统设置快速接口，便于站内设备检修排水及时拉运清理。

事故流程：果勒东Ⅰ区1号计转站设计了放空火炬1套（DN300，高25m），用作计转站内设备维修和生产事故的应急燃烧放空，火炬设置为长明火形式，事故状态下直接引燃放空。已建火炬放空规模为$50\times10^4m^3/d$，满足本工程最大放空量$30\times10^4m^3/d$的需求，为确保放空安全，本工程新建火炬除液器。

3）特殊运行模式说明

果勒东Ⅰ区1号计转站按照试采期间自压分输站场设计，结合富源II试采点实际投产运行情况，在投产之初，由于输油管道试压水不能吹扫干净，管道内气液混相，极易造成气阻现象，投产时抵消气阻压力疏通管道需要2.8MPa的前后压差，实际运行稳定后，前后压差仅0.7MPa，另外满深单井投产也是同样问题，投产之处和运行稳定压差太大。为了果勒东Ⅰ计转站投产时抵消气阻的影响，试采方案中在中压生产分离器后设置闪蒸分离器，将中压生产分离器分离出的含水原油在加热、低压条件下再次闪蒸，闪蒸后的低压含水原油增压外输，分离出的低压闪蒸气部分经脱硫橇脱硫后作为加热炉的燃料气，其余少量低压气放空。在区块后期产量上升或油区内大部分单井压力下降较大后，计转站改为油气分别增压外输，此时中压生产分离器与闪蒸分离器并联低压运行，油气分离后分别增压外输。

图 3.2-7　　果勒东 I 区 1 号计转站的工艺流程图

（3）主要设备

拟建工程在 ManS5-H4 附近新建果勒东Ⅰ区 1 号计转站，站内设置 8 井式管汇橇、计量撬、中压分离计量橇、生产分离器模块、闪蒸分离器、油缓蚀剂加注橇、气缓蚀剂加注橇、甲醇加注橇、发球筒模块、零位罐模块、放散管、火炬等设备。

主要设备设施情况见表 3.2-8。

表 3.2-8　　果勒东I区 1 号计转站设备设施一览表

序号	名称	单位	数量	备注
一	**果勒东Ⅰ区 1 号计转站原油集输部分**			
1	8 井式集油计量配水阀组橇	座	1	在已建手动阀组上增加电动三通阀 8 套
2	中压计量分离器橇	座	1	原位利用已建
3	生产分离器 3.0m×10m-3.8MPa	座	1	新建
4	闪蒸分离器 3.0m×10m-2.5MPa	座	1	原位利用已建
5	加热炉 350kW 2.5MPa	座	1	新建
6	外输油泵 30m3/h，400m 扬程	台	2	新建
7	零位罐 1.6m×6m	座	1	新建
8	污油泵 10m3/h，4.0MPa，10kW	台	1	新建
9	油缓蚀剂加注橇 5L/h 4.0MPa	座	1	新建
10	各单元连通阀门			
	DN25　4.0MPa　抗硫截止阀	套	8	单井加缓蚀剂 总线加清防蜡剂
	DN25　4.0MPa　抗硫止回阀	套	8	
	DN200　4.0MPa　抗硫闸阀	套	12	泵、分离器、加热等预留阀门
	DN100　4.0MPa　抗硫闸阀	套	4	零位罐污油泵处
	DN100　4.0MPa　安全阀	套	1	
	DN200　4.0MPa　抗硫闸阀	套	10	其他连头
	DN250　4.0MPa　抗硫闸阀	套	6	
11	站场管道			
	D273×9/20G	m	300	地面保温敷设
	D219×8/20G	m	500	地面保温敷设
	D168×7/20G	m	400	地面保温敷设

	D114×6/20G	m	200	地面保温敷设
	D89×5/20G	m	50	地面保温敷设
	D60×4/20G	m	100	地面保温敷设
	D34×3/304SS	m	200	地面保温敷设
二	**果勒东Ⅰ区1号计转站天然气部分**			
序号	**名称**	**单位**	**数量**	**备注**
1	发球装置　DN400/450×9000mm	座	1	新建
2	缓蚀剂加注橇　5L/h　5.0MPa	座	1	新建
3	甲醇加注橇 10L/h　5.0MPa	座	1	新建
4	燃料气脱硫橇	座	1	新建
5	火炬除液器橇	座	1	新建
6	火炬系统（配点火橇）DN300　25m	座	1	利旧
7	管道			GB5310
	抗硫无缝钢管 D33.7×3.5/20G 抗硫	m	100	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D33.7×3.5/316L	m	100	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D60.3×4/20G 抗硫	m	100	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D88.9×4.5/20G 抗硫	m	50	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D114.3×5/20G 抗硫	m	150	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D273×8/20G 抗硫	m	50	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D273×6/Q345E	m	200	地面不保温敷设
	抗硫无缝钢管 D406×10/20G 抗硫	m	200	地面不保温敷设
8	阀门			
	抗硫手动球阀 DN400 6.3MPa	套	6	
	抗硫手动球阀 DN200 6.3MPa	套	9	
	抗硫手动球阀 DN100 6.3MPa	套	1	
	抗硫手动球阀 DN100 6.3MPa	套	4	
	抗硫手动球阀 DN50 6.3MPa	套	8	
	抗硫手动球阀 DN25 6.3MPa	套	7	
	抗硫手动球阀 DN250 2.5MPa	套	3	
	抗硫手动球阀 DN50 2.5MPa	套	5	
	抗硫手动球阀 DN25 2.5MPa	套	3	
	抗硫节流截止放空阀　DN80	套	2	

	6.3MPa			
	抗硫节流截止放空阀 DN50 6.3MPa	套	1	
	抗硫截止阀 DN150 6.3MPa	套	1	
	抗硫截止阀 DN50 6.3MPa	套	2	
	抗硫截止阀 DN25 6.3MPa	套	2	
	抗硫阀套式排污阀 DN50 6.3MPa	套	1	
	抗硫止回阀 DN50 6.3MPa	套	4	
	抗硫止回阀 DN250 6.3MPa	套	1	
9	抗硫绝缘接头 DN400 6.3MPa	套	1	

3.2.4.2.2 果勒东Ⅰ区 2 号计转站

（1）基本情况

拟建工程在满深 503H 附近，新建 1 座果勒东Ⅰ区 2 号计转站。采出液分离及转输能力设计规模为 400t/d，进站设计压力 2.5Mpa，外输设计压力 3~4MPa。采出气分离及转输能力为 $35\times10^4Nm^3/d$，详见附图 3.2-8 果勒东Ⅰ区 2 号计转站平面布置示意图。

图 3.2-8　果勒东Ⅰ区 1 号计转站平面布置示意图

（2）工艺流程

果勒东Ⅰ区2号计转站具有油气分离、采出液外输、采出气外输功能。工艺流程同果勒东Ⅰ区1号计转站。

工艺流程框图如下图3.2-9。

（3）主要设备

站内设置8井式管汇橇、计量撬、中压分离计量橇、生产分离器模块、闪蒸分离器、油缓蚀剂加注橇、气缓蚀剂加注橇、甲醇加注橇、发球筒模块、零位罐模块、放散管、火炬等设备。

主要设备设施情况见表3.2-9。

表3.2-9　果勒东Ⅰ区2号计转站主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	**果勒东Ⅰ区2号计转站原油集输部分**			
1	8井式集油计量配水阀组橇	座	1	在已建手动阀组上增加电动三通阀8套
2	中压计量分离器橇	座	1	原位利用已建
3	生产分离器 3.0m×10m-3.8MPa	座	1	新建
4	闪蒸分离器 3.0m×10m-2.5MPa	座	1	原位利用已建
5	外输油泵30m3/h，400m扬程	台	2	新建
6	零位罐 1.6m×6m	座	1	新建
7	污油泵 10m3/h，4.0MPa，10kW	台	1	新建
8	油缓蚀剂加注橇 5L/h 4.0MPa	座	1	新建
9	各单元连通阀门			
10	DN25　4.0MPa　抗硫截止阀	套	8	单井加缓蚀剂 总线加清防蜡剂
	DN25　4.0MPa　抗硫止回阀	套	8	
	DN200　4.0MPa　抗硫闸阀	套	12	泵、分离器、加热等预留阀门
	DN100　4.0MPa　抗硫闸阀	套	4	零位罐污油泵处
	DN100　4.0MPa　安全阀	套	1	
	DN200　4.0MPa　抗硫闸阀	套	10	其他连头
	DN250　4.0MPa　抗硫闸阀	套	6	
11	站场管道			

	D273×9/20G	m	300	地面保温敷设
	D219×8/20G	m	500	地面保温敷设
	D168×7/20G	m	400	地面保温敷设
	D114×6/20G	m	200	地面保温敷设
	D89×5/20G	m	50	地面保温敷设
	D60×4/20G	m	100	地面保温敷设
	D34×3/304SS	m	200	地面保温敷设
二	**果勒东Ⅰ2号计转站天然气部分**			
序号	**名称**	**单位**	**数量**	**备注**
1	发球装置　DN200/250×7700mm	座	1	新建
2	缓蚀剂加注橇　5L/h　5.0MPa	座	1	新建
3	甲醇加注橇 10L/h　5.0MPa	座	1	新建
4	火炬除液器橇	座	1	新建
5	火炬系统（配点火橇）DN300　25m	座	1	新建
6	管道			GB5310
	抗硫无缝钢管 D33.7×3.5/20G 抗硫	m	100	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D33.7×3.5/316L	m	100	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D60.3×4/20G 抗硫	m	100	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D88.9×4.5/20G 抗硫	m	50	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D114.3×5/20G 抗硫	m	150	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D273×8/20G 抗硫	m	50	地面保温敷设
	抗硫无缝钢管 D273×6/Q345E	m	200	地面不保温敷设
	抗硫无缝钢管 D406×10/20G 抗硫	m	200	地面不保温敷设
7	阀门			
	抗硫手动球阀 DN400 6.3MPa	套	6	
	抗硫手动球阀 DN200 6.3MPa	套	9	
	抗硫手动球阀 DN100 6.3MPa	套	1	
	抗硫手动球阀 DN100 6.3MPa	套	4	
	抗硫手动球阀 DN50 6.3MPa	套	8	
	抗硫手动球阀 DN25 6.3MPa	套	7	
	抗硫手动球阀 DN250 2.5MPa	套	3	
	抗硫手动球阀 DN50 2.5MPa	套	5	

	抗硫手动球阀 DN25 2.5MPa	套	3	
	抗硫节流截止放空阀 DN80 6.3MPa	套	2	
	抗硫节流截止放空阀 DN50 6.3MPa	套	1	
	抗硫截止阀 DN150 6.3MPa	套	1	
	抗硫截止阀 DN50 6.3MPa	套	2	
	抗硫截止阀 DN25 6.3MPa	套	2	
	抗硫阀套式排污阀 DN50 6.3MPa	套	1	
	抗硫止回阀 DN50 6.3MPa	套	4	
	抗硫止回阀 DN250 6.3MPa	套	1	
9	抗硫绝缘接头 DN400 6.3MPa	套	1	

图 3.2-9　工艺流程框图

3.2.4.2.3 满深清管站

果勒东 I 输气干线和输气支线在满深清管站接入已建富源输气干线，需在清管站内扩建 2 座收球装置。

果勒东 I 输气干线收球筒规格 DN400/DN450×9000mm；果勒东 I 输气支线收球筒规格 DN200/DN250×7700mm，其余工程量见下表 3.2-10。满深清管站扩建工程平面示意图见图 3.2-10。

表 3.2-10　满深清管站扩建主要工程量表

序号	设备名称	单位	数量
1	果勒东 I 输气干线收球装置　DN400/450×9000mm	套	1
2	果勒东 I 输气支线收球装置　DN200/250×7700mm	套	1
3	管道		
	抗硫无缝钢管 D34×3.5/20G 抗硫	m	40
	抗硫无缝钢管 D60×4/20G 抗硫	m	100
	抗硫无缝钢管 D89×4.5/20G 抗硫	m	100
	抗硫无缝钢管 D114×6/20G 抗硫	m	50
	抗硫无缝钢管 D219×8/20G 抗硫	m	100
	抗硫无缝钢管 D406×11/20G 抗硫	m	100
4	阀门		
	抗硫手动球阀 DN400 6.3MPa	套	5
	抗硫手动球阀 DN200 6.3MPa	套	6
	抗硫手动球阀 DN100 6.3MPa	套	6
	抗硫手动球阀 DN80 1.6MPa	套	2
	抗硫手动球阀 DN50 6.3MPa	套	10
	抗硫手动球阀 DN25 6.3MPa	套	10
	抗硫节流截止放空阀　DN50 6.3MPa	套	4
	抗硫截止阀　DN200 6.3MPa	套	1
	抗硫截止阀　DN100 6.3MPa	套	1
	抗硫截止阀　DN50 6.3MPa	套	2
	抗硫阀套式排污阀 DN50 6.3MPa	套	2
	抗硫止回阀　DN400 6.3MPa	套	1
	抗硫止回阀　DN200 6.3MPa	套	1

序号	设备名称	单位	数量
	抗硫止回阀　DN50 6.3MPa	套	2
5	抗硫绝缘接头　DN400 6.3MPa	套	1
6	抗硫绝缘接头　DN200 6.3MPa	套	1

图 3.2-10　　满深清管站扩建工程平面示意图

3.3.4.3 油气集输工程

（1）油气集输管线建设内容

新建单井集油管线 33.5km、输油干线 22km、输气干线 22km，输油支线 16.5km、输气支线 16.5km。

沿线地貌均为荒漠地段，边坡比采用 1:1；单井管沟挖深 1.4m，沟底宽 1.5m，计转站集输干线管沟挖深 1.7m，沟底宽 2.6m。

项目组成及管线走向图见图 3.2-11。

图 3.2-11　线路走向示意图

（2）线路构筑物

① 输油气干线设置线路阀池、标志桩、转角桩、里程桩和稳管支墩。

② 输油气干线每 200m 设一个标志桩。凡与地下构筑物交叉、弯头、弯管处，穿越公路、支流的两侧等均设置标志桩，沿线相邻两标志桩保证相互通视。

③ 输油气干线每公里处设置里程桩 1 个。

④ 输油气干线每处水平转角设转角桩一个，转角桩 100m 范围内如有标志桩，标志桩可取消不设，如有里程桩，里程桩不可取消，必须设置；

⑤ 玻璃钢管沿线敷设弯头处，需用 0.8m 边长立方的 C30 混凝土支墩固定，稳管保护。

管线工程主要设备设施情况见表 3.2-11、表 3.2-12。

表 3.2-11　　管线工程一览表

分类	序号	管线走向	型号	单位	数量	备注
单井集输管线	1	满深 501H 至果勒东 I 区 1 号计转站	DN100 6.4MPa	km	5	玻璃钢管
	2	满深 5 井至果勒东 I 区 1 号计转站	DN100 6.4MPa	km	4.5	玻璃钢管
	3	ManS5-H2 至果勒东 I 区 1 号计转站	DN100 6.4MPa	km	3.2	玻璃钢管
	4	ManS5-H4 至果勒东 I 区 1 号计转站	DN100 6.4MPa	km	0.5	玻璃钢管
	5	ManS5-H6 至果勒东 I 区 1 号计转站	DN100 6.4MPa	km	2.6	玻璃钢管
	6	满深 502H 至果勒东 I 区 2 号计转站	DN100 6.4MPa	km	7	玻璃钢管
	7	满深 503H 至果勒东 I 区 2 号计转站	DN100 6.4MPa	km	0.5	玻璃钢管
		合计			**22.5**	
	8	满深 7 井至果勒东 I 区 1 号计转站	DN150 6.4MPa	km	10	玻璃钢管
		合计		km	**10**	
	总计			km	**33.5**	
输油干线	1	果勒东 I 区 1 号计转站至满深清管站	DNΦ250、4MPa	km	22	玻璃钢管
输气干线	2	果勒东 I 区 1 号计转站至满深清管站	D406×11/L245NS，2.1-2.6MPa	km	22	玻璃钢管
合计				km	**44**	与光缆同沟敷设
输油支线	1	果勒东 I 区 2 号计转站至满深清管站	DNΦ200、4MPa	km	16.5	玻璃钢管

输气支线	2	果勒东I区2号计转站至满深清管站	D219×7/L245NS、2.1-2.5MPa	km	16.5	无缝钢管
合计				km	**33**	与光缆同沟敷设
总计				km	**110.5**	

表 3.2-12　线路部分其他工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	DN250　4.0MPa 抗硫涡轮传动球阀	套	4	
2	DN50　4.0MPa 抗硫闸阀	套	4	
3	D273×8/20G	m	30	
4	D219×7/20G	m	30	
5	D60×4/20G	m	8	
6	DN250　三通	个	4	
7	DN250　弯头 90°	个	8	
8	套管			
	D506×8/螺旋焊缝管	m	30	过路大开挖套管
	D323×7/螺旋焊缝管	m	150	过路大开挖套管

（3）管道敷设方式

1）管道敷设

本方案管道有单井管道、1 号计转站输油干线与输气干线、2 号计转站输油支线与输气支线，输油管道埋地保温敷设，输气管道埋地不保温敷设，计转站输油、输气、光缆同沟敷设，管顶埋地深度不低于 1.2m。

2）管沟开挖

沿线地貌均为荒漠地段，边坡比采用 1:1；单井管沟挖深 1.4m，沟底宽 1.5m，计转站集输干线管沟挖深 1.7m，沟底宽 2.6m。

3）管道与其它构筑物平行或交叉

管道与已建外加电流阴极保护的管道平行敷设时，二者的距离不小于 l0m。当小于 l0m 时，新建管道在距离小于 l0m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 自动控制

为了保证各工艺站场安全、可靠、平稳、高效、经济地运行，对于该工程下辖工艺站场的自动控制系统采用以计算机为核心的全线监控和数据采集（SCADA）系统。SCADA 系统应达到在哈得油气开发部调控中心对各工艺站场进行自动监视、控制、调度、管理的技术水平。

在计转站设 DCS 控制系统，井场、阀组、阀池设远程终端装置（RTU——Remote Terminal Unit）进行监控。DCS 和 RTU 作为 SCADA 系统的远方控制单元，是保证 SCADA 系统正常运行的基础，为哈得油气开发部调控中心调度、管理与控制命令的远方执行单元，是 SCADA 系统中最重要的监控级。DCS、RTU 不但能独立完成对所在工艺站场的数据采集和控制，而且将有关信息传送给调度控制中心并接受其下达的命令。

系统建成后，在井场、阀组、阀池和计转站达到“数据自动采集、无人值守、定期巡检”的自控水平。

3.2.5.2 通信工程

进行井场、站场安防设计和油区数据上传设计，油田内部数据传输采用光纤以太网传输，井场数据接入果勒东Ⅰ区 1 号计转站或果勒东Ⅰ区 2 号计转站，再依托外输光缆接入 FY210-H7 试采点（富源 II 计转站），最终上传哈得一联合站。

3.2.5.3 供配电工程

供电电源考虑引自 35kV 线供电，后期正式开发方案考虑自就近可靠电源点引接。

3.2.5.4 结构工程

钢结构采用除锈等级为 Sa2.5 级，环氧底漆 60um 厚，环氧面漆厚度≥120um。

基础埋地部分（包括垫层顶面）刷环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度≥500μm。

3.2.5.5 给排水及消防

拟建工程采油井场、阀组站、计转站等均为无人值守，用水为间歇性的设备外壁擦洗水。项目无废水外排。

拟建工程采油井场、果勒东Ⅰ区 1 号计转站消防设施见表 3.2-13。

表 3.2-13　　拟建工程各站场消防设施一览表

序号	站场名称	消防器材名称	规格型号	单位	数量	备注
1	采油井场(8座)	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	20	配灭火器箱
		手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	10	配灭火器箱
		推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC50	辆	5	-
		消防器材间(配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	-	座	5	-
2	果勒东I区1号计转站	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	24	配灭火器箱
		手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	2	配灭火器箱
		推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC50	辆	4	
		消防器材间(配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	-	座	1	
3	果勒东I区2号计转站	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC8	具	24	配灭火器箱
		手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	2	配灭火器箱
		推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC50	辆	4	
		消防器材间(配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等)	-	座	1	

3.2.5.6 道路工程

本项目新建道路 38.5km，为果勒东清管站至 1 号、2 号计转站新建管道施工便道，满深清管站至 1 号计转站新建管道施工便道长 22.0km，满深清管站至 2 号计转站新建管道施工便道长 16.5km，为四级公路，砂石路面，道路位置图见图 3.2-12。

