

满深区块 11 口井地面工程 环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2022 年 6 月

现场景观掠影

目 录

1.概述.....	1
1.1 建设项目特点.....	1
1.2 环境影响评价的工作过程.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....	4
1.5 环境影响评价的主要结论.....	5
2.总则.....	6
2.1 评价目的与原则.....	6
2.2 编制依据.....	7
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	11
2.4 环境功能区划.....	13
2.5 评价等级和评价范围.....	18
2.6 污染控制目标与环境保护目标.....	25
2.7 评价时段和评价重点.....	26
2.8 评价方法.....	26
3.建设项目工程分析.....	27
3.1 工程开发现状及环境影响回顾.....	27
3.2 工程概况.....	32
3.3 工程分析.....	44
3.4 清洁生产水平分析.....	59
3.5 污染物排放总量控制.....	64
3.6 相关法规、政策符合性分析.....	65
3.7 选址、选线合理性分析.....	75
4 环境现状调查与评价	76
4.1 自然环境概况.....	76
4.2 生态环境现状调查与评价.....	78
4.3 环境空气质量现状调查与评价.....	84
4.4 声环境现状.....	86

4.5 水环境现状调查与评价.....	87
4.6 土壤环境现状调查与评价.....	90
5.环境影响预测与评价	93
5.1 生态环境影响分析.....	93
5.2 大气环境影响分析.....	99
5.3 声环境影响分析与评价.....	104
5.4 水环境影响分析.....	105
5.5 固体废物影响分析.....	117
5.6 土壤环境影响分析.....	118
5.7 环境风险评价.....	123
6.环境保护措施及可行性论证	138
6.1 设计期环境保护措施.....	138
6.2 施工期环境保护措施.....	139
6.3 运营期环境保护措施.....	146
6.4 退役期环境保护措施.....	155
7.环境影响经济损益分析	158
7.1 社会效益和经济效益.....	158
7.2 环境经济损益分析.....	158
7.3 环境经济损益分析结论.....	160
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系	161
8.1 环境管理机构.....	161
8.2 开发期环境管理及监测.....	162
8.3 运营期环境管理及监测.....	165
9.结论与建议	172
9.1 评价结论.....	172
9.2 建议.....	181

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 万平方公里，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 万亿方，油气当量 238.95 亿吨，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。作为中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司塔北-塔中大油气区的主力区块，富满油田 2025 年预计建成产油 400 万吨/年、产气 400 万方/天的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有满深、跃满、富源、玉科、哈得、富源 I、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。

满深区块 11 口井地面工程（以下简称“本工程”）位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠北缘，所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距离沙雅县县城约 115km。工程所在区域原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、高含蜡”特征，属于富满油田开发区块。工程在富满油田中的位置见图 1.1-1。

图 1.1-1 本工程区域位置图

截至 2022 年第二季度，满深区块开展了 1 次区块环评，为《富满油田满深一果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》，已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函〔2021〕186 号）。

本工程主要是满足满深区块 2022 年部署井油气集输需要。工程主要包括 11 口采油井的集输工程（钻井工程已完成环评），新建各类集输管线 37.4 千米，新建产能 28.5 万吨/年，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、土建、消防等工程。

本工程建设性质为改扩建，属于老区块开发。工程建设对于满足油田开发需要、保障油田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

工程区位于沙雅县，地处富满油田已开发区块内，属于石油天然气开采项目。根据新水水保〔2019〕4 号文，工程所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理

区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版),本工程属于分类管理名录中“五-石油和天然气开采业,077-陆地石油开采 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《关于下放陆地石油天然气开采建设项目环评文件审批权限的通知》(新环环评发〔2021〕102 号),将仅涉及水土流失重点预防区和重点治理区的老区块陆地石油天然气建设项目下放至地(州、市)生态环境主管部门,所以本工程审批权限在阿克苏地区生态环境局。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定,2022 年 4 月,中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司(以下简称“建设单位”)委托新疆天合环境技术咨询有限公司(以下简称“天合公司”)编制《满深区块 11 口井地面工程环境影响报告书》。