图 3.2-12　项目区道路位置图

（1）建设内容

1）清管站至果勒东Ⅰ1 号计转站管道施工便道

清管站至果勒东Ⅰ1 号计转站管道施工便道为管道、光缆、电力线建设提供交通服务，并纳为油田公路网的重要组成，按四级公路标准设计，采用双车道，便于后期升级改造，路基宽 6.5m，路面宽 6.0m，天然砂砾路面结构类型，此段施工便道全长 22km。

2）清管站至果勒东Ⅰ2 号计转站管道施工便道

清管站至果勒东Ⅰ2 号计转站管道施工便道仅为管道、光缆、电力线建设提供交通服务，按油田公路支线考虑，四级公路标准设计，采用单车道，路基宽 4.5m，路面宽 3.0m，天然砂砾路面结构类型，此段施工便道全长 16.5km。道路技术标准表见表 3.2-14。

表 3.2-14　道路技术标准表

地区自然区划	Ⅵ2	Ⅵ2	Ⅵ2
项目	DN400+DN250 管道施工便道(双车道四级)	DN200+DN200 管道施工便道(单车道四级)	站内道路（支路）
路线长度（km）	22	16.5	0.3
设计车速（km/h）	20	20	15
路基（m）	6.5	4.5	4.5
路面（m）	6.0	3.0	4.5
硬路肩（m）	/	/	/
土路肩加固（m）	2×0.25	2×0.75	2×0.5
路面结构	天然砂砾土	天然砂砾土	水泥混凝土
荷载等级	公路-Ⅱ	公路-Ⅱ	公路-Ⅱ
不设超高圆曲线最小半径（m）	350	350	/
平曲线一般长度（m）	150	150	/

（2）路基、路面

1）清管站至果勒东Ⅰ1 号计转站管道施工便道

按四级公路标准设计，采用双车道，便于后期升级改造，路基宽 6.5m，路面宽 6.0m，沙漠区域路基两侧设落沙台，天然砂砾路面结构类型。路基标准横断面图见图 3.2-13。

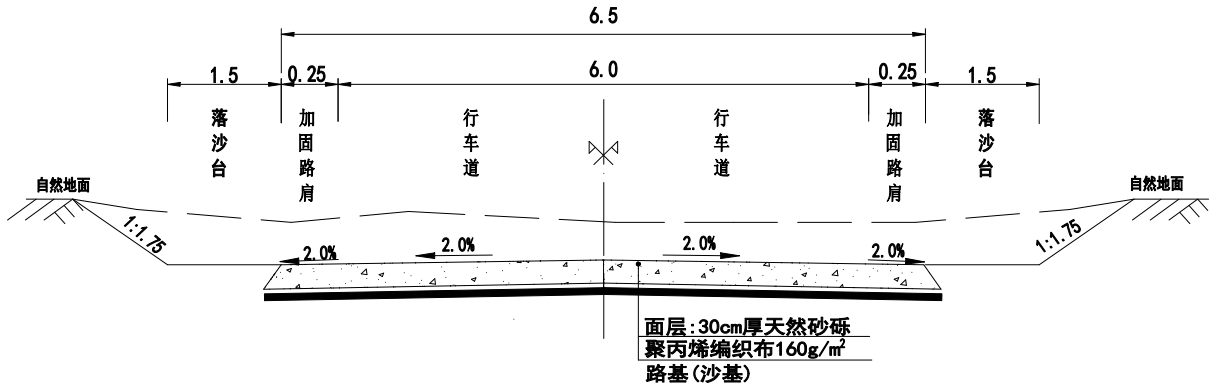


图 3.2-13　路基标准横断面图

2）清管站至果勒东 I 2 号计转站管道施工便道

按四级公路标准设计，采用单车道，便于后期升级改造，路基宽 4.5m，路面宽 3.0m，沙漠区域路基两侧设落沙台，天然砂砾路面结构类型。路基标准横断面图见图 3.2-14。

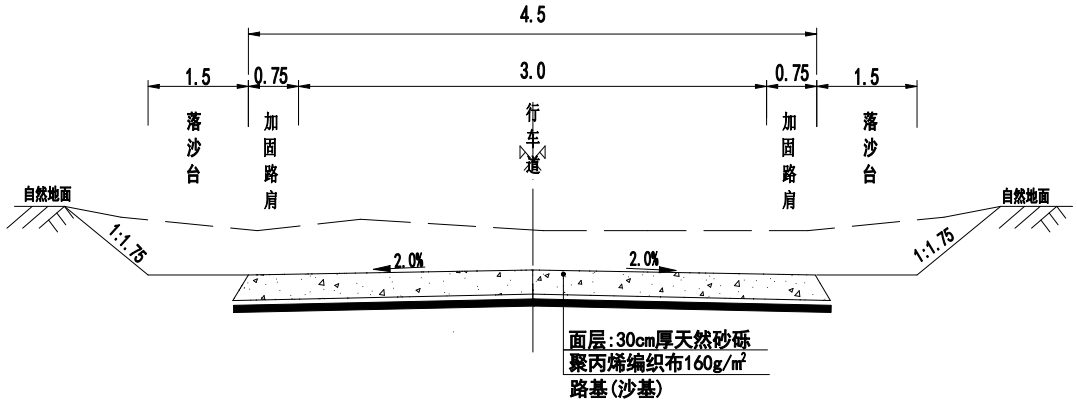


图 3.2-14　路基标准横断面图

（3）路线交叉

全线与已建道路交叉均为平面交叉共 4 处，采用加铺转角式，交叉口半径为 12～20m。

（4）交通工程及沿线设施

为了加强交通管理，规范行车路线，对主要交叉路口、重要场站处设置交通标志牌。

沿线主要设置指路标志、警告标志、和宣传标志，各类标志共计 9 处。

（5）筑路材料

1）路面用料在商品料场购买：商品料场位于库车东立交以西 2.5km（N41°44'58.00"，E83°07'30.40"，料场有水洗砂、中粗砂、天然砂砾、级配砾石、砾石、卵石和碎石（破口砾石）等材料，为已开采料场，无覆盖层，有便道通往料场，开采运输，为非盐渍土，至工地平均运距 208.0km。

2）水泥在库车购买至工地平均运距 268.0km。

（6）道路主要工程量

本项目道路主要工程量详见下表 3.2-15。

表 3.2-15　工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	天然砂砾面层	1000m^2	217.0	
2	路基土方挖方	10000m^3	18.16	
3	路基土方填方	10000m^3	11.54	
4	防沙	1000m^2	185	
6	水泥砼路面	1000m^2	1.2	
7	交通标志牌	个	9	单柱式
8	用地面积	Hm^2	20.63	永久占地

（7）防腐工程

1）站场保温管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

2）站场埋地不保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，无气喷涂三道，涂层总干膜厚度≥400μm。

3）站场地面不保温管道外壁：二道环氧富锌底漆（60μm）-二道环氧云铁中间漆（100μm）-二道交联氟碳涂料（80μm），防腐层干膜厚度≥240μm。

4）管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级应不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

3.2.6 依托工程

拟建工程实施后，采出液先期集输进哈得一联合站，富源联合站 2023 年投产后，富源联合站建成后，切换至拟建富源联合站集中处理。采出液经联合站处理后，原油

最终外输至轮南，天然气最终外输至哈得一联合站伴生气处理装置进行处理。拟建工程建设内容不包括富源联合站，富源联合站建设内容纳入《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程》，目前该项目正在进行环境影响评价。项目固废处置依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，井下作业废水送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。项目开采期内依托本项目新建集输管线施工道路 38.5km。

哈得一联合站合站工程内容属于哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程，《哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响报告书》于 2005 年 4 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环自函[2005]161 号)（附件 3），2007 年 10 月由原新疆维吾尔自治区环境保护局以新环监验[2007]31 号验收（附件 4）；2016 年进行了扩建，工程内容属于哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程，《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》于 2016 年 8 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1264 号)（附件 5），2020 年 12 月由取得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)（附件 6）。

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 12 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)（附件 7），其中塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站于 2019 年 4 月进行了自主验收（附件 8）。

依托工程环评手续见 3.2-16。

表 3.2-16　　依托工程环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	验收文号	验收时间
1	哈得一联合站	哈得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	2005.4.29	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监验[2007]31号	2007.10.16
		哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1264号	2016.8.31	阿克苏地区生态环境局	BA652900YS2020-122	2020.12.17
2	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站垃圾填埋场	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)	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1626号	2016.11.7	分期验收	分期验收	/
3	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站					自主验收	塔质安（2019）6号	2019.4.9

3.2.6.1 哈得一联合站

(1)基本情况

哈得一联合站合站是哈得油田第 2 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北 7.0km，占地面积 $3.5\times10^4m^3$，设计原油处理规模 $145\times10^4t/a$，天然气处理能力为 $200\times10^4m^3/d$。采出水处理规模 $5000m^3/d$，注水规模 $3050m^3/d$，清水处理能力为 $90m^3/d$(消防用水、生活用水)。

(2)平面布置

哈得一联合站合站平面布置详见图 3.2-15。

(3)工艺流程

①原油处理流程

哈得一联合站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 3.4-2。

②天然气处理流程

哈得区块、哈得一联合站合站的低压湿气(0.1MPa，20℃)经集配气阀组，与原油气提塔顶低压气(0.15MPa，60℃)、乙二醇闪蒸罐闪蒸气、轻烃闪蒸罐不凝气等混合后进低压气压缩机入口分离器(HY-4-D01)，脱除凝析水和油滴后，进入低压气压缩机(HY-4-C01/1，2)，气体压缩到 0.5MPa，经空冷器冷却到 50℃，与跃满、富源区块来的高压湿气(0.5MPa，5℃)混合，进入高压气压缩机入口分离器(HY-4-D02)、过滤分离器(HY-4-F01/1，2)，分离出冷凝液及固体杂质后，进入高压气压缩机(HY-4-C02/1，2)，经一级压缩到 1.2MPa，经空冷器冷却到 50℃，进高压气压缩机级间分离器(HY-4-D03)分离出冷凝液后进入脱硫系统。天然气脱硫采用 MDEA 天然气脱硫工艺+硫磺回收工艺,脱水脱烃后干气经高压气压缩机二、三级增压至 7.5MPa 后打入塔轮线外输。

图 3.2-15　　哈得一联合站平面布置图

图 3.2-16　　哈得一联合站原油处理工艺流程简图

③采出水处理流程

采出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。

采出水处理流程见图 3.2-17。

图 3.2-17　　哈得一联合站采出水处理工艺流程简图

(4)依托可行性

目前，哈得一联合站轻质油处理能力为 145×10^4t/a，天然气处理能力为 200×10^4m^3/d。原油及天然气气处理系统能力校核与适应性分析见表 3.2-17。

表 3.2-17　　哈得一联合站轻质油及天然气能力校核与适应性分析表

站场	名称		设计最大处理量(油：万 t/a、气：$10^4m^3/d$)	现状处理量(油：万 t/a、气：$10^4m^3/d$)	同期建设(油：万 t/a、气：$10^4m^3/d$)	富余处理量(油：万 t/a、气：$10^4m^3/d$)	果勒东区块产油气量(油：万 t/a、气：$10^4m^3/d$)	适应性
哈得一联合站	轻质油处理系统	气提脱硫	145	76.5	18	50.5	15.3	可以满足满深-果勒东等区块接入后轻质油处理要求
		脱水脱盐	145					
		原油稳定	145					
	含硫天然气处理系统	天然气增压	200	119.2	8	72.8	0.75	可以满足果勒东Ⅰ区块接入后轻质油处理要求
		天然气脱硫						
		天然气脱水脱烃						

3.2.6.2 拟建富源联合站

根据《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程可行性研究报告》，塔里木油田公司拟在富满油田南部新区新建 1 座富源联合站，负责区块内原油、天然气和采出水的处理。

其中原油处理包括脱硫、脱水和稳定三个系统，脱硫采用气提脱硫工艺，脱水采用一段热化学沉降脱水工艺，稳定采用负压闪蒸稳定工艺，原油脱硫、脱水及稳定系统规模均为 $200\times10^4t/a$。采出水处理规模为 $1500m^3/d$。

天然气处理包括增压、脱硫、脱水脱烃、硫磺回收四个系统，低压气增压规模为 $40\times10^4Nm^3/d$，中压天然气增压规模为 $200\times10^4Nm^3/d$；MDEA 脱硫规模为 $200\times10^4Nm^3/d$；注乙二醇防冻、丙烷制冷脱水脱烃规模为 $200\times10^4Nm^3/d$；硫磺回收规模为 6.5t/d。采出水处理采用高效除油反应沉降工艺，处理规模 $1500m^3/d$，

富源联合站计划在 2023 年建成投产。因此拟建工程采出液先期集输进哈得一联合站，富源联合站 2023 年投产后，富源联合站建成后，切换至拟建富源联合站集中处理。

3.2.6.3 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

(1)基本情况

本项目施工期运营期的井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，设施的中心坐标为北纬。该项目环评文件于 2016 年 11 月 7 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅的批复（新环函[2016]1626 号）。该项目于 2019 年 4 月进行了自主验收。

站址西部由北向南依次为 2 座 10000m^3 生活垃圾填埋池、20000m^3 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m^3 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 10000m^3 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m^3 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 150m^3/d。塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图 3.2-18。

②井下作业废水

钻试修污水处理工艺：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）生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。废水处理工艺具体流程见图 3.2-18。

图 3.2-18　塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站废水处理工艺流程图

(2)依托可行性

本项目运营期的井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，依托可行性分析见见表 3.2-18。

目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站废水环保处理站处理规模为 300m^3/d。本项目运营期井下作业废水产生量为 304.16m^3/a，井下作业废水产生时间分散，需要 3 天全部处理完。

表 3.2-18　塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站依托可行性分析表

名称	设计	拟建工程实施后需求量(m^3)	适应性
井下作业废水（m^3/d）	300	304.16	可以满足果勒东Ⅰ区块井下作业废水处理要求

3.2.6.4 库车畅源生态环保科技有限责任公司

库车畅源生态环保科技有限责任公司在阿克苏地区库车市塔里木乡东北40km处，现有轮西固废场内建有轮西6万吨/年HW08类危险废弃物及磺化泥浆处置项目，站址中心坐标为。

该项目选用焚烧工艺对含油污泥及磺化泥浆废弃物进行处理，这种工艺对多种有害物质去除效果良好，且经焚烧后还原土含油率低于0.45%，可满足当前环保要求。同时焚烧工艺亦将产生较严重的二次污染，包括焚烧烟气、飞灰等二次污染物。焚烧烟气采用“SNCR脱硝+半干急冷塔+活性炭吸附+石灰吸附+布袋除尘器+除酸塔”工艺进行净化处理，飞灰等危废采用罐装储存并定期送危废处置单位库车红狮水泥有限公司进行处理。

固体废物接受和贮存流程见图3.2-19。

3.2.6.5 沙雅县兴雅污水处理厂

（1）基本情况

沙雅县兴雅污水处理厂位于沙雅县城西南方向10km处。

（2）工艺及规模

沙雅县兴雅污水处理厂分一期、二期工程。

沙雅县污水厂一期工程2010年建成投用，处理规模2万m^3/d，生活污水与工业废水混合处理，工艺采用水解酸化+好氧+混凝沉淀工艺，出水达到城镇污水二级排放标准。

二期工程于2018年8月投入使用，处理规模2万m^3/d，生活污水与工业废水混合处理，工艺采用MBBR工艺。两期出水达到城镇污水排放标准二级标准。沙雅县兴雅污水处理厂接纳废水主要为沙雅县城生活污水及沙雅县循环经济工业园区工业废水及生活污水。

2019年6月实施了沙雅县兴雅污水处理厂提标改造工程，出水水质按照《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准设计，提标改造

工程在2020年7月已完成建设，目前正在开展调试及竣工验收工作。处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准后，暂存于储污库，出水用于下游万亩生态林灌溉。

（3）依托可行性分析

目前，沙雅县兴雅污水处理厂实际处理规模为1.7~1.8万m^3/d，目前剩余能力约为2000-3000m^3/d。本项目施工期钻井队的生活污水最大产生量为4.8m^3/d（1.66万m^3/施工期），需要6天可以处理完，因此本项目施工期钻井队的生活污水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理，是可行的。

3.2.6.6 沙雅县生活垃圾填埋场

（1）基本情况

沙雅县生活垃圾填埋场位于沙雅县城南部，距离县城约7km依托堡镇西北面，海楼乡阿克拜勒村西南约2km的盐碱地带。沙雅县生活垃圾填埋场2009年8月开工建设，2010年9月27日建成并投入运营，采用卫生填埋处理工艺，2018年4月通过竣工环保验收。

（2）工艺及规模

沙雅县生活垃圾填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等。日处理规模 90t/d，设计总库容约135万立方米，实际有效库容为108万立方米，目前已经使用库容32万立方米，剩余库容可以容纳本项目的施工期钻井队的生活垃圾。

（3）依托可行性分析

本项目施工期钻井队的生活垃圾依托沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约135万立方米，实际有效库容为108万立方米，目前已经使用库容32万立方米，余下库容为76万立方米。本项目施工期钻井队的生活垃圾产生量为103.5t，统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋是可行的。

3.3 工程分析

3.3.1 施工期工程分析

施工期工程建设内容包括地面工程三部分。

3.3.1.1 站场建设

拟建工程新建采油井场 28 座，新建集油计量阀组站 2 座，新建果勒东 I 计转站 1 座，在满深清管站内和满深计转站内扩建装置。施工期内容主要为设备安装及站场内管线连接。

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，清除临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装、水泥基础等，收集后统一送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场填埋处理。

建设过程及产污环节见图 3.3-1 所示。

图 3.3-31　　地面工程建设过程及产物环节示意图

3.3.1.2 管线敷设

拟建工程管道施工方案内容主要为集输管线建设、通信光缆敷设及井场、站场配套设备安装，其中集输管线和通信光缆同沟并行敷设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-2。

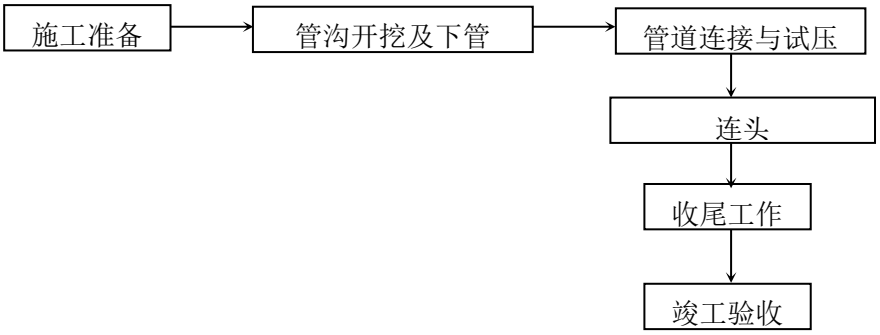


图 3.3-2　　管道工程施工阶段工艺流程图

(1)施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间输油气干线沿线设置施工便道，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。

(2)管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物 。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为 1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

管线施工作业带宽度为 8m，管线埋深为 1.2m。

(3)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。

(4)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。

(5)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。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整。

拟建工程施工期污染源及治理措施一览表见表 3.3-1。

表 3.3-1　　拟建工程施工期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G2	施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气	粉尘	间歇	洒水降尘、
废水	W2	管道试压废水	SS	间歇	用于场区降尘
噪声	N1	施工机械	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S1	弃土弃渣	--	间歇	

3.3.2 运营期工程分析

拟建工程工艺流程主要包括油气开采及集输，工艺流程主要为采油(含气)、支线输送、计量分离、干线输送等。

3.3.2.1 油气开采工艺

拟建工程采用自喷采油方式，井口出液(20MPa～48MPa，40℃)通过油嘴套节流(5.5MPa 以下，25～30℃)，通过集输管道输送至集油计量阀组站(再经集油支线输送至新建计转站)或计转站。井场预留电磁加热器接口、预留清防蜡剂加药接口。井场工艺流程见图 3.3-3。

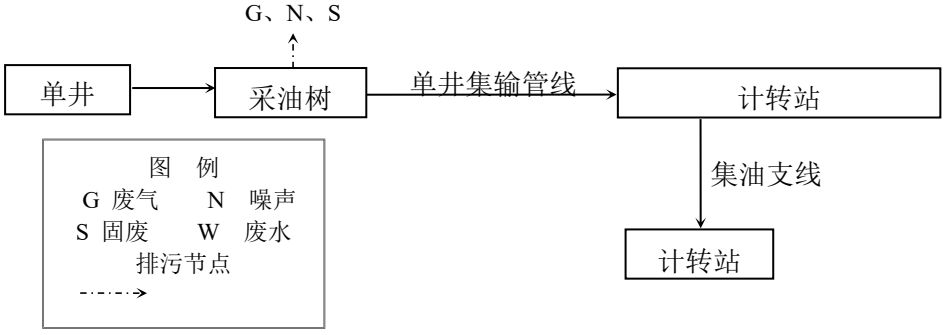


图 3.3-3　　井场工艺流程图

单井油气开采期间废气污染源主要为井场采油树阀门泄露形成的无组织挥发性有机废气，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；废水污染源主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采油树噪声，采取基础减振措施；固体废物主要为开采过程产生的油泥(砂)，定期收集后送有资质的处置单位妥善处理。

3.3.2.2 集输计量工艺

本项目油气集输沿用二级布站的密闭集输工艺。

因个别井距离计转站较近，油气集输沿用二级布站（即井口→计转站→联合站），单井及计转站均采用不加热输送，采出液密密闭集输进计转站处理后，油气分输至联合站。

(2)计转站工艺流程

井口来气液（温度 20℃，压力 3.0MPa）首先进入计转站 8 井式集油阀组，需要计量单井选井进入中压计量分离器橇完成计量和分离，分离后油气汇合在一起与未计量单井来气液混合进生产分离器进口主管，与各单井气液混合进入生产分离器（温度 19℃，压力 4MPa，油 400t/d，气 $30\times10^4Nm^3/d$），气液在生产分离器实现气液分离。

计转站工艺流程见图 3.3-4。

图 3.3-4　　计转站工艺流程图

计转站集输过程中废气污染源主要为加热炉燃气烟气、阀组泄露形成的无组织挥发性有机废气，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；噪声污染源主要为泵类噪声，采取基础减振的降噪措施；固体废物主要为清管过程中产生的清管废渣，收集后送有资质的处置单位妥善处理。

拟建工程营运期污染源及治理措施一览表见表 3.3-2。

表 3.3-2　　拟建工程营运期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G1	加热炉烟气	SO_2、NO_x、烟尘	连续	达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)标准表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值
	G2	井场无组织废气	H_2S、非甲烷总烃	连续	定期巡检
废水	W1	采出水	--	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W2	井下作业废水	--	间歇	送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	N1	井场采油树	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减震
	N2	站场泵类		连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S1	油泥(砂)	危险废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S2	清管废渣			

3.3.3 施工期污染源及其防治措施

3.3.3.1 生态环境影响因素分析

生态影响主要体现在老井利用 8 口，2 座计转站、新建集输管线 110.5km；满深清管站内扩建占地 0.07hm^2；新建道路 38.5km。井场、站场、管线和道路建设阶段，占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。本项目选址选线应避让柽柳等植被生长茂密地段。本项目占地情况见表 3.3-3。

表 3.3-3　　工程占地情况一览表 （hm^2）

序号	建设内容	占地性质		总占地面积	说明
		永久	临时		
1	井场	0.96	0	0.96	单井井场永久占地 30×40m，共 8 口
2	1 号计转站	1.62	1.55	3.17	永久占地面积 149m×109m^2，临时占地布设草方格，永久占地外宽 30m
3	2 号计转站	1.38	1.49	2.87	永久占地面积 164m×84m^2，临时占地布设草方格，永久占地外宽 30m
4	满深清管站	0.07	0.23	0.30	扩建占地 26m×26m，临时占地布设草方格，永久占地外 30m
5	集输管线	0	43.3	43.3	管线总计长 110.5km， 单井集输管线 33.5km，管径 DN100-150mm，临时占地扰动范围为 8m； 集油支线和集气支线均为 16.5km，管径 DN200mm，两管同沟敷设，临时占地扰动范围为 10m； 集油干线和集气干线均为 22km，管径 DN250-400mm，同沟敷设，临时占地扰动范围为 12m；
6	道路	21.73	15.4	37.13	道路总计长 38.5km， 干线长 22km，路宽 6.5m； 支线长 16.5km，路宽 4.5m； 临时占地布设草方格，道路两侧各 2m，共 4m
7	临时生活区	0	0.3	0.3	每座计转站集中设置一座临时生活区，共设 2 座，每座临时生活区占地为 30m×50m
合计		25.75	62.27	88.02	

本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地 88.02hm^2，永久占地面积 25.75hm^2，临时占地面积 62.27hm^2，占地类型均为荒漠。

3.3.3.2 大气污染物

施工期废气污染主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气。

3.3.3.2.1 施工机械及运输车辆尾气

施工机械和运输车辆使用柴油作为燃料将产生燃烧废气，尾气中的主要污染物为烃类、CO 和 NO_X，排放量较少。

3.3.3.2.2 施工扬尘

施工扬尘主要来自站场、道路和管线的土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放等以及施工车辆运输产生的扬尘。

3.3.3.3 废水

本项目的废水有生产废水和生活废水。

3.3.3.3.1 生产废水

生产废水主要为管道试压废水。

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地四周洒水抑尘。产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 110.5km，试压废水为 276m³。

3.3.3.2.2 生活污水

本项目的生活废水地面工程的施工人员产生的生活污水。

地面工程施工人数为 30 人，施工期为 60 天，按每人每天生活用水量按 100L/人·d 计，施工人员的生活用水量为 3m³/d，生活污水最大产生量为 2.4m³/d（144m³/施工期）。地面工程生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，地面工程结束后拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处置。

3.3.3.3 固体废物

施工期固体废物主要为施工弃土弃渣和施工人员生活垃圾。

3.3.3.3.1 施工弃土弃渣

本项目老井利用 8 口，2 座计转站、新建集输管线 110.5km（考虑同沟敷设，有效长度为 72km，单井管沟挖深 1.4m，沟底宽 1.5m，计转站集输干线管沟挖深 1.7m，沟底宽 2.6m）；满深清管站内扩建占地 0.07hm²；新建道路 38.5km，预计本项目挖方量约为 140.1 万 m³，外借土石方量（砂石料）10.86 万 m³，填方总量为 150.96 万 m³，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场及道路施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本项目土石方平衡表见下表 3.3-4。

表 3.3-4　工程土石方平衡表　　单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	24.7	0	0	0	24.7	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	24.7	24.7	①	0		0	/	0	/
③	管线	97.24	97.24	0	0	0		0	/	0	/
④	道路	18.16	29.02	10.86	外运	6.62	②	10.86	料场	0	/
	合计	140.1	150.96	35.56	0	24.7		10.86	/	0	/

3.3.3.3.2 生活垃圾

施工期地面工程施工人员产生活垃圾按每人每天产生0.5kg计，地面工程（60天）的生活垃圾产生量为0.015t/d（0.9t/施工期），统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

3.3.3.4 噪声

施工过程中的噪声源分别为施工机械噪声和运输车辆噪声，声压级一般在75～105dB(A)。详见表3.3-5。

表3.3-5　　施工期主要设备噪声源强　　单位：dB(A)

序号	地点	设备	噪声级
1	井场、站场	运输车辆	75
2		挖掘机	92
3		推土机	90
4		混凝土搅拌机	95
5		微型混凝土翻斗车	90

3.3.3.5 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总情况下表3.3-6。

表3.3-6　本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	站场、管线、道路	施工场地	TSP、SO_2、NO_x等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	站场、管线、道路	管道试压废水	SS	276m^3	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
	生活污水	施工人员	COD、BOD_5、氨氮	144m^3	地面工程生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，地面工程结束后拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处置。
固体废物	弃土弃渣	施工场地	/	0	回填至挖方处或回填至周边低洼场地
	生活垃圾	施工人员	/	0.9t	沙雅县生活垃圾填埋场填埋
噪声	站场、管线、道路	施工机械、运输车辆	/	85~100dB(A)	加强施工管理

3.3.4 营运期污染源及其防治措施

3.3.4.1 废气污染源及其治理措施

3.3.4.1.1 果勒东 I 计转站加热炉有组织废气及其治理措施

运营期果勒东 I 区 1 号计转站油气分离加热采用 2 台 350KW 加热炉，燃料为干气（处理后的返输天然气，基本不含硫），烟囱高度为 8m。根据现场调查，单台加热炉日最大用气量 750m³（24.75 万 m³/a），年使用天数为 330d（7920h），根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中工业废气量排放系数，见表 3.3-10。燃料为干气，实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放以《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准中颗粒物的标准浓度限值进行核算，加热炉污染物排放情况详见表 3.3-7。

表 3.3-7　工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87	直排	15.87

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。燃料中含硫量（S）为 200 毫克/立方米，则 S=200。

果勒东 I 计转站的加热炉烟气排放总量为 533 万 m³/a，排放 SO_2 0.2t/a、NO_X 0.79t/a、烟尘 0.11t/a，浓度分别为：烟尘：20mg/m³，SO_2：37.12mg/m³，NO_X：147.28mg/m³，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO_2：50mg/m³，烟尘：20mg/m³，NO_X：200mg/m³）。加热炉排放的烟气情况一览表详见表 3.3-8。

表 3.3-8　果勒东 I 计转站的加热炉排放的烟气情况一览表

污染物 / 污染源	燃气量	烟气量	主要污染物排放情况					
	万 m³/a	万 m³/a	烟尘		NOx		SO_2	
			mg/m³	t/a	mg/m³	t/a	mg/m³	t/a
单台加热炉	24.75	267	20	0.053	147.28	0.39	37.12	0.099
2 台加热炉	49.5	533	20	0.11	147.28	0.79	37.12	0.2
标准限值	/	/	20	/	200	/	50	/

3.3.4.1.2 无组织废气气污染源及其治理措施

本项目运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中井场和站场挥发少量的烃类及硫化氢。

（1）无组织排放非甲烷总烃

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。

根据本项目的油藏性质、油气比（490m^3）和最大产能年的采出液含水率（4.68%），来核算采出液和伴生气中的总挥发性有机物质的量。

单座井场和计转站的源强核算过程：

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏相关附录—平均排放系数法计算本工程产生的无组织泄漏量。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{甲烷}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中：

e_{toc}　　某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A　　某类密封点排放系数；（见表 3.3-9。每个阀门、每个法兰分别取 10 个密封点）

WF_{TOC} 物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 93%）

W_F 甲烷 物料流中甲烷的平均质量分数，最大取 26%；

N　　某类密封点的个数

计算 VOCs 的排放速率：

$$e_{TOCs} = e_{TOC} \times \frac{WF_{TOCs}}{WF_{TOC}}$$

式中：

e_{VOCS}　　物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC}　　物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCS}　物料流中 VOCs 的平均质量分数；（本次评价按保守估计的原则，将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs，$WF_{VOCS} = WF_{TOC}$）

WF_{TOC}　物料流中 TOC 的平均质量分数；

本工程无组织废气源强一览表见表 3.3-9 。

表 3.3-9　　设备与管线组件 FA,i 取值参数表

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
阀	气体	0.0268
	轻液体	0.0109
	重液体	0.00023
泵 [d]	轻液体	0.114
	重液体	0.021
压缩机	气体	0.636
泄压设备	气体	0.16
法兰、连接件	所有	0.00025
开口阀或开口管线	所有	0.0023
采样连接系统	所有	0.0150

根据油气水物性参数，项目 $WF_{甲烷}$核算值为 26%，WF_{TOC} 核算值为 93%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-10 所示。

表 3.3-10　　拟建工程各站场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	单座采油井场	阀(重液体)	10	0.00023	0.03	7920	0.235
2		法兰	20	0.00025	0.065	7920	0.51
合计					**0.093**	**-**	**0.75**
8 座井场合计							**6**
1	果勒东Ⅰ区 1 号计转站	阀(重液体)	30	0.00023	0.089	7920	0.706
2		法兰	60	0.00025	0.194	7920	1.535
合计					**0.283**	**-**	**2.24**
1	果勒东Ⅰ区 2 号计	阀(重液体)	30	0.00023	0.089	7920	0.706

2	转站	法兰	60	0.00025	0.194	7920	1.535
合计					**0.283**		**2.24**
总计							**10.48**

经过核算，拟建工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.093kg/h，单座井场年排放量为0.75t/a，8座井场年排放量为6t/a。

经过核算，拟建工程果勒东I区1号计转站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.283kg/h，年排放量为2.24t/a。

经过核算，拟建工程果勒东I区2号计转站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.283kg/h，年排放量为2.24t/a。

本项目的8座井场和两座计转站合计非甲烷总烃排放量为10.48t/a。

（2）无组织排放 H_2S

无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按0.0001kg/h考虑。按年有效工作时间7920h计算，单座井场硫化氢年排放量为0.0008t/a。

拟建工程果勒东I区1号计转站无组织废气中硫化氢排放量类比果勒西计转站，排放速率按0.0002kg/h考虑。按年有效工作时间7920h计算，硫化氢年排放量为0.0016t/a。

拟建工程果勒东I区2号计转站无组织废气中硫化氢排放量同果勒东I区1号计转站，排放速率按0.0002kg/h考虑。按年有效工作时间7920h计算，硫化氢年排放量为0.0016t/a。

拟建工程各站场无组织废气硫化氢核算一览表详见表3.3-11。

表3.3-11　　拟建工程各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	单座采油井场	0.0001	7920	0.0008
	8座采油井场合计			0.0064
2	果勒东I区1号计转站	0.0002	7920	0.0016
3	果勒东I区2号计转站	0.0002	7920	0.0016
	合计			0.0096

通过上表可知，本项目的8座井场和两座计转站合计非甲烷总烃排放量为0.0096t/a。

3.3.4.2 废水污染源及其治理措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

3.3.4.2.1 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，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，井下作业一般每 2 年进行 1 次。根据《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排（产）污系数清单》（公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-12），计算洗井废水的产生量，计算结果见表 3.3-13 所示。

表 3.3-12　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	g/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	g/井次-产品	17645	回收回注	0

表 3.3-13　　井下作业废水废水量及污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数	污染物产生量（t/a）
工业废水量	76.04 t/井次-产品	304.16
化学需氧量	104525.3g/井次-产品	0.42
石油类	17645 g/井次-产品	0.07

井下作业废水一次性产生量为 304.16 t/a，送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.4.2.2 采出水

根据产能预测指标，本项目 8 口井采出水最大产水量约 21m³/d（0.75 万 m³/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.33t、33.75t、0.52t、0.0011t。

拟建工程采出水随采出液一起进入联合站处理，近期依托哈得一联合站的污水处理站处理，远期依托富源联合站的污水处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注油层。

拟建工程营运期井场废水产生情况见表 3.3-14。

表 3.3-14　　拟建工程营运期井场废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量(m^3/a)	排放量(t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W1	采出水	7500	0	石油类、SS	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W2	井下作业废水	304.16	0	石油类、SS、COD	间歇	送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理

3.3.4.3 噪声污染源及其治理措施

运营期间的噪声源主要为井场抽油机和井下作业机械、果勒东 I 区 1 号计转站、果勒东 I 区 2 号计转站、罐车和巡检车辆等，噪声值为 70-120dB（A），噪声排放情况见表 3.3-15。

表 3.3-15　　运营期噪声排放情况

噪声源名称			声功率级[dB（A）]	噪声特性	排放规律	备注
正常工况	单井井场	抽油机	75～80	机械	连续	单台噪声
	果勒东 I 区 1 号计转站	转油泵（2 台）	70	机械	连续	单台噪声
	果勒东 I 区 2 号计转站	转油泵（2 台）	70	机械	连续	单台噪声
	交通噪声	罐车、巡检车辆	60～90	机械	间歇	/
非正常工况	单井井场	井下作业（压裂、修井等）	80～120	机械	间歇	单台声源

3.3.4.4 固体废物及其治理措施

拟建工程营运期产生的固体废物主要为油泥(砂)、落地原油和清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，油泥(砂)和清管废渣、落地原油均属于危险废物，桶装收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.3-31。

（1）油泥（砂）

油泥砂主要为联合站的污水处理系统或沉降油罐、拉油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本工程运营后，原油及采出水依托联合站进行处理，故联合站原油及污水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根

据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为1.5~2.2t/万t采出液，本项目以采出液16.05×10⁴t/a计算，油泥（砂）最大产生量为35.31t/a。本项目产生的油泥（砂）委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。

（2）清管废渣

集输管线每2-4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，本工程新建集输管线共计110.5km，每次废渣量约0.13t（300kg）。清管废渣中含有少量管道中的油，属于危险废物（HW08）（071-001-08），交由库车畅源生态环保科技有限责任公司转运处置。

（3）落地原油

落地原油主要产生于油井采油（气）树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.1t/a计算，本项目运行后落地油产生量约0.8t/a，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。

根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油拉运至联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

（4）生活垃圾

运营期工作人员由油区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本项目营运期危险废物产排污统计表详见表3.3-16。

表3.3-16　拟建工程营运期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	油泥(砂)	HW08	071-001-08	35.31	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、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.13	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2年1次	T，I	
3	落地原油	HW08	071-001-08	0.8	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	固态	油类物质	油类物质	/	T，I	

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-17。

表 3.3-17　　运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
油气集输	有组织	SO_2	0.2t/a	0.2t/a	大气
		NO_X	0.79t/a	0.79t/a	
		烟尘	0.11t/a	0.11t/a	
	无组织排放	烃类	10.48t/a	10.48t/a	
		硫化氢	0.0096t/a	0.0096t/a	
采出水		采出水量	0.75 万 t/a	0	采出水富源联合站 2023 年投产前进入哈得一联合站污水处理系统，富源联合站 2023 年投产后，进入富源联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层
		SS	0.332t/a	0	
		COD	33.75t/a	0	
		石油类	0.52t/a	0	
		挥发酚	0.0011t/a	0	
井下作业废水		井下作业废水量	304.16t/a	0	罐车拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理
		COD	0.42t	0	
		石油类	0.07t	0	
油泥（砂）		石油类	35.31t/a	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。
落地原油		石油类	0.8t/a	0	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收
清管废渣		石油类	0.13t/a	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。

3.2.4.6 污染物排放三本账

本项目位于富满油田果勒东 I 区块，均未进行大规模开发。该区已经开展的环评工作为《富满油田满深－果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》，目前处于环评阶段。

富满油田果勒 I 区块目前有 9 口井正在开钻（满深 501H、满深 502H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6、ManS5-H8、满深 5、满深 7），除 ManS5-H8 井外，其余 8 口井为本项目的工程内容。

本项目引用《富满油田满深－果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》的污染物排放数据，作为果勒东Ⅰ区块现有工程（已建工程+在建工程）的污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本账”核算。

通过建设单位提供的资料可知，富满油田满深－果勒东区块初步开发方案中的果勒东计转站的 2 台 1000kw 的加热炉，并没有建设，变更为本项目的果勒东Ⅰ区 1 号计转站的 2 台 350kw 的加热炉，因此现有工程无 SO_2 和 NOx 的排放，见表 3.3-18。

表 3.3-18　运营期主要污染物排放变化情况表

项目 / 类别	单位	现有工程		本工程		总体工程		
		产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老”消减量	排放量	增减量
一、废气								
SO_2	t/a	0	0	0.2	0.2	0	0.2	+0.2
NOx	t/a	0	0	0.79	0.79	0	0.79	+0.79
VOCs	t/a	41.79	41.79	10.48	10.48	0	52.27	+10.48
H_2S	t/a	0.062	0.062	0.0096	0.0096	0	0.0716	+0.0096
二、废水								
采出水	万 t/a	2.33	0	0.75	0	0	0	0
作业废水	m^3/a	1065	0	304.16	0	0	0	0
三、固废								
油泥（砂）	t/a	97.06	0	35.31	0	0	0	0
落地原油	t/a	2.8	0	0.8	0	0	0	0
清管废渣	t/a	0.3	0	0.13	0	0	0	0

3.4 清洁生产水平分析

本项目隶属塔里木油田分公司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）》，对哈得油气开发部清洁生产水平作出评价。

3.4.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

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

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核富满油田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3.5-1。

表 3.5-1　　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	实际值	审核后得分
（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	≥60	0
		油井采出气回收利用率	%	10	≥60	≥60	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	达标	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100，乙类区：≤150	达标	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	≥60	7.5
		油井采出气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	达标	7.5

定性指标								
一级指标	权重值	二级指标					指标分值	审核后得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	井筒设施完好	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	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	5
（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	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	12
		制订节能减排工作计划					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：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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，得出该企业的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；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-2。

表 3.5-2　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后本项目综合评价指数为 90.8，因此哈得油气开发部属于清洁生产企业。

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

3.4.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

（5）加强放空天然气回收研究工作。

（6）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。

因此哈得油气开发部在今后的生产过程中，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哈得油气开发部的管理制度当中，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。

本项目原油产能的清洁生产指标选用《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）进行分析。本项目在原油集输、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国内先进技术，能源消耗低。在废物回收利用指标中，落地原油回收率为100%。修井作业过程中在生产工艺与装备要求方面，具备防喷措施、防溢措施、井下作业废水回收设施。对比《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行），清洁生产企业等级为清洁生产企业。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制