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。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,确定环境影响评价工作等级、评价范围、评价标准,最后制订工作方案。2022 年 4 月委托新疆中测测试有限责任公司对本工程区域环境要素进行了现状监测。在工程分析、环境质量现状评价的基础上进一步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工作。

报告书经生态环境主管部门批准后,可以作为本工程建设期、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,环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

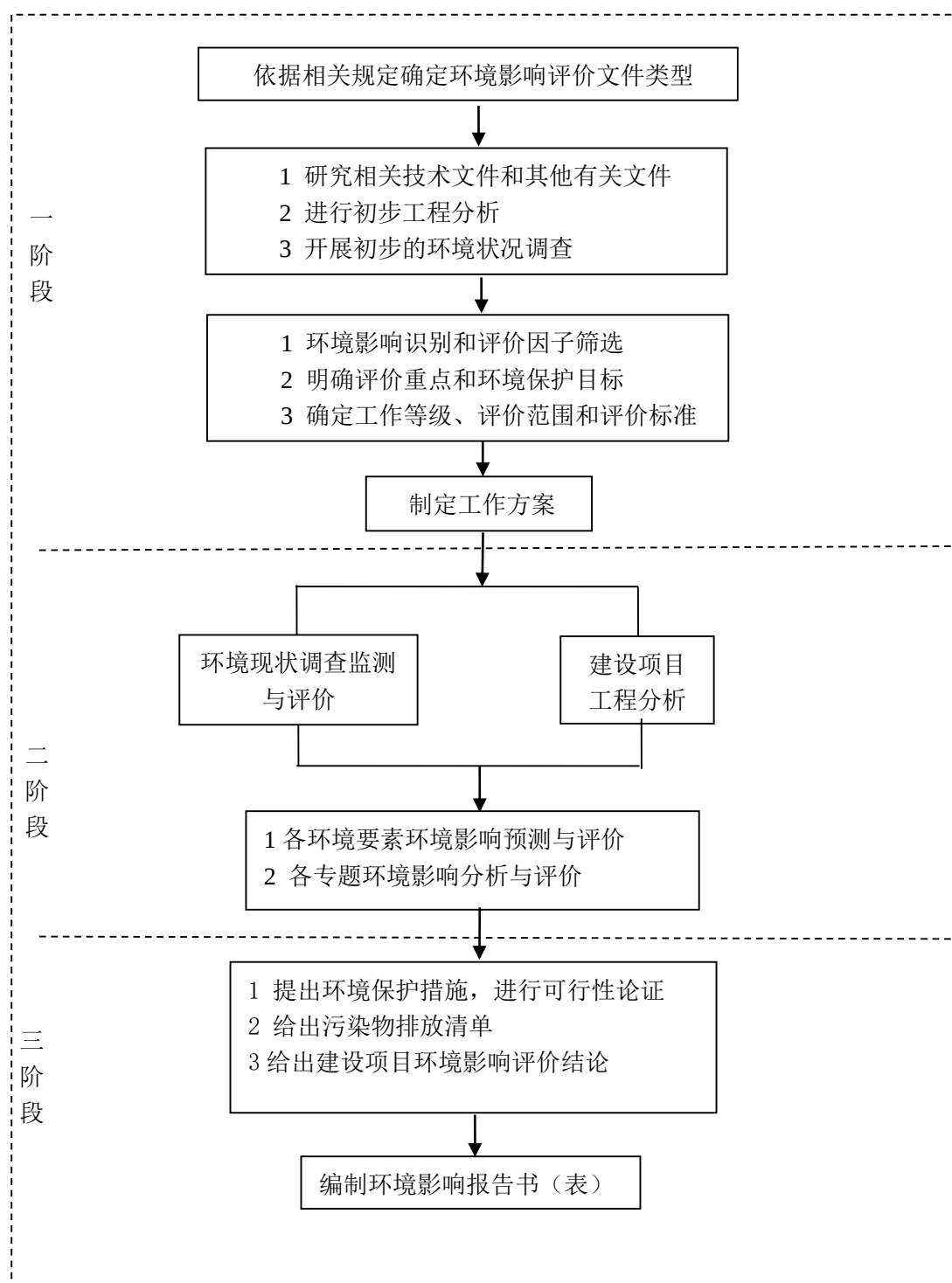


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合分析

本工程属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年

本), 本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”, 属于鼓励类项目, 符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目, 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》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号) 等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目, 符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《塔里木油田地面工程十四五规划》、《新疆生态环境保护十四五规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) “三线一单”符合性判定

本工程敷设管线未穿越红线, 不在生态保护红线范围内; 本工程运营期采出水依托油田已有设施处理; 所在区域属于大气环境质量不达标区域, 油气集输采取密闭流程, 本工程已提出持续改善环境质量、防风固沙、生态修复的要求, 项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施, 改善区域环境空气质量。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标, 不会增加土壤环境风险; 水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标; 满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求, 符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施, 施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题; 运营期井场及依托场站无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢, 以及作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于井场建设、原油集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的生态保护区域、重要生境、国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产地、生态保护红线等生态敏感区，除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要环境敏感保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，工程建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；工程不涉及依法划定的生态保护区域、重要生境、国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产地、生态保护红线等生态敏感区；工程符合“三线一单”要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，对生态的不利影响可有效降低，环境风险可以接受，从生态环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解工程区的自然环境、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，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

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

环评有关法律法规见表 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 年修正）	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 年修正）	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 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 33 次会议	2022-6-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	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 年修正）	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 年修正）	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（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修正）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修正）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	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
17	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
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	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 年修正）	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 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	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 年修正）	国务院令 653 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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 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法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 年版）	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	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
13	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
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	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
5	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函（2002）194 号	2002-12
6	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
7	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
8	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
9	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
10	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修正）	新环发（2017）1 号	2017-01-01
11	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
12	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
13	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
14	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
15	新疆生态环境保护十四五规划	新环发〔2017〕124 号	2017-06-22
16	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
17	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01
18	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
19	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	2020-7-30
20	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	13 届人大第 4 次会议	2021-02-05
21	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-12-27
22	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	2021-7-10
23	阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	-	2021-02-27

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	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
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	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65T 3997-2017	2017-05-30
18	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
19	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
20	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用	SY/T301-2016	2017-05-

	及污染控制技术要求		01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01

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，2022.04；
- (2) ManS3-H3 井、ManS3-H5 井、ManS5-H3 井、ManS5-H5 井、ManS5-H7 井、ManS501-H2 井、ManS502-H1 井、ManS503-H1 井、ManS503-H3 井、满深 506H 井、满深 705 井等 11 口井集输工程设计报告，中油（新疆）石油工程有限公司，2022.02；
- (3) 塔里木油田“十四五”发展规划；
- (4) 工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程计划部署采油井场 11 座，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，新建单井集输管线 37.4 千米，配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、土建、消防等工程，油气处理依托哈一联合站。

本工程主要包括井场和集输工程等作业内容，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站场工程和集输工程，以生态影响为主。

①井场、站场建设

无人值守采油井场 11 座；改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点。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、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

②管线和道路建设

本工程新建单井集输管道 37.4km。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流失的影响，以及施工扬尘。

(2) 运行期

运行期环境影响因素主要体现在油气开采、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，固体废物主要为落地油泥。

(3) 退役期

退役期，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、运行期和退役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	施工期					运营期					退役期	
	占地	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
		施工机械和车辆废气、施工扬尘	试压废水、生活污水	弃土弃方建筑垃圾、生活垃圾	钻机、施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、井下作业废水	油泥、落地油	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；