方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本项目新建 3 台加热炉（锅炉），主要废气污染物为加热炉燃气废气中的二氧化硫和氮氧化物和油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本项目总量控制因子：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

由于开发期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对开发期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

①SO_2、NO_x

根据 3.3.4.1 节废气污染源计算结果，本次评价建议本项目加热炉的总量控制指标为 SO_2：0.2t/a，NO_X：0.79 t/a。

②非甲烷总烃

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本项目而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本项目建议总量控制指标为非甲烷总烃，本项目油气集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）无组织排放量估算为 10.48t/a。

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

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

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

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；

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

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

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，西北距离沙雅县哈德墩镇哈得墩村45km，果勒东Ⅰ区块内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，项目占地为沙地。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于和新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土保持措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的油气采用密闭集输至联合站处理系统处理后外输。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤

炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；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到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水、采出液、天然气富源联合站2023年投产前由哈得一联合站处理，富源联合站2023年投产后，由富源联合站处理；井下作业时带罐作业，依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处置，落地油100%回收，产生油泥（砂）等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

第四十四条：矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发

[2020]142 号)转发了（环 办环评函[2019]910 号）的内容。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.7-1。

表 3.7-1 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目富满油田果勒东Ⅰ区块产能项目，属于区块开发，工程方案共部署 8 口油井；新建计转站 2 座，建成投产后，原油最大产能 15.3×10^4t/a，天然气最大产能为 0.75 亿 m^3/a，报告书进行了产能项目环境影响评价。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目采出水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，回注到现役油藏；本项目环评中包括了 8 口钻井液体系相关信息。	符合

续表 3.7-1　与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量 化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目运营期产生的油泥砂为危废，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。	
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本项目天然气含硫量较低，计转转使用的天然气加热炉，使用返排干气，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准各项污染物排放限值。	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析，并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

3.6.6 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发[2020]142 号）符合性分析

本项目与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发[2020]142 号）符合性分析见表 3.7-2。

表 3.7-2　　与“新环环评发[2020]142 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已编制完成富满油田 400 万吨规划，拟开展规划环境影响评价工作。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目富满油田果勒东Ⅰ区块产能项目，属于区块开发，老井利用 8 口，新建 2 座计转站、新建集输管线 110.5km；满深清管站内扩建占地 0.07hm^2；新建道路 38.5km，建成投产后，原油最大产能 15.3×10^{4}t/a，天然气最大产能为 0.75 亿 m^3/a，报告书进行了产能项目环境影响评价。	符合

3.6.7 与《中华人民共和国水土保持法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析见下表 3.7-3。

表 3.7-3　本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条　生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	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），本项目属于沙雅县II_3塔里木河流域重点治理区；本项目环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	根据水土保持方案，针对井场、阀组站、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 18.44hm^2。	符合
第三十九条　国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	根据水土保持方案，针对井场、阀组站、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 18.44hm^2。	符合

3.6.8 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表 3.7-3。

表 3.7-4　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本项目情况	符合情况
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。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了富满油田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	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。	本项目井场、站场选址、管线及道路选线均经过严格论证后确定，项目区位于荒漠，无复垦条件。报告提出井场、站场、管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合
对伴生有 CO_2 气体的油气藏，CO_2 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO_2 气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目伴生气中二氧化碳体积比为3.5%，根据环评单位核实，在石油天然气开发的标准中没有二氧化碳工业综合利用的标准限值，无法达到工业综合利用要求的二氧化碳需要进行处理，本项目伴生气中二氧化碳满足《天然气》GB 17820-2018 中的一类和二类气的外售标准(分别是 3 摩尔分数%、4 摩尔分数%)。	符合
对伴生有 H_2S 气体的油气藏，H_2S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H_2S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目伴生气中 H_2S 体积含量为 0.3%，依托哈得一处理站处理，哈得一联合站的脱硫工艺，采用 MDEA 天然气脱硫工艺+硫磺回收工艺，可以对伴生气中的 H_2S 有效处置。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 能源发展“十三五”规划

国家《能源发展“十三五”规划》中明确，十三五”时期，要夯实油气供应基础,着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度,加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料,提升战略替代保障能力”。本项目属于**油气资源开发项目**，符合国家能源规划。

3.7.2 全国矿产资源规划

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

3.7.3《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纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》第一章加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木**三大**盆地油气勘探开发力度**，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目属于**塔里木盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.4《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、准南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、

煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本项目属于油气开发项目，位于塔里木盆地北端，开发区域位于新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）九个鼓励开采规划区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区。

本项目符合新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）要求。

3.7.5《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本项目所在的**塔里木盆地油气基地**属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）确定的 9 个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

3.7.6《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》提出：“到 2020 年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成

矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为 9 大矿产资源开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的矿产地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。

本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》。

3.7.7 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。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本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。本项目在主体功能区划图中的位置详见图 3.8-1。

图 3.8-1 本项目在主体功能区划图中的位置

3.7.8《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.7.9 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的符合性分析

3.7.9.1 水土保持分区

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县富满油田果勒东Ⅰ区块内，西北距离沙雅县哈德墩镇哈得墩村约 45km，地处塔克拉玛干沙漠北缘，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）。本项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。

（1）全国、自治区水土保持区划中沙雅县划分情况

根据《全国水土保持规划（2015-2030 年）》（国函〔2015〕160 号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为 8 个一级区、40 个二级区、115 个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

沙雅县属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

（2）沙雅县水土保持分区

依托国家三级区划和省级区划，按照县地形地貌、土壤侵蚀、水土保持基础功能等，根据辖区地貌形态和水土流失程度及治理方向的相似性，本次规划采用

地貌类型为主导因素，按照“地理位置+优势地貌类型+主导基础功能”三因素命名法，依据区内相似性和区间差异性原则，将沙雅县划分为渭干河下游绿洲农田防护区（I区）；塔里木河两岸生态维护区（II区）；南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。沙雅县水土保持分区详见下表。由下表可知，本项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。沙雅县水土保持分区表详见表 3.8-1。

表 3.8-1　　沙雅县水土保持分区表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	沙雅县分区名称	行政范围	面积（km²）
				乡、镇	
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）II	南疆山地盆地区（II-4）	塔里木盆地北部农田防护水源涵养区（II-4-1nh）	渭干河下游绿洲农田防护区（I区）	沙雅镇、托依堡勒镇*、红旗镇、英买里镇、海楼镇、努尔巴格乡、央塔协海尔乡*、古勒巴格镇	880
			塔里木河两岸生态维护区（II区）	托依堡勒镇*、央塔协海尔乡*、塔里木乡，盖孜库木乡、塔河管委会、哈德墩镇	5363
			南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）	沙雅县直辖	25605.17

注：标*镇表示涉及该镇部分行政区面积。

3、南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）

⑴基本情况

该区位于县境南部，东连巴音郭楞蒙古自治州的尉犁、且末两县，西靠阿克苏市，南接和田地区的民丰、于田、策勒三县，北面直抵哈德墩镇、古勒巴格镇、海楼镇、塔河管委会的南部边界。总面积约 25605.17km²。该区属于塔克拉玛干大沙漠的一部分，区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。区内盛行北风，全年大风日数在 20 天以上。因为没有水源和耕作土壤存在，再加上自然条件极其恶劣，所以就农业生产而言，该区暂无利用价值。

⑵主要问题

该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%，区内全年大风日数在 20 天以上，盛行风向为北风。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。

⑶治理措施

①保护好现有荒漠植被，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。

3.7.9.2 水土流失治理分区

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），沙雅县不涉及国家级水土流失重点防治区，本项目属于新疆维吾尔自治区级沙雅县II_3塔里木河流域重点治理区，详见下表 3.8-2。

表 3.8-2　新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

Ⅰ重点预防区		
I_2塔里木和中上游重点预防区	阿克苏地区	沙雅县
Ⅱ重点治理区		
II_3塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、新和县、**沙雅县**、库车县

3.7.9.3 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的符合性分析

管理要求包括**“本区域水土保持主要任务是.....防灾减灾和防风固沙，治理规划中包括荒漠化治理”**。本工程选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县水土保持规划（2020-2030 年）》和《开发建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）要求，但无法避让自治区级塔里木河流域重点治理区，本工程水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。本项目按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，针对站场、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 18.44hm^2。草方格设置原则为：站场四周宽度为 30m，道路两侧各 2m。

3.8 选址选线合理性分析

本项目部署 8 口井的采油（气）工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

项目区占地均在规划的油区内，项目区属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址合理。

3.9“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

本项目位于沙雅县境内果勒东Ⅰ区块内，根据《新疆生态功能区划》，属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。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）和《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本项目区域不在划定的生态保护红线内。本工程与生态保护红线位置关系图见图 2.6-1。

（2）环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目。管道试压废水，试压结束后用于场地抑尘；施工人员生活污水拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。运营期采出水富源联合站 2023 年投产前依托哈得一联合站污水处理系统处理，富源联合站 2023 年投产后，依托富源联合站污水处理系统，均处理达标后回注油藏，井下作业废水集中收集后进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内的处理系统，本项目不新增生活污水，正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。

施工期施工人员产生生活垃圾统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场处理。本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣。油泥（砂）和清管废渣委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收转运处置。回收后的落地原油拉运至联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。因此本项目固废能得到合理规范处置。

项目区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，项目区占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次环评调查显示，项目区域声环境和土壤环境满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。油气集输常温集输，不消化燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目用地性质主要是未利用地（沙地），土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元 159 个，主要

包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。

《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），拟建工程位于富满油田果勒东Ⅰ区块内，属于一般管控单元。

拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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°45′～84°47′，北纬 39°31′～41°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。

富满油田果勒东Ⅰ区块位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，地表主要为沙丘，地面海拔一般在 950～990m 之间。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。工区内交通条件差，外围仅有 314 国道、塔中沙漠公路和 2 条省级公路穿过。

本项目位于果勒东Ⅰ区块内，区块北边界距离沙雅县哈德墩镇哈得墩村西南约，项目地理位置坐标为。

4.1.2 地质构造

富满油田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，见图图 4.1-1。

图 4.1-1 项目区地质构造图

果勒东Ⅰ区块位于富满油田的南部，区块内奥陶系一间房组整体表现为一个向东南倾斜的斜坡，构造海拔范围-6500~-6625m，高差 125m，见图 4.1-2。

图 4.1-2　富满油田果勒东I区块一间房组顶面构造图

4.1.3 地形地貌

沙雅县大致可分为沙漠、塔里木河谷平原、渭干河冲积扇平原三大部分。全境海拔 943～1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，塔里木河自西向东在沙雅县中部偏北横贯全县，将沙雅县分为南北两部分，北部为渭干河冲积扇下游平原区，是沙雅县的农业及人口聚居的地方。面积有 880km^2，占总面积的 2.75%，但宜耕地只占此处面积的很小一部分。在河谷平原里，有重盐渍地 2583km^2，剩余的宜林宜牧面积只有 2212km^2。

项目区地处沙雅县南部的塔克拉玛干沙漠区，位于沙雅县域南部，该沙漠区南北长约 160km，东西宽 170km，总面积为 25605.17km^2，占全县总面积的 80.4%，目前该区处于油气资源开发期。该区除在塔河沿岸的绿色走廊内有少量的农牧业生产活动外，主要为无人沙漠区，该区地形由北向南倾斜，坡降约 1/6000，东西坡降为 1/4000～1/5000。该区地貌为高大沙丘，属塔克拉玛干沙漠的一部分，无人类生存条件，但地下油、气资源丰富，已确定为西气东输的主要气源地之一。已开采勘探的有英 1＃、英 202＃、英 6＃、红旗 101＃、东河 4＃、东河 4 排、哈德四油田、富满油田等。地表的沙丘多呈新月形，依风向呈鱼鳞式排列，凸出部分多在迎风的北及东方向。固定或半固定沙丘的岩性以灰、灰黄粉细砂为主，分选性较好，结构松散，矿物成分以石英、云母为主。

4.1.4 水文地质

本项目区周围无地表水体，果勒东区块北边界距离塔里木河哈德墩镇哈得墩村断面距离为 45km。沙雅县境内主要河流有渭干河和塔里木河。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 22.46×10^{9}m^3，沙雅县按 39.5%分水，实际水量为 8.87×10^{9}m^3，灌溉面积为 44840km^2。

距离本项目最近的塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为

HSO_4·Cl-Ca·Mg·Na 为主，矿化度枯水期最大。

沙漠区地下水的补给主要来源于南部冲洪积平原区的地下水侧向径流补给。由于评价区外南部的河流径流量小，流程短，在一般年份难以到达沙漠腹地便渗失殆尽，故地表水渗入补给在该区内几乎不存在。大气降水和凝结水由于水量有限，一般情况下也无法对该区地下水形成有意义的补给。但 5-8 月间偶尔出现降水量大于 5mm 的较大降雨，对丘间洼地浅埋带地下水有微弱的补给作用。

4.1.5 气候、气象

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

表 4.1-1　　沙雅县主要气象要素表

序号	项目	单位	数值
1	平均气温	℃	11.4
2	最热月平均气温	℃	—
3	最冷月平均气温	℃	—
4	历年极端最高气温	℃	41.2
5	历年极端最低气温	℃	-24.2
6	年主导风向	—	NE
7	最大风速极限	m/s	28.0
8	静风频率平均值	%	—
9	年降雨量	mm	—
10	年平均风速	m/s	1.37
11	年平均降水量	mm	47.3
12	年均相对湿度	%	49
13	年平均大气压	hPa	956.5
14	年均蒸发量	mm	2044.6
15	最大冻土深度	m	0.77
16	年平均日照时数	h	—
17	年平均逆温层高度	m	—
18	历年平均雷暴日数	d	—

4.2 生态环境现状调查与评价

果勒东Ⅰ区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，地表主要为沙丘，地面海拔一般在 950～990m 之间。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于 IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区、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，详见图 4.2-1 本项目在生态功能区划图中的位置。

本区域主要敏感因子为土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠景观、风沙源地、油气资源开发。适宜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。主要的生态问题是：风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染。

4.2.2 土地利用现状

据 TM 遥感影像解译结果，区域土地利用现状见图 4.2-2。

从图中可以看到，本项目所在区域土地利用类型均为未利用土地中的沙地，土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

图 4.2-1 本项目在生态功能区划图中的位置

图 4.2-2　本项目评价范围内土地利用现状图

4.2.3 土地沙化现状

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 19615.9km^2，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 283963km^2，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。

沙雅县属于自治区级塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，沙雅县水土流失主要为风力侵蚀，中度侵蚀比例占 95.14%，主要侵蚀土地利用类型为沙地。

本工程位于沙雅县境内的果勒东Ⅰ区块。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)，项目所在区域属于新疆自治区级水土流失塔里木流域重点治理区。根据评价区土地利用现状，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地沙化现状。项目区域地处塔克拉玛干沙漠北缘，地表主要为沙丘，区域土地利用类型为沙地，地表基本无植被生长。

4.2.4 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落，但区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。项目区占地范围内无植被分布，见图 4.2-2 植被类型分布图。区域主要植物种类见表 4.2-2。

表 4.2-2　　区域主要植物种类

中文名	学 名
沙生柽柳	Tamarix taklamakanensis
芦苇	Phragmites australis

4.2.5 野生动物现状调查

塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 11 种，其中爬行类 4

种，哺乳动物 5 种，鸟类 2 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-3。

野生动物的区域分布规律：在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉羚等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。塔里木兔为国家二级保护动物，白尾地鸦是我国新疆的独有物种，目前的数量已不足 7000 只，虽然在我国仍未被纳入国家和地区的野生动物保护名录中，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，国家和地方保护动物较少，主要是有爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等。**项目区生态评价范围内无大型哺乳类动物分布。**

表 4.2-3　　评价区野生动物种类及遇见频度

中文名	学名留特征	居留特征	遇见频度
爬行类			
新疆沙蜥	Agama stloizkana		-
叶城沙蜥	Phrynocephalus axillaries		+
密点麻蜥	Eremias multiocellata		+
荒漠麻蜥	Eremias przewalskii		++
鸟类			
鸢	Milvus korschun	R	+
白尾地鸦	Podoces hendersoni	R	+
长耳跳鼠	Euchoreutes naso		++
毛脚跳鼠	Dipus sagitta		+++
科氏三趾跳鼠	Phodopus roborovskii		+
子午沙鼠	Meriones meridianus		+++
塔里木兔	Lepus yarkandensis		

注：（1）R---留鸟　B---繁殖鸟

（2）-偶见种类　+ 一般种类　++ 常见种类　+++ 多见种类

4.2.6 生态环境现状小结

本工程区位于塔克拉玛干沙漠北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较

为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

图 4.2-3 本项目评价范围内植被利用现状图

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

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 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1　　区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m³	μg/m³		
SO_2	年平均	7	60	11.7	达标
NO_2	年平均	28	40	70	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1000	4000	25	达标
O_3	第 90 百分位数日平均	90	160	56.3	达标
$PM_{2.5}$	年平均	60	35	171.4	超标
PM_{10}	年平均	198	70	282.9	超标

注：监测数值中 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O_3 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O_3 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2020 年项目所在地阿克苏地区 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)对项目区环境空气中特征污染物进行了监测，监测时间为 2021 年 6 月 28 日~2021 年 7 月 4 日。

监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m³

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段

（2）监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

（3）监测时间及频次

（4）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

图 4.3-1 工程区监测布点图

表 4.3-3 大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m³）
1	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

（5）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2000μg/m³ 作为环境质量标准限值；H_2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。

（6）评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：P_i—污染物 i 的占标率；

C_i—污染物 i 的实测浓度，μg/m³；

C_{0i}—污染物 i 的评价标准，μg/m³。

（7）监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 非甲烷总烃监测结果统计一览表 单位：μg/m³

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行现场监测。

4.4.1 监测点布设

本次布设 2 个噪声监测点位，在 ManS501-H1 和果勒东Ⅰ区 1 号计转站。监

测工作由新疆新环监测检测研究院(有限公司)完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 7 月 2 日~7 月 3 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.6 监测结果

监测结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1　　声环境现状监测统计结果一览表

监测时间	监测点	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况

4.4.7 评价结果

从表 4.4-1 可以看出，ManS501-H1 果勒东Ⅰ区 1 号计转站昼间噪声值在 44~45.7dB(A)之间，夜间噪声值在 41.6~43.4dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.5 地下水环境现状调查与评价

4.5.1 地下水环境现状调查

4.5.1.1 调查方法

项目区地处塔克拉玛干沙漠北缘，地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深 1.43~5.13m，含水层岩性为第四系细砂。根据现场调查，项目区周边人工开采水井分布数量极少，本次评价从实际出发，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》（新疆地质工程勘察院 2018）中地下水监测井数据，监测对象为潜水。

4.5.1.2 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。本项目所在区域地下水类型为孔隙水。根据项目区综合水文地质图可知，本项目区位于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，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。本项目所引用的地下水监测井，位于项目区地下水径流上中下游，与本项目所在地属于同一水文地质单元，监测数据具有代表性、时效性。

本次环评地下水环境质量现状监测共引用 5 个地下水监测点，分别是 MS1、MS2、MS3、GL10、GL12。地下水监测点情况表 4.5-1、点位见图 4.3-1 所示。

表 4.5-1　　本项目地下水监测点情况统计表

监测点位置	坐标	代表性	监测对象

4.5.1.3 监测时间及频率

监测时间为 2018 年 9 月，均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.5.1.4 监测项目及分析方法

（1）监测项目

基本水质因子：pH、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（Cr^{6+}）、总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体（TDS）、高锰酸盐指数（COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、硫酸盐、氯化物。