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
		(3) 油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油气开发对当地农牧业影响； (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：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，茈，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘 表 2 中石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	石油烃
地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S	非甲烷总烃、H ₂ S、颗粒物
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废弃物	-	油泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	风险物质：原油、天然气、硫化氢。 (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泄漏事故进行预测分析；

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，西北距离沙雅县城约 115km。工程区远离沙雅县城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。按《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二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本工程最近井距离塔里木河约 32km，根据《中国新疆水环境功能区划》，工程区影响范围内的塔里木河按水域划分属于沙雅县界至尉犁县界段，水质功能类别为《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅳ类。现状使用功能为农业用水，规划主导功能为景观娱乐用水。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。

2.4.1.3 声环境

工程区远离沙雅县城镇规划区，没有划分声环境功能区划。按《声环境质量标准》(GB3096-2008)的规定，油田开发区执行 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》(2005 版)，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(Ⅳ)，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区(Ⅳ₃)，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区(71)。工程所在区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

根据新水水保〔2019〕4 号文，工程所在区域沙雅县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

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 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 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/m ³			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	/	

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
5	CO	/	4000	10000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	
8	H ₂ S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

本工程周边 10km 范围内无地表水体。

工程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，pH 除外

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	砷	≤0.01
2	总硬度	≤450	21	镉	≤0.005
3	溶解性总固体	≤1000	22	六价铬	≤0.05
4	硫酸盐	≤250	23	铅	≤0.01
5	氯化物	≤250	24	钾	/
6	铁	≤0.3	25	钙	/
7	锰	≤0.10	26	镁	/
8	挥发酚	≤0.002	27	铜	≤1.00
9	耗氧量	≤3.0	28	锌	≤1.00
10	氨氮	≤0.50	29	镍	≤0.02
11	硫化物	≤0.02	30	碳酸盐	/
12	钠	≤200	31	重碳酸盐	/
13	总大肠菌群	≤3.0	32	石油类	≤0.05
14	细菌总数	≤100			
15	氰化物	≤0.05			
16	亚硝酸盐氮	≤1.0			
17	硝酸盐（以氮计）	≤20			
18	氟化物	≤1.0			
19	汞	≤0.001			

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

工程区声环境执行《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

工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。地面工程场站外土壤参照执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。

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	蒽	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				

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	标准限值（mg/kg）pH>7.5
1	pH	无量纲	/
2	总砷	mg/kg	60
3	镉	mg/kg	65
4	铜	mg/kg	18000
5	铅	mg/kg	800

序号	项目	单位	标准限值 (mg/kg) pH>7.5
6	总汞	mg/kg	38
7	镍	mg/kg	900
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

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。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	GB39728-2020
H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.4.3.2 废水

按照《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)规定:在相关行业污染物排放标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求回注,同步采取切实可行措施防治污染。

运行期本工程产生的采出水依托哈一联合站污水处理系统处理达标后回注油层,井下作业废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理,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>1.5μm²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/MI)	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB (个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 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

根据工程产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)，危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》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)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，用于铺垫井场和井场道路。

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

本工程废气排放源主要为井场、试采点阀组和计转站无组织排放非甲烷总烃和硫化氢。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，选取非甲烷总烃（NMHC）和硫化氢（H₂S）为评价因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2。

污染源参数见表 2.5-3，估算结果详见表 2.5-4。

（2）评价工作等级判定

根据上述计算结果，本工程外排废气污染物 $1\% < P_{\max} = 8\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，本工程大气环境影响评价工作等级为二级评价。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 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》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.5-5 生态环境评价等级判定

序号	导则要求	本工程
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B
e	根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	不涉及（本工程占地规模为 0.43km ² ）
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	已采用

由上表可见，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

（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，故其对环境的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，确定生态环境评价范围为单井、站场边界向外扩展 500m 范围；集输管线两侧各 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