特征因子：挥发性酚类、石油类。

（2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表

序号	项目	分析方法	检出限	方法来源
1	pH	玻璃电极法	0-14	GB/T5750.4-2006
2	氨氮/N/(mg/L)	纳氏试剂分光光度法	0.1	GB/T5750.5-2006
3	硝酸盐/N/(mg/L)	紫外分光光度法	0.1	GB/T5750.5-2006
4	亚硝酸盐/N/(mg/L)	重氮偶合分光光度法	0.001	GB/T5750.5-2006
5	挥发性酚类/苯酚/(mg/L)	4-氨基安替吡啉直接分光光度法	0.002	GB/T5750.4-2006
6	氰化物/(mg/L)	异烟酸-巴比妥酸分光光度法	0.01	GB/T5750.5-2006
7	砷/(mg/L)	氢化物原子荧光法	0.005	GB/T5750.6-2006
8	汞/(mg/L)	原子荧光法	0.0001	GB/T5750.6-2006
9	铬(Cr^{6+})/(mg/L)	二苯碳酰二肼分光光度法	0.005	GB/T5750.6-2006
10	总硬度/$CaCO_3$/(mg/L)	乙二胺四乙酸二钠滴定法	0.1	GB/T5750.4-2006
11	铅/(mg/L)	氢化物原子荧光法	0.01	GB/T5750.6-2006
12	氟化物/(mg/L)	离子选择电极法	0.1	GB/T5750.5-2006
13	镉/(mg/L)	火焰原子吸收分光光度法	0.003	GB/T5750.6-2006
14	铁/(mg/L)	二氮杂菲分光光度法	0.05	GB/T5750.6-2006
15	锰/(mg/L)	原子吸收分光光度法	0.05	GB/T5750.6-2006
16	TDS/(mg/L)	称量法	0.1	GB/T5750.4-2006
17	耗氧量 COD_{Mn}/O_2/(mg/L)	高锰酸钾滴定法	0.1	GB/T5750.7-2006
18	硫酸盐/(mg/L)	乙二胺四乙酸二钠-钡滴定法测定硫酸根	0.1	DZ/T0064.64-93
19	氯化物/(mg/L)	硝酸银容量法	0.1	GB/T5750.5-2006
20	石油类/(mg/L)	紫外分光光度法	0.05	GB/T5750.7-2006

4.5.2 地下水环境质量现状评价

4.5.2.1 评价标准与评价方法

（1）评价标准

石油类参照《地表水质量标准》（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。

（2）评价方法

评价方法采用单因子指数法。

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，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，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：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

4.5.2.2 监测及评价结果

（1）地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3~4。

表 4.5-3　　地下水现状监测及评价结果单位：mg/L（除 pH 外）

监测项目	III 类标准值	标准值	单位	监测值			对标结果			评价结果		
				D1	D2	D3	Pi D1	Pi D2	Pi D3	D1	D2	D3
1	pH	6.5～8.5	无量纲									
2	NO_3^-	20	mg/L									
3	NO_2^-	1	mg/L									
4	挥发性酚类（以苯酚计）	0.002	mg/L									
5	氰化物	0.050	mg/L									
6	As	0.010	mg/L									
7	Hg	0.001	mg/L									
8	Cr^{6+}	0.050	mg/L									
9	**总硬度**	**450.0**	**mg/L**									
10	Pb	0.010	mg/L									
11	**F^-**	**1**	**mg/L**									
12	Cd	0.005	mg/L									
13	Fe	0.3	mg/L									
14	Mn	0.01	mg/L									
15	**TDS**	**1000**	**mg/L**									
16	COD_{Mn}	3.0	mg/L									
17	**SO_4^{2-}**	**250.0**	**mg/L**									
18	**Cl^-**	**250.0**	**mg/L**									
19	含油量	0.05	mg/L									

注：ND 表示低于方法检出限。

续表 4.5-3　　地下水水质监测及评价结果　单位：mg/L（pH 值除外）

监测项目	III 类标准值	标准值	单位	监测值		对标结果		评价结果	
				D_4	D_5	Pi D_4	Pi D_5	D_4	D_5
1	pH	6.5～8.5	无量纲						
2	NO_3^-	20	mg/L						
3	NO_2^-	1	mg/L						
4	挥发性酚类（以苯酚计）	0.002	mg/L						
5	氰化物	0.050	mg/L						
6	As	0.010	mg/L						
7	Hg	0.001	mg/L						
8	Cr^{6+}	0.050	mg/L						
9	**总硬度**	**450.0**	**mg/L**						
10	Pb	0.010	mg/L						
11	**F^-**	**1**	**mg/L**						
12	C_d	0.005	mg/L						
13	Fe	0.3	mg/L						
14	**Mn**	**0.01**	**mg/L**						
15	**TDS**	**1000**	**mg/L**						
16	COD_{Mn}	3.0	mg/L						
17	**SO_4^{2-}**	**250.0**	**mg/L**						
18	**Cl-**	**250.0**	**mg/L**						
19	含油量	0.05	mg/L						

由表 4.5-3 分析可知，地下水监测结果表明，项目区潜水地下水监测指标中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰等出现不同程度的超标，超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，其它各项地下水监测指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布

项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏

其它的诊断层和诊断特征。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型以流动风沙土为主。见图 4.6-1 项目区评价范围内土壤类型分布图。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生柽柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25～0.1mm 的细砂粒极为主，干沙层自然含水量 0.6～1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。项目区土壤概况见图 4.6-2。

图 4.6-2　项目区土壤概况

图 4.6-1　项目区评价范围内土壤类型分布图

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为I类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点（S2、S3、S4 点），1 个表层样点（S1 点），在占地范围外，评价范围内布设 2 个表层样点（S5、S6 点），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2021 年 6 月 29 日，监测单位为新疆新环监测检测研究院(有限公司)。

4.6.2 土壤现状监测

4.6.2.1 监测点位

项目区占地范围内：3 个柱状样（S2~S4），1 个表层样（表层 S1）；

项目区占地范围外：井场外 200m 范围内共 2 个表层样（S5~S6）。

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-1　　土壤监测点位信息

监测项目		监测点位			监测时间	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	1		1 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子；②特征因子：石油烃
		2		3 个监测点	监测 1 次	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样	特征因子：石油烃
		3					
		4					
	占地范围外	5		2 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：石油烃
		6					

4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2021 年 6 月 29 日。

4.6.2.3 监测因子

土壤监测因子如下：

基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

特征因子：石油烃。

4.6.2.4 评价标准

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

4.6.2.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：C_i——i 污染物的监测值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数

4.6.2.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2、4.6-3。

表 4.6-2　　表层样监测结果统计表　单位：mg/kg　pH 无量纲

序号	污染物项目	监测结果			标准限值（mg/kg）	是否达标
		单位				
1	砷	mg/kg	7.22	0.120	60	达标
2	镉	mg/kg	0.25	0.004	65	达标
3	铜	mg/kg	9	0.001	18000	达标
4	铅	mg/kg	17.3	0.022	800	达标
5	汞	mg/kg	0.181	0.005	38	达标
6	镍	mg/kg	14	0.016	900	达标
7	氯甲烷	mg/kg	＜0.001	＜0.000027	37	达标
8	氯乙烯	mg/kg	＜0.001	＜0.002	0.43	达标
9	1，1-二氯乙烯	mg/kg	＜0.001	＜0.000015	66	达标
10	二氯甲烷	mg/kg	0.0038	0.000006	616	达标
11	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	＜0.0014	＜0.000026	54	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	0.0053	0.001	9	达标
13	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	＜0.0013	＜0.000002	596	达标
14	氯仿	mg/kg	0.0028	0.003	0.9	达标
15	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	＜0.0013	＜0.000002	840	达标
16	四氯化碳	mg/kg	＜0.0013	＜0.000464	2.8	达标
17	苯	mg/kg	0.0029	0.001	4	达标
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	＜0.0013	＜0.000260	5	达标
19	三氯乙烯	mg/kg	＜0.0012	＜0.000429	2.8	达标
20	1,2-二氯丙烷	mg/kg	＜0.0011	＜0.000220	5	达标
21	甲苯	mg/kg	0.0018	0.000002	1200	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	＜0.0012	＜0.000429	2.8	达标
23	四氯乙烯	mg/kg	＜0.0014	＜0.000026	53	达标
24	氯苯	mg/kg	＜0.0012	＜0.000004	270	达标
25	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	＜0.0012	＜0.000120	10	达标
26	乙苯	mg/kg	＜0.0012	＜0.000043	28	达标
27	间，对二甲苯	mg/kg	＜0.0012	＜0.000002	570	达标
28	邻二甲苯	mg/kg	＜0.0012	＜0.000002	640	达标
29	苯乙烯	mg/kg	＜0.0011	＜0.000001	1290	达标
30	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	＜0.0012	＜0.000176	6.8	达标
31	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	＜0.0012	＜0.002	0.5	达标
32	1,4-二氯苯	mg/kg	＜0.0012	＜0.000060	20	达标
33	1,2-二氯苯	mg/kg	＜0.0015	＜0.000003	560	达标
34	萘	mg/kg	＜0.09	＜0.001	70	达标
35	苯并[a]蒽	mg/kg	＜0.1	＜0.007	15	达标
36	䓛	mg/kg	＜0.1	＜0.000077	1293	达标
37	苯并[b]荧蒽	mg/kg	＜0.2	＜0.013	15	达标
38	苯并[k]荧蒽	mg/kg	＜0.1	＜0.001	151	达标
39	苯并[a]芘	mg/kg	＜0.1	＜0.067	1.5	达标
40	二苯并[a，h]蒽	mg/kg	＜0.1	＜0.067	1.5	达标
41	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	＜0.1	＜0.007	15	达标
42	2-氯酚	mg/kg	＜0.06	＜0.000027	2256	达标
43	苯胺	mg/kg	＜0.1	＜0.000385	260	达标
44	硝基苯	mg/kg	＜0.09	＜0.001	76	达标

45	六价铬	mg/kg	＜0.5	＜0.088	5.7	达标
46	石油烃	mg/kg	＜6	＜0.001	4500	达标

表 4.6-3　　土壤监测及评价结果（石油烃）　单位：mg/kg

占地范围内 柱状样监测点位		监测层位	标准限值	监测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果

由监测结果可知：项目区内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目占地的生态影响主要体现在：老井利用 8 口，2 座计转站、新建集输管线 110.5km；满深清管站内扩建占地 0.07hm^2；新建道路 38.5km，占地类型为沙地。

本项目总占地 88.02hm^2，永久占地面积 25.75hm^2，临时占地面积 62.27hm^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响最大的是站场的场平、道路施工、管沟开挖等施工对地表植被的扰动和破坏。项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。对地表植被影响较小。

根据工程分析资料，施工作业期间的污染主要来自于扬尘及施工期废弃物。虽然在整个作业期间都有生活废水的产生，但因其量较少，作业期短，因而基本没有不良影响；从另一个角度分析，生活废水的排放对于荒漠植被的生长不但没有破坏性影响，反而有促进其生长发育的作用。因而在此只从扬尘、施工废弃物对植被的影响进行分析。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物质在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

（2）施工废弃物对植被的影响

施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物

的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（3）施工期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、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围(施工范围)内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

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，从而增加产生沙化的可能性；其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施工作业中大型机械大面积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。

本工程区域植被稀少，全部为沙漠地带，植物的生物损失量极少。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

井区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类(啮齿类)和昆虫类数量

有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.4 水土流失的影响分析

5.1.2.4.1 水土流失的现状

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），本项目属于沙雅县II_3塔里木河流域重点治理区，需要重点做好开发建设活动的水土保持工作，防止因生产建设活动造成新的水土流失。

（1）风力侵蚀现状

根据气象统计资料显示，项目所在区域属于温暖带大陆性干燥气候，属于干旱地区，冬季寒冷、夏季酷热，干旱少雨，光照充足，热量丰富，蒸发旺盛，风沙活动频繁。项目区年平均降水量 47.3mm，年降水量集中在 4-8 月份，不能形成地表径流。历年最大风速 25m/s，年沙暴日数 53 天，年浮尘日数为 36.7 天，说明已具备了起沙天气的风力。由于地表组成物质松散，极易被风运移，形成沙尘暴。起沙风速的是造成风蚀的动力因素，下垫面裸露的地表土壤又是产生风蚀不可缺少的物质条件。据研究，当下垫面为植被稀疏的干燥沙土时，低强度起沙风约为 3-4 级(6.0-7.0m/s)，中等强度起沙风约为 4-5 级(8.0-11.7m/s)，风速越大沙尘发生的概率和强度也就越大；结合当地现有水文、气象资料，项目区内平均侵蚀模数为 5000-8000t/（km^2·a），平均流失厚度 3.7~5.9mm/a。按水利部颁布的《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）（见表 5.1-1）中有关侵蚀分级指标，项目区属强度侵蚀区。

表 5.1-1　　土壤侵蚀强度分级标准表

级别	平均侵蚀模数（t/（km^2· a ）	平均流失厚度（mm/a）
微度	<200，500，1000	<0.15，0.37，0.74
轻度	200，500，1000~2500	0.15，0.37，0.7 4 ~1.9
中度	2500~5000	1.9~3.7
强度	5000~8000	3.7~5.9
极强度	8000~15000	5.9~11.1
剧烈	>15000	>11.1

（2）项目区水土流失特点

区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙

地。区内盛行北风，全年大风日数在 20 天以上。本项目所在区域水土流失发生时间取决于大风活动状况。通过对风力特征的分析，在春季(3-5 月)存在风蚀，风蚀时间较长，植被稀疏、风力强劲的戈壁及沙漠附近地带，风蚀、风埋现象严重。

5.1.2.4.2 水土流失的成因

1）自然因素

①土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。土壤水分含量高时，据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于 20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。本项目区干沙层自然含水量 0.6～1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

②植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒漠光板地（龟裂土）在 20cm 高度的粗糙度为 0.0914cm，柽柳灌丛为 9.6819cm，生长较好的胡杨林为 22.407cm，比光板地高 234.2 倍。在高 2m 高处荒漠光斑地上 8 天平均风速为 2.84m/s，在柽柳灌丛林地为 1.24m/s，降低 56.7%；在胡杨疏林地为 1.63m/s，降低了 42.9%；在胡杨密林地 0.09m/s，降低了 86.8%，几乎成为静风区。富满油田果勒东Ⅰ区块植被主要为柽柳灌丛，植被分布稀疏，对抑制土壤沙化作用有限。

③土壤组成物质质地轻

评价区土壤剖面以流动风沙土为主，质地偏轻，土壤机械组成以 0.25～0.1mm 沙粒为主，一般可达 700g/kg 以上。由于风沙土质地偏轻，干燥时粘结性和黏着性极差，易破碎分散，成为风蚀源对象。

④大风和频繁的起风沙

风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该

地区气象资料可看出，年瞬间最大风速 25m/s。此外，受风力作用，沙暴日数 53d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

2）人为因素

人口增加，加重了当地压力，从而对环境土壤表面的扰动频率增加。例如牧民的樵采和放牧对当地植被的破坏，尤其是富满油田大面积的滚动开发，油气田勘探队生态环境的影响也是不容忽视的。

5.1.2.4.3 水土流失的发展趋势

工程建成后，由于站场、道路和管道沿线土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，沿线的水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化、地表植被的恢复以及部分保护措施的建成，水土流失的范围和程度会慢慢减轻。

工程建设对当地水土流失影响分析详见表 5.1-2。

表 5.1-2　　水土流失影响因素分析表

序号	项目	施工基本情况	自然条件	可能产生的水土流失
1	站场建设	施工扰动原地貌	大风，开挖后植被覆盖度降低	扰动地表、风起扬尘
2	永久道路	清基挖堑、路基填筑、材料堆放	年沙暴日数 53 天，	扰动地表、风起扬尘
3	管线工程	施工占地扰动原地貌	大风	扰动地表、风起扬尘

由水土流失影响因素分析，工程对原地貌、土地及植被的扰动主要是管线、井场、道路建设。本工程一定程度上加剧了项目建设区的水土流失程度，如不及时进行有效的防护、治理，必然会对当地的水土资源及生态环境带来不利影响，破坏了原有地表结构，削弱了地表抗风蚀能力，同时提供了水土流失物源。项目区自然条件较为恶劣，荒漠植被一旦遭到破坏，靠自然力量很难恢复。

5.1.2.4.4 水土流失影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多， 而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2.5 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目总占地 88.02hm^2，永久占地面积 25.75hm^2，临时占地面积 62.27hm^2。本项目站场的场平、道路施工、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟，无弃方。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、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

本项目站场的场平、道路施工、管沟开挖等施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动

风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。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油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本上生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人

类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为5个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表5.1-3。

表 5.1-3　　工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-3 可以看出工程区生态完整性受本项目影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于

工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.5 小结

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，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。

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），本项目位于沙雅县境内，属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土保持措施。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气，站场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

（1）施工机械和运输车辆燃料废气

本工程的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

（2）运输车辆扬尘的影响分析

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

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（3）施工过程中扬尘的影响

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

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

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于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	1.05

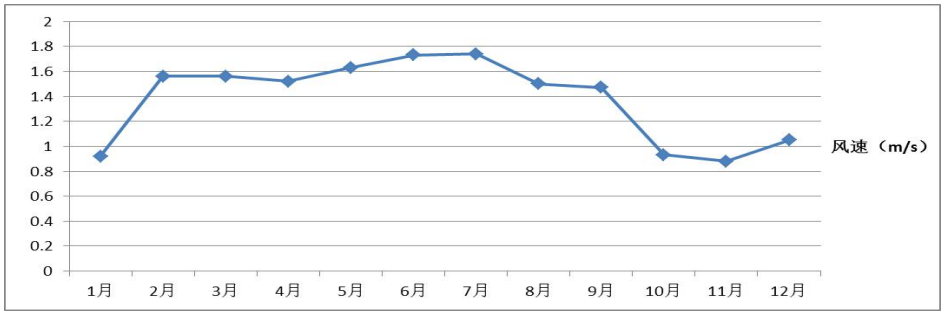


图 5.2-1　评价区全年各月风速变化曲线

（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
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	2.36	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	083	5.26	2.35	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	2.36	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：

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%。

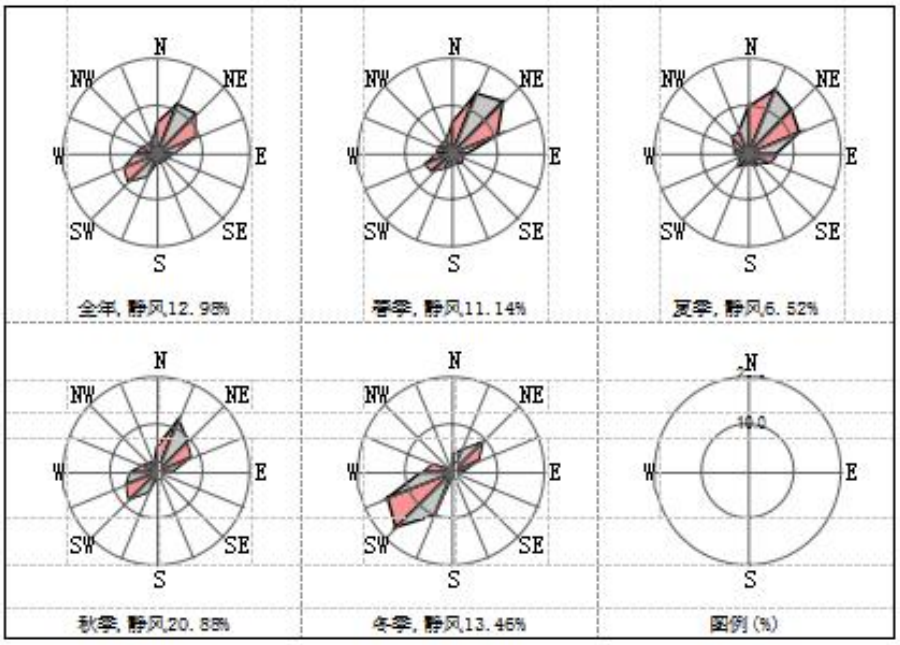


图 5.2-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

5.2.2.2 大气环境影响分析

5.2.2.2.1 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目有组织排放废气主要为果勒东 I 区 1 号计转站的加热炉燃烧废气，站内新建燃气加热炉 2 台，功率为 350kw，单台燃气量为 24.75 万 m^3/a。根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO_2 为预测因子，利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.2-3，估算模型参数见表 5.2-4。

表 5.2-3　　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标	海拔m	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率kg/h
			高度(m)	内径(m)	烟气温度(℃)	流量(m^3/s)			
加热炉		939	8	0.3	120	0.19	7920	SO_2	0.03
								NOx	0.1
								烟尘	0.01

注：两台加热炉距离＜8m，等效为 1 根排气筒

表 5.2-4　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/º	/

5.2.2.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类和硫化氢无组织挥发，本项目开采、集输采用全密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类和硫化氢气体的排放量。本项目主要对单座井场（ManS501H 井场）和果勒东 I 区 1 号计转站的面源进行无组织预测，预测因子为 NMHC 和 H_2S，无组织源强详见表 5.2-5。

表 5.2-5　运营期油气无组织挥发面源参数一览表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	单个矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC	H_2S
			949	40	30	7920	0.093	0.0001
			949	149	109	7920	0.283	0.0002
			957	164	84	7920	0.283	0.0002

5.2.2.3 大气环境影响评价

本项目对周边环境的影响主要来自果勒东 I 计转站的加热炉烟气中的 SO_2、NO_2 和烟尘以及井场、站场在油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃（NMHC）和硫化氢（H_2S）。通过估算模式估算，果勒东 I 计转站的无组织排放的 NMHC 最大占标率最大（5.46%），其占标率 10%的最远距离 D10%=190m，最大占标率 1%≤Pmax＜10%内，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）的要求，确定大气影响评价的工作等级为二级，选用 AIRSCREEN 模式计算结论进行简单预测即可。

（1）有组织废气预测及评价

本项目对果勒东 I 计转站的加热炉烟气中的 SO_2、NO_2 和烟尘预测结果见下表 5.2-6。

表 5.2-6　本项目加热炉废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	加热炉废气污染物					
		NO_X		SO_2		烟尘	
		占标率 %	落地浓度 mg/m³	占标率 %	落地浓度 mg/m3	占标率 %	落地浓度 mg/m³
1	100	3.46	1.94E-03	0.7	3.50E-03	0.78	1.55E-02
2	200	1.6	8.98E-04	0.32	1.62E-03	0.36	7.19E-03
3	300	0.72	4.03E-04	0.15	7.25E-04	0.16	3.22E-03
4	400	0.4	2.23E-04	0.08	4.02E-04	0.09	1.79E-03
5	500	0.37	2.06E-04	0.07	3.70E-04	0.08	1.65E-03
6	600	0.37	2.06E-04	0.07	3.71E-04	0.08	1.65E-03
7	700	0.35	2.00E-04	0.07	3.59E-04	0.08	1.60E-03
8	800	0.34	1.91E-04	0.07	3.44E-04	0.08	1.53E-03
9	900	0.32	1.83E-04	0.07	3.29E-04	0.07	1.46E-03
10	1000	0.31	1.75E-04	0.06	3.14E-04	0.07	1.40E-03
11	1100	0.3	1.67E-04	0.06	3.00E-04	0.07	1.34E-03
12	1200	0.28	1.60E-04	0.06	2.88E-04	0.06	1.28E-03
13	1300	0.27	1.54E-04	0.06	2.76E-04	0.06	1.23E-03
14	1400	0.26	1.48E-04	0.05	2.66E-04	0.06	1.18E-03
15	1500	0.25	1.42E-04	0.05	2.56E-04	0.06	1.14E-03
16	1600	0.24	1.37E-04	0.05	2.47E-04	0.05	1.10E-03
17	1700	0.24	1.33E-04	0.05	2.39E-04	0.05	1.06E-03
18	1800	0.23	1.28E-04	0.05	2.31E-04	0.05	1.03E-03
19	1900	0.22	1.24E-04	0.04	2.24E-04	0.05	9.95E-04
20	2000	0.21	1.21E-04	0.04	2.17E-04	0.05	9.65E-04
21	2100	0.21	1.17E-04	0.04	2.11E-04	0.05	9.37E-04
22	2200	0.2	1.14E-04	0.04	2.05E-04	0.05	9.10E-04
23	2300	0.2	1.11E-04	0.04	1.99E-04	0.04	8.86E-04
24	2400	0.19	1.08E-04	0.04	1.94E-04	0.04	8.62E-04
25	2500	0.19	1.05E-04	0.04	1.89E-04	0.04	8.40E-04
Pimax		**3.46**	**1.55E-02**	**0.7**	**3.50E-03**	**0.78**	**1.94E-03**
Dimax（m）		**15**					
$D_{10\%}$		**--**					

预测结果表明，果勒东Ⅰ区 1 号计转站的加热炉有组织排放的烟尘、NO_2、SO_2 最大落地浓度出现在 15m 处，NO_X 最大浓度占标率最高（3.46%），对大气环境影响较小。本项目加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境

空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（2）无组织废气预测及评价

本项目对 ManS501 和果勒东区 1 号计转站的油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢预测结果见下表 5.2-7。

表 5.2-7　本项目油气无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	ManS501井场无组织				果勒东区1号计转站			
		NMHC		H_2S		NMHC		H_2S	
		占标率%	落地浓度 μg/m³	占标率(%)	浓度(μg/m³)	占标率%	落地浓度 μg/m³	占标率(%)	浓度(μg/m³)
1	100	2.62	65.30	0.56	0.07	5.06	101	0.72	0.07
2	200	2.24	52.40	0.48	0.06	5.45	109	0.77	0.08
3	300	1.9	44.80	0.41	0.05	5.1	102	0.72	0.07
4	400	1.63	38.10	0.35	0.04	4.55	91.10	0.64	0.06
5	500	1.41	32.60	0.3	0.04	4.03	80.70	0.57	0.06
6	600	1.24	28.20	0.27	0.03	3.61	72.20	0.51	0.05
7	700	1.12	24.90	0.24	0.03	3.26	65.20	0.46	0.05
8	800	1.01	22.30	0.22	0.02	2.99	59.70	0.42	0.04
9	900	0.94	20.30	0.2	0.02	2.78	55.60	0.39	0.04
10	1000	0.87	18.80	0.19	0.02	2.6	51.90	0.37	0.04
11	1100	0.82	17.50	0.18	0.02	2.44	48.80	0.34	0.03
12	1200	0.77	16.30	0.17	0.02	2.3	46.00	0.33	0.03
13	1300	0.73	15.50	0.16	0.02	2.18	43.60	0.31	0.03
14	1400					2.07	41.40	0.29	0.03
15	1500					1.97	39.40	0.28	0.03
16	1600					1.88	37.60	0.27	0.03
17	1700					1.79	35.90	0.25	0.03
18	1800					1.71	34.30	0.24	0.02
19	1900					1.64	32.80	0.23	0.02
20	2000					1.57	31.50	0.22	0.02
P_{imax}		**3.26**	**65.3**	**0.7**	**0.07**	**5.46**	**109**	**0.77**	**0.08**
D_{imax}（m）		**27**				**190**			
$D_{10\%}$		**--**				**--**			

（2）无组织排放挥发性有机物环境影响分析

根据 ManS501 和果勒东 I 区 1 号计转站的 NMHC 和 H_2S 预测结果可知，果勒东 I1 区 1 号计转站的 NMHC 和 H_2S 最大占标率和最大落地浓度均大于

ManS501 井场的 NMHC 和 H_2S 的最大占标率和最大落地浓度，因果勒东 I 计转站的 NMHC 和 H_2S 无组织排放源强大于 ManS501 井场的无组织排放源强。

果勒东 I 区 1 号计转站的最大落地浓度出现在 190m 处，其中 NMHC 最大浓度占标率最高（5.46%），最大落地浓度为 109μg/m³；

ManS501 井场的最大落地浓度出现在 27m 处，其中 NMHC 最大浓度占标率最高（3.26%），最大落地浓度为 65.3μg/m³。

ManS501 和果勒东 I 区 1 号计转站外的 NMHC 浓度和 H_2S 浓度均可达到《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2000μg/m³）、硫化氢空气质量浓度限值（10μg/m³）要求，说明单座果勒东 I 计转站正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.2.2.4 大气污染物核算

本项目部署 8 口井场，果勒东 I 区 1 号计转站新建燃气加热炉 2 台，运行期大气污染物排放量见表 5.2-8。

表 5.2-8　本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m³）	
有组织排放						
1	加热炉	SO_2	采用清洁燃料。	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	0.2
		NOx			200	0.79
		烟尘			20	0.11
无有组织排放						
2	井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020））	井场外 4.0mg/m³	10.48
		硫化氢		硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准的厂界标准限值	厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m³	0.0096

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见下表 5.2-9。

表 5.2-9　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+NOx 排放量	≥2000t/a□		500～2000t/a□			＜500t/a☑		
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、 CO、O_3） 其他污染物（NMHC、H_2S）					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	环境功能区	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	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑			现状补充监测☑		
	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（非甲烷总烃、硫化氢）					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%□		
	非正常排放 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（0）m							
	污染源年排放量	SO_2：（0.2）t/a		NOx：（0.79/）t/a		颗粒物：（0.11）t/a	VOCs：（10.48）t/a H_2S:（0.0096）t/a		

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.2.4 小结

运营期项目对大气环境的影响主要来自果勒东I区1号计转站加热炉有组织烟气和油气集输过程中的无组织烃类和硫化氢。果勒东I区1号计转站的加热炉烟气排放总量为533万m^3/a，排放SO_2 0.2t/a、NO_X 0.79t/a、烟尘0.11t/a，浓度分别为：烟尘：17.61mg/m^3，SO_2：37.12mg/m^3，NO_X：147.28mg/m^3，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO_2：50mg/m^3，烟尘：20mg/m^3，NO_X：200mg/m^3），烟气最终通过8m高排气筒排放。油气集输过程中无组织VOCs排放量为10.48t/a，H_2S挥发量为0.0096t/a。

根据预测结果可知，果勒东I计转站的无组织排放的NMHC最大占标率最大（5.46%），最大落地浓度为109μg/m^3，出现在190m处。经预测，果勒东I计转站的加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值。ManS501井和果勒东I计转站外的NMHC浓度和H_2S浓度均可达到《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2000μg/m^3）、硫化氢空气质量浓度限值（10μg/m^3）要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本项目在建设施工过程中，由于平整场地、钻井、运输、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.3-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过上表分析可知，昼间施工场地 80m 以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间限值，夜间施工场地 400m 以外《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）夜间限值。施工期的这些噪声源均为暂时性的，项目施工区周围无人群等声环境敏感点，本项目施工只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

1）预测源强

运营期间的噪声源主要为井场、集油计量阀组站、果勒东 I 计转站、满深 1 号计转站、井下作业机械、罐车和巡检车辆等，噪声值为 70-120dB（A），噪声排放情况见表 5.3-2。

表 5.3-2　　运营期噪声排放情况

噪声源名称			声功率级[dB（A）]	降噪[dB（A）]	降噪措施
正常工况	单井井场	抽油机	75～80	15-20	减震
	集油计量阀组站	注水泵	70	20	隔声、减震
	满深清管站	转油泵	70	20	隔声、减震
	果勒东 I 计转站	转油泵（4 台）	70	26	隔声、减震
	交通噪声	巡检车辆	60～90	/	/
非正常工况	单井井场	井下作业（压裂、修井等）	80～120	/	/

2）预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）中推荐

的工业噪声预测模式，计算公式如下：

（1）噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(\mathrm{r}) = L_p(\mathrm{r}_0) - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc}\right)$$

式中：L_p（r）—距声源 r 处的倍频带声压级，dB（A）；

L_p（r_0）—参考位置 r_0 处倍频带声压级，dB（A）；

A_{div}—声波几何发散引起的衰减量，dB（A）；

A_{bar}—屏障引起的衰减量，dB（A）；

A_{atm}—空气吸收引起的衰减量，dB（A）；

A_{gr}—地面效应引起的衰减量，dB（A）；

A_{misc}—其他多方面原因引起的衰减量，dB（A）。

（2）预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_{eqg} = 10\lg\left[\frac{1}{T}\sum_{\mathrm{i}} t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right]$$

式中：L_{eqg}—n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB（A）；

L_{Ai}—噪声源达到预测点的连续 A 声级，dB（A）；

n—噪声源个数。

3）预测点设定

拟建项目采油井场、站场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：

（1）选取 ManS501H 井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

（2）选取果勒东Ⅰ区 1 号计转站、果勒东Ⅰ区 1 号计转站的厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

4）评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

5）预测结果

井场、果勒东Ⅰ区 1 号计转站、果勒东Ⅰ区 2 号计转站正常运行时其噪声预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3　井场、站场正常运转时厂界及声环境敏感点噪声贡献值

评价点	昼间（dB（A））			夜间（dB（A））			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
ManS501井场	46	42	47.5	43	42	45.5	达标
果勒东Ⅰ区1号计转站	44	42	46.1	42	42	45	达标
果勒东Ⅰ区2号计转站	44	42	46.1	42	42	45	

根据预测结果可知，井场、果勒东Ⅰ区 1 号计转站、2 号计转站的昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于本项目油井分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，施工期厂界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，运营期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，项目区周边无声环境敏感点，不会产生噪声扰民问题。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 水文地质条件

5.4.1.1 区域地层概况

本项目正钻井目的层岩性为奥陶系一间房组。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。

5.4.1.2 评价区域水文地质条件

（1）地下水赋存条件

①地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，果勒东区块北边界距离塔里木河哈德墩镇哈得墩村断面距离为 45km，很难得到塔里木河的侧向补给。项目区平均降雨量为 47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，降水补给地下水的影响微乎其微，因此本项目区属于地下水资源中等地区。评价区综合水文地质图见图 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》（2018 年），项目所在区域地下水潜水类型为第四系孔隙水，潜水地下水水位埋深为 1.43-5.13m，含水层厚为 38.2-38.57m，区域内地下水水化学背景是 Cl-SO_4-Na 型高矿化咸水，无供水功能。

根据相关资料研究表明，塔里木河是一条在先成平原上河道多变迁的游荡性河流，河流改道频繁，使得现塔里木河以南冲积泛滥平原的大片区域留下许多羽状分布的干枯河道。一般来讲，不同的古河道由于过水流量的不同，含水层岩性有一定的差异，地下水的赋水性也不相同。但从整体上看，与河间地相比，沿古河道沉积物颗粒相对较粗，地下水的径流条件相对较好，其地下水的富水性也相

对较好。与次同时，矿化度较低的河水的淡化作用，在高矿化水化学背景中，形成了以干枯河道为轴线的浅层淡化水体带。

根据塔河三源汇流资料：昆仑山北麓及天山南麓是塔河冲积平原的沉积物质来源地。因其气候环境的差异，使塔河所携带的沉积物中包含透水性能好的砂土及透水性能差的粉质粘土或粘土不稳定层，粉质粘土或粘土一般呈薄层状或透镜体状。在塔河中段的第四系松散沉积层，以松散粉砂、细砂为主，夹薄层透镜体状粉质粘土、粘土。地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水。

②含水层的分布及富水性

区域地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主。在评估区塔里木河南岸的冲积泛滥平原区和古河道内广泛分布，冲积泛滥平原区潜水含水层组成含水层的岩性主要为冲积细砂、粉细砂，夹粉质粘土、粘土透镜体，地下水位埋深一般 1-5m，在评价区南侧区域地下水埋深多大于 5m。受塔里木河径流以及洪流期补给，地下水越是靠近塔里木河流域地下水富水性越好，涌水量为 100-1000m^3/d，富水等级中等；距离塔里木河流域较远的地段，受地下水补给源相对匮乏，地下水富水性相对较差，涌水量多在小于 100m^3/d。组成古河道潜水含水层的地层岩性为细砂、粉细砂，地下水位埋深 3-10m，富水程度小到中等。

根据资料显示，本工程距离塔里木河较远，区域潜水地下水水位埋深为 1.43-5.13m。

③地下水的补给、径流、排泄条件

在塔里木河以南地区，大气降水量稀少。虽降水过程短，但多以暴雨形式集中降落，且分布不均。在塔河南岸冲积泛滥平原区，地下水位埋深一般 1-5m，地下水可以直接得到降水的补给，在其他地区，因地下水位埋深较大，降水只能形成一定深度的半饱和砂地水份，对沙漠地下水的补给作用很微弱。塔河是塔河冲洪积泛滥平原区地下水的主要补给来源，它以沿途渗漏方式补给地下水。此外，地下径流的侧向补给以及洪水泛滥都直接、间接地补给地下水。

区域内地下水径流方向总体上是由西向东，由两侧向塔里木河径流，但在局部地段地下水的流向并不一致。塔河现代冲积平原内地下水径流速度非常缓慢，以浅层潜水为主的地下水在强烈的蒸发蒸腾作用下浓缩，形成了一个水化学类型

以 Cl•SO_4—Na 型为主的高矿化背景地下水。评价区地下水的径流方向与区域内地下水的径流方向基本一致。

④地下水水化学特征

评价区属典型的内陆干旱气候，干燥炎热、降水稀少、蒸发强烈、光照充足，夏季干热、冬季干冷，春季干旱多风，昼夜温差大，日照时间长。区域内地下水水化学背景是 Cl-SO_4-Na 型高矿化咸水。受塔里木河的影响，形成了塔河南岸一定范围内河水泛滥区及古河道分布地段的是地下淡水与淡化水带，这些地区内的水化学特征与区域地下水水化学背景的 Cl-SO_4-Na 型咸水不同。

塔河南岸冲积及河水泛滥区地下水矿化度与距离塔里木河相对位置相关联，距离塔河近的地段地下水矿化度 1-3g/L，与塔河河水水质成分相近，但浅层潜水的化学类型和组分稍有变化，地下水的 HCO^{3-}占阴离子摩尔总量的百分比明显增高；Na^{+}所占的百分比相应有所降低，而 Ca^{2+}、Mg^{2+}的摩尔百分比则有所增高，地下水化学类型为 Cl-SO_4-Na-Mg 型及 Cl-SO_4-Na-Ca 型水；古河道及淡化带地下水的矿化度一般小于 5g/L，水化学类型一般为 Cl-SO_4-HCO^3-Na 型或 HCO^{3-} Cl-Na 型。而距离塔里木河较远的地段，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-SO_4-Na 型咸水。

（2）地下水补径排条件

因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。评价区因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.77‰。

5.4.1.3 评价区水文地质条件

(1)地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于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，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

(2)含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深 1.43-5.13m，含水层岩性为第四系细砂；渗透系数 0.14-3.36m/d。

(3)地下水的补给、径流、排泄条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区。地下水的补给来源主要为大气降水。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计，项目区属于地下水资源中等地区。

评价区地下水的径流方向是从西南向东北方向。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.77‰。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄。

(4)地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 $Cl\cdot SO_4$-Na 型水，矿化度为 16.45-21.57g/l，水质差，为咸水。

图 5.4-1　评价区综合水文地质图

5.4.2 水环境影响分析

由于工程区附近无地表水体，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本项目在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.4.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

在建设期，对地下水环境可能造成影响的污染源为施工人员生活污水及管道试压废水。

运营期，废水污染源主要为回注的采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。

（2）废水处置措施及可行性分析

1）施工期废水处置措施

① 管道试压废水：试压结束后用于场地抑尘；

② 施工人员生活污水：在地面工程生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，地面工程结束后拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处置。

2）运营期的采出水

本项目最大采出水量核算为21m³/d（0.75万m³/a），采出水中主要污染物为SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为0.33t、33.75t、0.52t、0.0011t。采出水富源联合站2023年投产前依托哈得一联合站的污水处理系统进行处理，富源联合站2023年投产后，依托富源联合站的污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层。

哈得一联合站的污水处理规模为5000m³/d，富余量较大，本项目投产后新增最大采出水量为21m³/d，本项目采出水处理依托哈得一联合站处理可行。

综合回注井地质资料，回注层为奥陶系一间房组，回注段7440-7515m，视厚度75m。地层水为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。奥陶系上统却尔却克

组为一套巨厚的泥岩、灰质泥岩及泥灰岩地层，区域上比较稳定，厚度大于1400m，埋藏深度在7000m以下，压实作用较强，岩性致密，是良好的区域盖层，确保回注污水不破坏潜水和承压水的水质，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强检测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。采出水处置措施可行。

2）运营期的井下作业废水

本项目井下作业废水集中收集后进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内的处理系统。

综上，正常情况下，本项目采出水经处理后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、井喷、集输管线和站场的储液装置的采出液和井下作业废水的泄露，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水串层、井喷、集输管道、站场的储液装置的采出液泄露。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般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，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

生产井的窜层的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③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。

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度为 1.43-5.13m，含水层厚度为 38.2-38.57m。项目区的潜水和承压水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-SO_4-Na 型咸水。本项目钻井目的层岩性为奥陶系一间房组，地层岩性为黄灰色泥晶灰岩，油藏埋深 7815m，在开采层和取水层之间有 6 个地层分隔，奥陶系上统却尔却克组为一套巨厚的泥岩、灰质泥岩及泥灰岩地层，层厚 1490m，为相对隔水层。根据井身结构，本项目水平井均采用四开井身结构。8 口井在钻井过程中将采用双极固井，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层（埋深 7815m）的交换，有效保护地下水层。

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，才可能会对地下水有影响：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）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失 外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范 围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井 区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线、站场的分离器撬及储液装置的采出液泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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。

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本项目输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下

的石油类物质。将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水，其历时时间与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即：t=h/k。

式中：t—污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h—包气带厚度（m）；

k—垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度为 1.43-5.13m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 0.14-3.36m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间大于 0.43d（10h）-1.52d。

b、集输管道、站场的储液装置的泄漏对地下水的影响分析

（1） 预测因子筛选

拟建工程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。各评价因子检出限及评价标准见表 5.4-1。

表 5.4-1　　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	＜0.05

（2）预测源强

根据油田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，发生1小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量0.1m^3。

（3）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。拟建工程所在区域地下水埋深为1.43-5.13m，本次预测考虑泄漏原油1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程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》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度取 38m；

m_M—点源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；渗透系数取 3.36m/d，水力坡度 I 为 0.77‰。因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=3.36m/d×0.77‰/0.42=0.0062m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲，取 0.42；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据水文地质调查，取 $0.12m^2/d$；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数 $D_T=0.012m^2/d$；

π—圆周率。

（4）预测内容

在事故状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2　事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	0.01	0.0016	0.01	--	否	—
1000d	0.01	0.00016	--	--	否	—
7300d	0.01	2.27E-05	--	--	否	—

备注：石油类背景浓度选取本次潜水监测结果中石油类监测值最大值。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏100d后污染物最大贡献浓度为0.0016mg/L，叠加背景值后的浓度为0.01mg/L，污染物最大迁移距离未出场界；石油类污染物泄漏1000d后石油类污染晕影响范围消失。

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但厂界外污染晕未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中石油类能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

（1）评价区水文地质条件

评价区位于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，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。大气降水是塔克拉玛干沙漠平原区地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和植物垂直蒸腾方式排泄。项目区平均降雨量为 47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，因地下水埋深较深，降水补给地下水的影响微乎其微，因此项目区属于地下水资源贫乏地区，径流条件差。地下水化学类型为 $Cl·SO_4$-Na 型水，矿化度为 16.45-21.57g/l，水质差，为咸水。

(2)地下水环境影响

正常状况下，施工期本项目的生活污水拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理，不会对地下水环境产生影响。运营期的采出水富源联合站 2023 年投产前依托哈得一联合站的污水处理系统处理，富源联合站 2023 年投产后，依托富源联合站的污水处理系统处理，井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站污水处理系统处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但厂界外污染晕未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中石油类能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

(3)地下水环境污染防控措施

本工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对临时 分输站将采取严格的地下水环境污染防控措施。

①依据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)等相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

③在制定全厂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，并应与其它应急预案相协调。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣和施工人员生活垃圾。

（1）施工弃土弃渣

本项目无废弃土方，施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场及道路施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

（2）生活垃圾

施工期地面工程施工人员产生生活垃圾产生量为0.015t/d（0.9t/施工期），统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)

油泥（砂）是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。本项目产生的油泥（砂）最大产生量为35.31t/a，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置，对周边环境影响较小。

5.5.2.2 落地原油

本项目落地原油产生量约0.8t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油拉运至联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

5.5.2.3 清管废渣

本项目清管废渣产生量分别为0.13t/a，其危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。

5.5.2.4 生活垃圾

运营期工作人员由油田内部调剂解决，不新增生活垃圾。

5.5.2.5 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣和施工人员生活垃圾。本项目无废弃土方产生，施工土方去全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地，施工期施工人员产生生活垃圾统一收集至统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣。油泥

（砂）和清管废渣委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置，回收后的落地原油拉运至联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

本项目对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

项目区主要土壤类型是风沙土，生态影响主要体现在老井利用 8 口，新建 2 座计转站、新建集输管线 110.5km；满深清管站内扩建占地 0.07hm^2；新建道路 38.5km。道路和管线穿越主要土壤类型为风沙土。施工期对土壤质量的影响主要为站场的永久占地、道路铺设、管道敷设过程中的开挖和回填的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复。除管道开挖的 部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用土地，也会破坏土壤结构，此外，土层的 混合和扰动，同样会改变原有土壤层的性质。在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得地表填筑物由于太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1℃-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，将可能形成一条明显的沟带。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据调查，项目区土壤类型为风沙土，土壤养分整体平均水平偏低，工程占地范围内几乎无植被分布，故管道工程对土壤养分影响不大，生物量几乎无损失。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对沿线土壤造成一定的影响。

⑥工程对土壤沙化的影响

管道施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本项目在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》(HJ964-2018)的相关要求，本项目土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

运营期正常工况下，本项目采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道、站场的储液装置的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。经查阅相关资料，目前项目区用地性质为建设用地，土壤类型为风沙土。

运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1　　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期			√					
服务期满后								
注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 5.6-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
井喷的落地油、井下作业废水、集输管线、站场的分离器撬及储液装置	/	垂直入渗	石油类

（1） 溢油污染过程分析

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

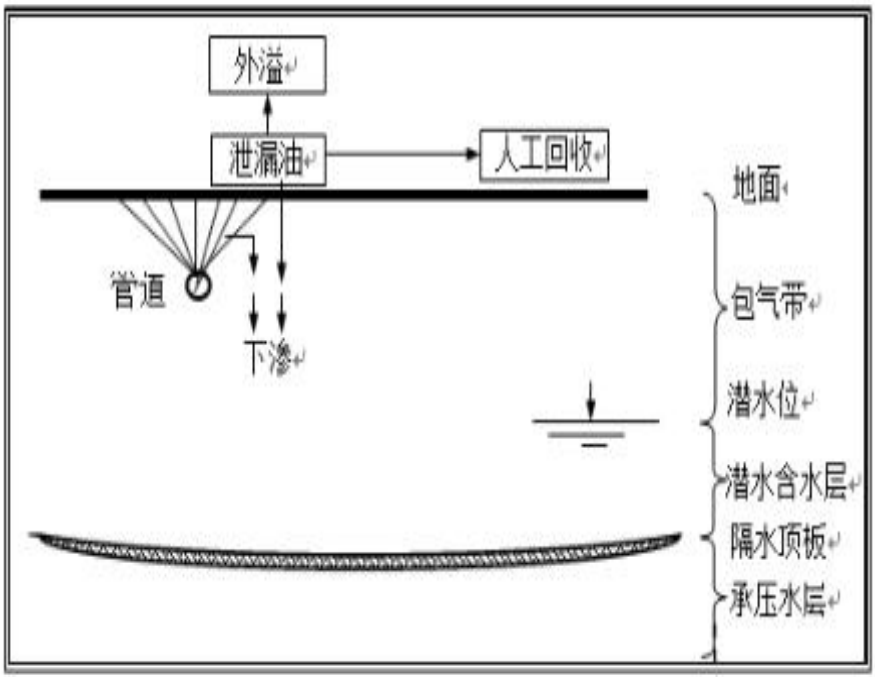


图 5.6-1　溢油污染过程示意图

——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。

——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纪全新统(Q)冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深为 1.43-5.13m，即包气带厚度为 1.43-5.13m。

② **预测方法**

采用附录 E 中预测方法进行预测。

③ **预测情景设定**

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。考虑持续注入非饱和带土层中 T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年，T5：30 年后，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和预测源强**

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 795700mg/L，渗漏特征为瞬时。

⑤ **垂直入渗土壤预测模型**

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

(1)一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\le z<0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

$$c(z,t)=c_0 \qquad t>0, z=0$$

②非连续点源：

$$c(z,t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\le t_0\\ 0 & t>t_0\end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

⑥ **预测参数选取**

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，拟建工程选取 ManS501H 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.6-3。

表 5.6-3　　垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m2/d)	土壤容重(kg/m^3)
杂填土(以人工回填为主)	1.6	0.5	0.42	0.36	1	1.45×10^3

⑦ **土壤污染预测结果**

(1)石油烃预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 795700mg/L，预测时段按项目运行期 10950 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为，T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年，T5：30 年。

在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.6-2 所示。

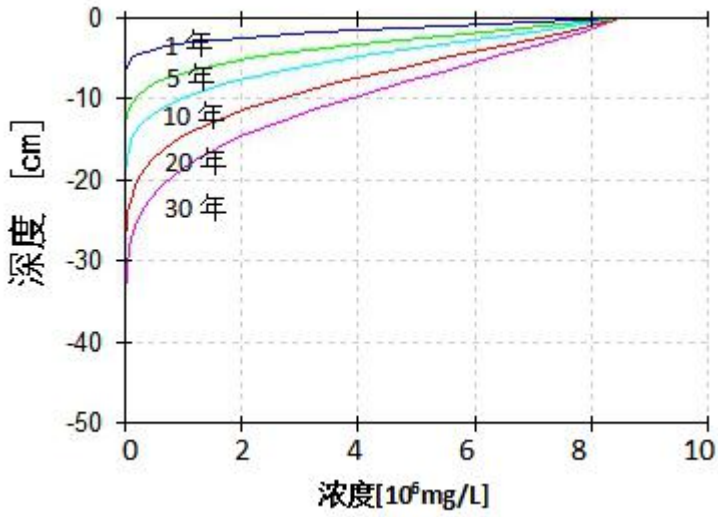


图 5.6-2　　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

由图 5.6-2 土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，

污染深度为 26cm；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.6.2.3 结论与建议

拟建工程各土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，拟建工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4　　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">富满油田果勒东Ⅰ区块奥陶系油藏试采方案地面工程方案环境影响报告书</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="5">建设用地☑；农用地□；未利用地</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">（25.75）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="5">采出液、井下作业废水</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">I类☑；II类□；III类□；IV类□；</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感□；较敏感□；不敏感☑；</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级☐；二级☑；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）☑；b）☑；c）☑；d）☑；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">/</td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td rowspan="2">层位</td><td colspan="2">ManS501 井场和果勒东 I 区 1 号计转站站场</td><td rowspan="2">深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>1</td><td>2</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>-</td><td>0-3m</td><td></td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="5" rowspan="2">《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">GB15618☐；GB36600☑；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="5">土壤环境质量较好</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="5">-</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">附录 E☑；附录 F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="5">达标结论：a）☑；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="5">土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">跟踪监测</td><td rowspan="2">层位</td><td colspan="2">果勒东Ⅰ区 1 号计转站、ManS501 井场</td><td rowspan="2">深度</td><td rowspan="2">监测指标</td><td rowspan="2">监测频次</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>厂界内</td><td>厂界外 200m 内</td></tr>
<tr><td>表层</td><td>1</td><td>1</td><td>0-0.2m</td><td rowspan="2">石油烃</td><td rowspan="2">每 5 年 1 次</td></tr>
<tr><td>柱状</td><td>1</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="5">-</td></tr>
</table>

评价结论	在工程做好分区防渗、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	
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。		

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

5.7.1.1 评价工作等级

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本项目大气环境风险潜势为 I，地下水环境风险潜势为 II。根据导则要求，本项目的环境风险综合潜势为 II，因此本项目的风险评价等级为三级。见表 5.7-1。

表 5.7-1　　风险评价工作等级划分表

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

5.7.1.2 风险评价范围

大气风险评价范围：集输管线评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；站场的评价范围设定为场界外半径 3.0km 范围。

地下水风险评价范围：同地下水评价范围；本项目各井场、站场四周外扩 200m，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

5.7.2 风险调查

5.7.2.1 建设项目风险源调查

按《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、甲醇。

（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 5.7-2。

表 5.7-2　　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。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、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
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）。			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。
LC50：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">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。</td></tr>
</table>

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

表 5.7-3　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：长时间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。	

<table>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6～155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-0.917</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%～8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃～380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">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</td></tr>
</table>

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5.7-4。

表5.7-4　　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限值（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，美国职业安全和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）将会出现肺浮肿，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）国家职业安全和健康学会 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

（5）甲醇

拟建工程营运期果勒东Ⅰ区 1 号计转站油气处理中使用甲醇(防冻剂)，甲醇(防冻剂)、缓蚀剂全部罐装拉运至计转站，其中甲醇(防冻剂)主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，用量约为 19.795kg/d，年使用天数 365 天，年用量为 173.4t。

甲醇 LD_{50}=5628mg/kg，对人体有毒，其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 5.7-6。

表 5.7-6　甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56-1
分子式	CH_4O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚酒精
外观形状	无色类似果酒气味的发挥性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9℃	蒸汽压	（20℃）12.8kPa。
沸点	65℃	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11℃	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914（水=1）：1.11（空气=1）	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44（V/V，%）		
危险性类别	3.2 类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		

毒理学	毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD：5.66kg，大鼠经口 LD：1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m^3，4 小时死亡。甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸气与液体都能严重损害眼睛和粘膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部，甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作，数日后失明的报导。
危险特性	易燃，遇明火有燃烧燹炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃。自燃点 385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳
接触限值	职业接触限值：PC-TWA：25mg/m^3（皮）：PC-STEL：50mg/m^3（皮）：IDLH：6000ppm
泄露应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏:用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏:构筑围堤或挖坑收容:用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。回收或运至废物处理场所处置。
防护措施	呼吸系统防护:可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护:戴化学安全防护眼镜。 身体防护:穿防静电工作服。 手防护:戴橡胶手套。 其它:工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。
急救措施	皮肤接触:脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触:提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处.保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入:饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。 灭火方法:尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离灭火剂:抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
储运须知、包装标志	易燃液体。副标志：毒害品。包装方法：（II)类。 储运条件：注意轻装轻卸，防止容器破损，避免日光曝晒，严禁接触火源。夏天 高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内，与氧化钙隔绝， 远离火源，炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理：首先切断所有火源，戴好防 毒面具与手套。用水冲洗，对污染地面进行通风处理。

5.7.2.2 环境敏感目标调查

项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，现场踏勘结果表明，区域大部分被风

沙土所覆盖，西北距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约 45km，评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

5.7.3 风险识别

5.7.3.1 井场危险性识别

（1）井喷事故风险事故风险

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

（2）井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.7.3.2 输油、输气管道危险性识别

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。发生的事故主要为输油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。

输气管道破裂的影响——天然气毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。但天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5~15%（体积百分含量），当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸；可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围造成热辐射危害，不完全燃烧产物 CO、烟尘将会周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标，影响周边居民正常生活。

5.7.3.3 注醇系统危险性识别

本项目甲醇储位于果勒东 I 计转站，一旦破裂，如发生溢流、泄漏等现象，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染，如遇明火，就可能导致火灾或爆炸。

5.7.3.4 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类和甲醇储罐泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期管线、甲醇储罐发生破损造成原油、甲醇泄漏，会污染土壤和大气，泄漏；原油、甲醇有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物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。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，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。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

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。

5.7.4.5 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。

5.7.4.6 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性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。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，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。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。塔里木油田分公司哈得油气开发部编制有《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哈得油气开发部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，详见附件 9。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

（1）生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、

井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（6）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

（7）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染的土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

（11）对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油外泄和防止干线凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——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/T6137-2017）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/m³(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³(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/m³(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/m³(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/m³(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 H_2S 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。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

（1）采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.5.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量1-2次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）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；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量1～2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管

线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 甲醇储罐风险防范措施

甲醇储罐应采取防渗措施，并在甲醇储罐周边设置围堰，防止事故情况下甲醇泄漏外流；应严格管理，并定期检查，及时发现泄漏情况。

5.7.5.7 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对运输危险废物的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。

5.7.5.8 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）塔里木油田公司哈得油气开发部应按照本项目情况补充完善应急预案的原则及要求。

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、硫化氢、甲醇，可能发生的风险事故包括井喷事故、甲醇储罐和管线泄露事故。原油、甲醇发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

5.7.7 风险自查表

本项目风险自查表见表 5.7-7。

表 5.7-7　　环境风险影响评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	硫化氢	甲醇	
		存在总量/t	1418	18.04	0.013	3.96	
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数小于 500 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			0 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3☑	
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3☑	
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3☑	
			包气带防污性能	D1☑	D2□	D3□	
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1□	1≤Q＜10☑	10≤Q＜100□	Q＞100□	
		M 值	M1□	M2□	M3☑	M4□	
		P 值	P1□	P2□	P3□	P4☑	
环境敏感程度		大气	E1□	E2□	E3☑		
		地表水	E1□	E2□	E3☑		
		地下水	E1□	E2☑	E3□		
环境风险潜势		IV^+□	IV□	III□	II☑	I□	
评价等级		一级□	二级□	三级☑	简单分析□		
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑			
	环境风险类型	泄漏☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑			
	影响途径	大气☑		地表水□		地下水☑	
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法□		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1　最大影响范围_/__m				
			大气毒性终点浓度-2　最大影响范围_/__m				
	地表水	最近环境敏感目标___/__，到达时间____/__h					
	地下水	下游厂区边界到达时间__/___d					
		最近环境敏感目标___/__，到达时间____/__d					
重点风险防范措施		①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④甲醇储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。⑤井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。⑤本项目环境风险应急预案依托塔里木油田分公司哈得油气开发部编制有《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)，定期演练。					
评价结论与建议		项目区周围无居民区等环境敏感区，在做好相应的环境风险防范措施的前提下，本工程的环境风险是可以防控的。					

6 环境保护措施及其可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的生态环境、水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

本项目位于塔克拉玛干沙漠北缘，地貌为高大沙丘，无地表水体分布、无固定居民居住，该区地形由北向南倾斜，坡降约1/6000，东西坡降为1/4000～1/5000。本项目部署8口井的采油（气）工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、人群居住区等环境敏感区。站场的设置，选址严格按照相关规范布设。

6.1.1 站场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。站场选址主要依据以下原则：

（1）站场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004、《建筑设计防火规范》（2018版） GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》 GB 50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）。

（2）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（3）站场在无人区穿越，不涉及征地和拆迁。

（4）站场应尽量避开不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道和道路路由选择

结合本工程管道和道路所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

（1）线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2009）。

（2）线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据站场的位置作相应调整。

（3）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线和道路的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（4）线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁。

（5）线路应尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

项目区占地均在规划的油区内，项目区属于塔里木河流域水土流失重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土保持措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址选线合理。

6.2 施工期环境保护措施

本项目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。

6.2.1 生态保护措施

6.2.1.1 井场、站场、管线和道路的生态保护措施

（1）对油田区域内的永久性占地（井场、站场、道路）和临时性占地（井场、施工营地、集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车对油田区域内的永久性占地（井场、道路）和临时性占地（井场、施工营地、

集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——井场永久性占地 30m×40m；

——单井管线施工作业宽度应控制在 8m 以内；集油支线和集气支线（同沟敷设）施工作业宽度应控制在 10m 以内；集油干线与集气干线施工作业宽度应控制在 12m 以内（同沟敷设）。

——集油干线与集气干线道路施工占地作业度宽度不得超过 6.5m，集油支线和集气支线施工占地作业度宽度不得超过 4.5m。

（2）本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（4）管线和道路施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）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。

（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）施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

（9）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。

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（11）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。

6.2.1.2 对野生动植物的生态保护措施

(1) 设计选址选线过程中，管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物，不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

(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，最大限度减少对沙漠植物生存环境的践踏破坏。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

(4) 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。

(5) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动物”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。

6.2.1.3 自然景观保护措施

本项目油田开发区的基质以沙漠生态景观为主。沙漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油田开发建设后，其原始的沙漠背景变成了以沙漠、油田道路、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，沙漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

（1）对现有的自然资源，包括植被、散落生长的胡杨，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

（2）在管线、道路的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管

沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

（3）严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

（4）油田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

6.2.1.4 水土保持措施

富满油田果勒东Ⅰ区块地处塔里木盆地北缘，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，植被分布稀疏，主要为柽柳灌丛，属于典型沙质荒漠生态系统。由于富满油田果勒东Ⅰ区块干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在富满油田果勒东Ⅰ区块进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土保持主要以工程措施为主。

（1）工程防治措施

道路及管线施工时，在柽柳分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被， 并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填

平衡。

（2）水土流失分区防治措施

将本工程水土流失防治分区初步划分为3个分区：站场防治区、道路防治区、管线防治区。

1）站场防治区

对于站场建设场地的开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整和拦渣措施。

2）道路防治区

井场道路经常性洒水降尘，减少扬尘，道路区两侧布置限制性彩旗。道路两侧布设草方格，道路两侧布设芦苇挡沙墙。

3）管线防治区

① 管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。

② 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

③ 管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

① 项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监

督负责，以防破坏土壤和植被。

② 严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③ 加强水土保护管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

④ 对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑤ 加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑥ 施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

6.2.1.5 严格实施防沙治沙措施

由于富满油田果勒东Ⅰ区块位于沙漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。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。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

针对站场、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 18.44hm^2，布设在临时占地范围内，草方格设置原则为：站场四周宽度为 30m，道路两侧各 2m，详见表 6.2-1 草方格布设情况。

表 6.2-1 本项目草方格布设情况

分区	面积（hm^2）	草方格布设说明
1 号计转站	1.55	站场四周宽度为 30m，站场永久占地 149×105m
2 号计转站	1.49	站场四周宽度为 30m，站场永久占地 164×84m
道路	15.4	道路长 38.5km，道路两侧各 2m
合计	18.44	

施工部署如下

1、技术准备

1)确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

2)熟悉及审查设计图纸及有关资料;

3)编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准、且对施工人员进行交底。

2、施工要求

1)整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

2)根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度(或 135 度)的角。

3)利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

4)植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈,改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40-50cm 长的段，整齐堆放。

5)铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

6)植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道道工序的施工。

3、施工措施

1)沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m，同时在管道主风向上方≥10m 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。如下图 6.2-1 草方格通用设置图和 6.2-2 移动沙丘固沙平面示意图。

图 6.2-1　固沙草方格通用设置图

图 6.2-2　移动沙丘固沙平面示意图

2)草方格固沙

草方格材料可就地就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦杆、谷杆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地，即可。

6.2.2 大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括施工机械及运输车辆产生的燃油废气；站场和管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，提出以下大气污染防治措施：

（1）使用质量可靠的施工机械和运输车辆，使用符合国家标准的柴油，并定期对设备、机械和车辆进行保养维护，确保正常运行。

（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）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.2.3 废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员产生的生活

污水。管道试压废水用作场地降尘用水。生活污水用防渗生活水池收集后，地面工程结束后拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处置。

6.2.4 固体废物污染防治措施

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣和施工人员生活垃圾。

（1）施工弃土弃渣

本项目无废弃土方产生，施工土方去全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地。

（2）生活垃圾

施工期地面工程施工人员产生生活垃圾统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

6.2.5 噪声防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.2.6 土壤污染防治措施

严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 修订）和《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）中的要求采取防沙治沙措施，设置草方格，防止土地沙化程度加重。

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土保持措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.3 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

6.3.1 生态环境保护措施

6.3.1.1 监督和管理措施

（1）针对本项目的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

（2）选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

（3）针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.3.1.2 运营期生态保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

（2）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（3）加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

（4）在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

（5）本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

6.3.2 废气污染防治措施

6.3.2.1 运营期有组织大气污染防治措施

①加热炉采用高效的燃烧设施，效率≮90%。排气筒高度应不低于 8m（若不能达到该要求，其最高允许排放浓度严格 50%执行）。定期监测废气主要污染物的排放浓度；

②采用脱硫净化后的天然气为燃料，作为一种清洁燃料，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。

6.3.2.2 运营期无组织大气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。项目投入运营后应严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强 VOCs 物料储存、转移、输送、排放、泄露、收集处理等控制措施。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准的厂界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

（4）各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。

6.3.3 废水污染防治措施

6.3.3.1 采出水和井下作业废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水富源联合站 2023 年投产前，经哈得一联合站污水处理系统处理，富

源联合站2023年投产后，经富源联合站污水处理站处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

井下作业废水用罐车拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站污水处理系统处理。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.3.3.2 井场、站场和管道的防护措施

(1) 对井口泄漏油、井下作业时产生的油，必须在源头上加以控制，对井口装置、站场的储液装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄露事件的发生；按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物。

(2) 集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

(3) 在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(4) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

(5) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.3.3.3 井场、站场的防渗措施

为有效避免井场、站场在运营过程中地下水受到污染，因此本项目按照《石油化工工程防渗技术规范（GB/T50934-2013）》中的要求进行了分区防渗：

1、分区原则

——非污染防治区主要指没有污染物泄漏的区域或部位，不会对地下水环境造成污染。如石油化工企业的管理区、集中控制室等辅助区域，装置区以外的系

统管廊区（除集中阀门区外）等。

——一般污染防治区主要指地面、明沟、雨水监控池、事故水池等区域或部位。架空设备、管道发生泄漏后，首先落在地面上，很容易发现和处理且处理时间较短；明沟、 雨水监控池、事故水池中的水在沟或池中停留时间较短，且容易得到及时处理。因此，在这些区域或部位只需采取一般防渗措施。

——重点污染防治区主要指地下管道、地下容器、储罐及设备、（半）地下污水池、油品储罐的环墙式罐基础等区域或部位。这些设备和设施发生物料和污染物泄漏很难发现和处理，如处理不及时会对地下水造成污染，因此，在这些区域或部位需采取重点防渗措施。

2、防渗要求

——非污染防治区一般不采取防渗措施，因此，污染防治区为了防治污染物漫流到废污染防治区，需采取有效措施，如设置一定高度的围堰，边沟等。

——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 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；

——重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；

——地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

——当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

——混凝土防渗层可采用抗渗钢纤维混凝土、抗渗合成纤维混凝土、抗渗钢筋混凝土和抗渗素混凝土。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中规定，本项目地下水污染防渗区分区判定情况见表 6.3-1。

本工程污染物类型主要为石油类，属于“持久性有机污染物”，工程所在区域土壤主要为风沙土，防污性能属弱。站场发生污染主要为储液装置采出液的泄露，容易发现。

表 6.3-1 井场、站场地下水污染防渗区分区判定情况表

防渗分区	天然包气带防污性	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求	本工程防渗分区

	能				
重点防渗区	强	难	重金属，持久性有机污染物	等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1×10-7cm/s；或参照GB18598执行	/
	中-强	难			
	弱	易			
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行	井场、站场的储液装置
	中-强	难			
	中	易	重金属，持久性有机污染物		
	强	易			
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化	其余区域

（1）站场防渗措施

在果勒东Ⅰ区1号计转站、2号计转站内占地范围内，根据下表判定情况可知：

① 果勒东Ⅰ区1号计转站、2号计转站内的8井式集油阀组撬、中压计量分离器撬、生产分离器撬、事故罐(缓冲罐)、零位罐、污油泵应达到一般防渗区（等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行）。

② 其余地面应进行硬化。

③ 果勒东Ⅰ区1号计转站、2号计转站内应加强管理，严防采出液泄露。

（2）井场防渗措施

在井场占地范围内，根据下表判定情况可知：

井场应达到一般防渗区（等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行）。

井下作业防渗：铺设防渗膜。

表6.3-2　　分区防渗要求一览表

名称	项目		防渗要求
井场	一般防渗区	井口	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能
果勒东Ⅰ区1号计转站、2号计转站	一般防渗区	8井式集油阀组撬、中压计量分离器撬、生产分离器撬、事故罐(缓冲罐)、零位罐、污油泵、外输油泵、火炬分液罐、	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能

		甲醇加注撬	

井场、果勒东I区1号计转站、2号计转站分区防渗图见附图6.3-1、图6.3-2、图6.3-3、图6.3-4。

图 6.3-1　营运期采油井场分区防渗图

图 6.3-2　营运期果勒东Ⅰ区 1 号计转站分区防渗图

6.3.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.3.5 固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油和清管废渣，均属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物类别分别为：油泥（砂）（HW08）（071-001-08）、清管废渣（HW08）（071-001-08）、落地原油（HW08）（071-001-08）。

油泥（砂）和清管废渣委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。回收后的落地原油拉运至联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

（2）危险废物的主要管理要求如下：

①含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方生态环境主管部门的环保规定。

② 主要管理职责

——危险废物产生单位为危废废物管理责任主体，负责日常管理工作；

——危险废物产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明危险废物产生原因、回收数量和地点，负责与危险废物处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全危险废物管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——危险废物产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府生态环境主管部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求进行分区和防渗。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

6.3.6 土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.6.1 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采出液和井下作业废水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 8 口井的井口区、果勒东 I 区 1 号计转站、果勒东 I 区 2 号计转站，是否有采出液泄露的现象发生。

（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。管线工程按照一定比例应设置截断阀，加强巡视巡查。

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

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道和站场的采出液渗漏，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，委托有资质单位接收处置。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，委托有资质单位接收处置。

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。

6.3.6.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

本项目的分区防渗措施具体措施详见 6.2.3 节地下水污染防治措施。

6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二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 8 口井的井口区、果勒东 I 计转站、满深 1 号计转站可能影响区域跟踪监测，环评建议在 ManS501 井、果勒东 I 区 1 号计转站、果勒东 I 区 2 号计转站占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，每五年监测 1 次（见 5.6.3 土壤环境影响自查表）。

综上所述，正常情况下，本项目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。

6.3.6.4 小结

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.4 服役期满后环境保护措施

服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

6.4.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（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。

6.4.2 退役期水环境保护措施

对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

（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。

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油（气）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。

6.4.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.4.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018 ）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油（气）井场 8 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 110.5km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井管线施工作业宽度应控制在 8m 以内；集油支线和集气支线管线施工作业宽度应控制在 10m 以内；集油干线与集气干线同沟敷设，集油干线与集气干线施工作业宽度应控制在 12m 以内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）道路生态恢复

拟建工程道路工程开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

（5）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.环境影响经济损益分析

7.1 社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

7.1.2 经济效益

项目总投资 3.06 亿元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、站场建设和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费，

直接费用约 1681 万元。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 项目环保投资估算

工程总投资 3.06 亿元，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 1841 万元，环境保护投资占总投资的 6.02%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1　　环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施		费用（万元）	备注
生态恢复	施工迹地平整清理、永久占地硬化		26	
	站场、道路草方格防护		26	草方格布设面积18.44hm^2，每平方米1.38元
	水土保持措施		/	纳入水土保持方案投资
生态补偿	土地征购费及复垦费		1681	
废水处理	施工期生活污水拉运及处理		0.5	共计144m^3，每方/6元
	井下作业废水拉运与处理		16	8口井，每口井/2万
地下水	井场防渗	井口用永久占地等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照GB16889执行	10	单井防渗面积10m^2，共计80m^2
	果勒东I区1号计转站	8井式集油阀组撬、中压计量分离器撬、生产分离器撬、事故罐(缓冲罐)、零位罐、污油泵、转油泵、甲醇加注撬、火炬分液罐		防渗面积300m^2
	果勒东I区2号计转站	8井式集油阀组撬、中压计量分离器撬、生产分离器撬、事故罐(缓冲罐)、零位罐、污油泵、转油泵、甲醇加注撬、火炬分液罐		防渗面积300m^2
固体废物处置	生活垃圾收集及运输		0.5	
	落地油等危险废物安全处置		2	
环境风险	硫化氢、可燃气体报警器		4	每座井场0.5万元，每座站场1万元
环境管理	环境影响评价		20	
	环境保护竣工验收		20	
	环境监测		15	
	施工期环境监理		20	
	合计		**1841**	

7.2.3 环保措施效益分析

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。如将采出水通过哈得一联合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站污水处理系统处理；采出废水依托哈得一联合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 $0.75\times10^4m^3/a$，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m^3 进行计算，产生的经济效益为 1.5 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及生产污水处理装置污泥依托相应危险废物资质单位进行处置，减少了对环境的影响。

（4）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。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。井场、阀组站、道路采用草方格防护，防止土壤沙化。

本工程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。

本工程选用先进、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。

7.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1861 万元，环境保护投资占总投

资的 6.02%。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。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中国石油天然气股份有限公司下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位或委托第三方建设运行固废环保处置设施，塔里木油田分公司下达环境保护考核指标，下属二级单位负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油厂为中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由哈得油气开发部负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

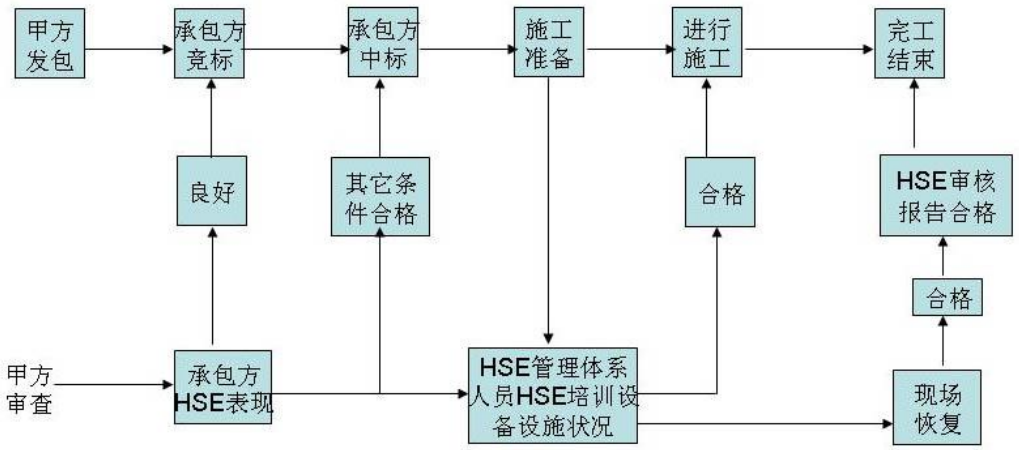


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、站场、管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：单井管线作业带宽度 8m，集输支线作业带宽度 10m，集输干线作业带宽度 12m。

②道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 2m 的范围内。

③井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 30m×40m，1 号计转站 149m×109m、2 号计转站 164m×84m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场、阀组站	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ② 施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	
3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围； ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1　　项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本项目在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置

地下水监控井，并定期检测。结合果勒东Ⅰ区块整体方案，在果勒东Ⅰ区块上游地区处设1眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置1眼地下水污染监控井，果勒东Ⅰ区块下游布设1眼地下水污染监控井，其监测点需根据实际情况而定，呈扇形分布。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164的规定。

8.3.2 运营期环境监测计划

本项目运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表8.3-2。检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

表 8.3-2　　运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	果勒东I区1号计转站的加热炉	SO_2、NO_X、烟尘	每年一次
		井场、站场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
~~2~~	生产废水	哈得一联合站/富源联合站的污水处理系统（依托）	pH、石油类、硫化物	每季度一次
3	噪声	井场、站场四周厂界外1m	厂界噪声监测	每年一次
4	地下水	在果勒东Ⅰ区块上游地区处设1眼地下水背景（或对照）监控井MS1，重点污染防治区附近设置1眼地下水污染监控井MS3，果勒东Ⅰ区块下游布设1眼地下水污染监控井MS2，其监测点需根据实际情况而定，呈扇形分布	石油类	每年1次
5	土壤	果勒东Ⅰ区1号计转站、果勒东Ⅰ区2号计转站、ManS501H井场占地范围内、占地范围外200m内，分别设1个表层样，在占地范围内设1个柱状样	石油烃	每5年1次

8.3.3“三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3　　三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	加热炉	果勒东Ⅰ区 1 号计转站	排气筒出口的 SO_2、NOx、烟尘的排放浓度		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)标准表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值
	非甲烷总烃	井场、阀组站	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）
	H_2S				《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准（0.06mg/m^3）要求
废水	生活污水	站场	拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处置		《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。（不作为验收内容）
	采出水	井场	富源联合站 2023 年投产前依托哈得一联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，富源联合站 2023 年投产后，依托富源联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	井下作业废水	井场	用罐车拉运至运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理		/
地下水	采出液、	井场	井场防渗：井口用永久占地		等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行
		站场	果勒东 I 计转站内的 8 井式集油阀组撬、中压计量分离器撬、生产分离器撬、事故罐(缓冲罐)、零位罐、污油泵、外输油泵、火炬分液罐、甲醇加注撬		
噪声	井口装置、井下作业、站场	井场、站场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准
固废	油泥（砂）、清管废渣	井场、管线	依托相应危险废物资质单位处置		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、站场、管线	果勒东Ⅰ区 1 号计转站、2 号计转站 ManS501 井场占地范围内、占地范围外 200m 内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；集输管线作业带宽度 8m，井场 30m×40m		《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）
	防沙治沙	井场、阀组、道路	草方格铺设面积为 18.44hm^2，草方格设置原则为：井场四周宽度		预防土地沙化，治理沙化土地，维护生态安全

			为 20m，站场四周宽度为 30m，道路两侧 2m	
环境管理	纳入塔里木油田分公司哈得油气开发部现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

8.4 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）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，可纳入富满油田开发区块整体开展环境影响后评价工作。

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本项目位于于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内果勒东Ⅰ区块，地处塔克拉玛干沙漠北缘。主力含油层系为奥陶系中统一间房组。

本项目主要建设内容为：①工程方案共部署 8 口油井，全部为老井（满深 5 井、满深 7 井、满深 501H、满深 502H、满深 503H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6），②新建 2 座站场（果勒东Ⅰ区 1 号计转站、果勒东Ⅰ区 2 号计转站）；③满深清管站扩建收球筒 2 座；④新建单井集油管线 33.5km、输油干线 22km、输气干线 22km，输油支线 16.5km、输气支线 16.5km；⑤新建道路 38.5km。项目建成后，果勒东Ⅰ区产能规模为原油 15.3 万 t/a，天然气 $0.75\times10^8Nm^3/a$；预计果勒东 I 区 1 号计转站原油处理和输送能力为 400t/d，气分离和输送能力为 $30\times10^4Nm^3/d$；果勒东 I 区 2 号计转站原油处理和输送能力 400t/d，天然气转输能力为 $35\times10^4Nm^3/d$。果勒东 I 区 1 号计转站至满深清管站输油干线输油能力为 $120\times10^4t/a$，输气干线输气能力为 $150\times10^4Nm^3/d$；果勒东 I 区 2 号计转站至满深清管站输油支线输油能力为 $40\times10^4t/a$，输气支线输气能力为 $35\times10^4Nm^3/d$。

本工程总投资 3.06 亿元，环境保护投资约 1861 万元，环境保护投资占总投资的 6.02%。

本项目采用井口不加热密闭集输工艺，油气集输沿用二级布站的密闭集输工艺。油气集输沿用二级布站（即井口→计转站→联合站）。富源联合站 2023 年投产前输送至哈得一联合站处理，富源联合站 2023 年投产后，输送至富源联合站处理。

9.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。

9.1.3 规划符合性

项目符合《能源发展“十三五”规划》、《全国矿产资源规划》、《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纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》和《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》等相关规划。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

2020 年项目所在地阿克苏地区 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

本项目区域内无地表水体分布。地下水监测结果表明，项目区潜水地下水监测指标中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物等出现不同程度的超标，超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，其它各项地下水监测指标均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

（3）声环境质量现状

ManS501-H1 果勒东Ⅰ区 1 号计转站昼间噪声值在 44~45.7dB(A)之间，夜间噪声值在 41.6~43.4dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，项目区内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准。

（5）生态环境质量现状

本工程区位于塔克拉玛干沙漠北缘，地处果勒东Ⅰ区块内，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

9.1.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。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）和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），本项目位于沙雅县境内，属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土保持措施。

项目对生态环境的影响主要来自占地影响，总占地 88.02hm^2，永久占地面积 25.75hm^2，临时占地面积 62.27hm^2，占地类型为沙地。地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是施工机械及运输车辆产生的燃油废气、井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期项目对大气环境的影响主要来自果勒东 I 区 1 号计转站加热炉有组织烟气和油气集输过程中的无组织烃类和硫化氢。果勒东 I 区 1 号计转站的加热炉烟气排放总量为 533 万 m³/a，排放 SO_2 0.2t/a、NO_X 0.79t/a、烟尘 0.11t/a，浓度分别为：烟尘：20mg/m^3，SO_2：37.12mg/m^3，NO_X：147.28mg/m^3，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO_2：50mg/m^3，烟尘：20mg/m^3，NO_X：200mg/m^3），烟气最终通过 8m 高排气筒排放。油气集

输过程中无组织 VOCs 排放量为 10.48t/a，H_2S 挥发量为 0.0096t/a。

根据预测结果可知，果勒东 I 区 1 号计转站的无组织排放的 NMHC 最大占标率最大（5.46%），最大落地浓度为 109μg/m³，出现在 190m 处。经预测，果勒东 I 计转站的加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值。ManS501H 和果勒东 I 区 1 号计转站外的 NMHC 浓度和 H_2S 浓度均可达到《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2000μg/m³）、硫化氢空气质量浓度限值（10μg/m³）要求。项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

本项目运营期噪声源主要为站场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本项目单井站场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

（4）水环境影响分析

项目落地油 100%进行回收，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

本项目采油（气）目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。不会对所在区域地下水产生影响。

富源联合站 2023 年投产前，运营期的采出水依托哈得一联合站污水处理系

统处理，富源联合站2023年投产后，依托富源联合站的污水系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站的污水处理系统处理。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但厂界外污染晕未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中石油类能满足GB/T14848或国家相关标准的要求。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

（5）固体废物影响分析

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣、和施工人员生活垃圾。本工程无废弃土方产生，施工土方去全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地。施工期生活垃圾统一收集拉运至沙雅县生活垃圾填埋场处理。本项目施工期落地油带罐作业，100%回收，进入联合站原油处理系统进行处理。含油废物主要为维修设备产生的废机油，属于危险废物（HW08）（900-214-08）集中收集后暂存于铁桶内，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油。油泥（砂）和清管废渣委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。回收后的落地原油拉运至联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

本项目对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

（6）土壤环境影响

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响，项目区处于风蚀区，施工活动会造成水土流失加剧。

运营期土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道、站场的储液装置的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响，通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、硫化氢、甲醇，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

（1）油区油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀。

（2）油泥等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。

9.1.7 总量控制指标

本项目投产后总量控制建议指标为：SO_2：0.2t/a，NO_X：0.79 t/a、NMHC：10.48t/a。本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

9.1.8 公众意见采纳情况

本项目公众参与由建设单位塔里木油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（http://www.xjhbcy.cn/blog/article/7971），时间为2021年8月23日。

9.1.9 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提

出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

（2）加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

（3）在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

附件

1. 委托书