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 2.5-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，工程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 2.5-6 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 2.5-7，评价等级为二级。

表 2.5-7 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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价结合项目特点，主要采用公式计算法和自定义法进行评价范围的确定。

①公式法

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：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，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 0.39~4.34m/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 0.28‰~0.809‰，本次计算按最大值 0.809‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲，依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42；

经计算，L 为 83.6m。

②自定义法

按照导则要求，调查评价范围应能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。因此判定本工程地下水评价范围以各井、站地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的区域，及管线边界两侧 200m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则-地表水环境》(HJ2.3-2018)，工程属于水污染影响型建设项目，本工程距离塔里木河约 32km，在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，与地表水无水力联系，工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

工程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。

2.5.5 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》(HJ2.4-2021)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》(HJ2.4-2021)要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境影响评价范围为开发区域边界向外扩 200m 作为评价范围。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)规定，本工程突发

环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H₂S 等，分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等）。本工程主要风险单元为密闭集输单元。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁, q₂, …, q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程新建各类集输管线 37.4km，为 DN80~DN100 管径。各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程最大存在量按照单井至站场（试采点）集输管线的单根最大长度 6.5km 计算。

原油密度按照 0.8108t/m³、天然气平均相对密度 0.7313kg/m³，天然气中硫化氢平均含量约 20.17mg/m³。

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，集输管线压力 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。

本工程危险物质辨识结果详见表 2.5-9。

根据上表计算结果，本工程 Q<1。判断项目风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对工程可能存在的环境风险进行简单分析。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为 I 类。

(2) 影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本工程本工程主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”，本工程永久占地面积约 2.2hm^2 ，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本工程周边为荒漠，井场 1km 范围内、管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-19。

表 2.5-19 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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	-	-

由上表可见，本工程评价工作等级为二级。

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，本工程土壤环境影响评价范围确定为：井场、站场及集输管线边界外扩 200m 范围。

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

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

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

2.6.2 环境保护目标

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县城约 115km。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要保护目标为主要环境敏感保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程环境保护目标见表 2.6-1，与保护目标关系图见图 2.5-1。

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	-	-	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	声环境	-	-	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
3	地表水	-	-	不对地表水产生污染影响
4	地下水	评价区地下水	工程区及周边	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准
5	生态	胀果甘草（国家	井区及周边	避免占用

		II 级保护植物)	零星分布	
		塔里木兔 (国家二级保护动物)	区域偶见	禁止捕猎
		塔里木河流域水土流失重点治理区	场站占地范围外扩 500m 及管线两侧 300m	不对区域水土保持产生明显影响
6	环境风险	工程区土壤、地下水	工程区及周边	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

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、退役期三个时段。

根据程特点及评价因子筛选的结果, 结合工程区域环境状况, 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.建设项目工程分析

3.1 工程开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

3.1.1.1 周边区块开发现状

富满塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万平方公里，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 万亿方，油气当量 238.95 亿吨，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 万吨/年、产气 400 万方/天的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有满深、跃满、富源、玉科、哈得、富源 I、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。

富满油田目前尚未编制规划环评。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，富满油田综合廊带布局见图 3.1-1。

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。

两中心：哈得一联合站、富源联合站 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。

本工程位于满深区块内，距离沙雅县县城约 115km。地理位置图见 3.1-2，区块位置图见图 3.1-3。

3.1.1.2 满深区块开发现状

本工程位于富满油田满深区块，均未进行大规模开发。

满深区块属于《哈拉哈塘油田塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计环境影响报告书》的外围区块，产能依托现有哈得一联合站，环评批复见附件（《关于哈拉哈塘油田塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计环境影响报告书的批复》新环审[2019]84 号），该项目目前仍处于建设中，见附件 2。

满深区块已经开展的环评工作为《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》，阿克苏地区生态环境局以阿地环函字〔2020〕344 号进行了批复，见附件 3，建设内容为部署 4 口油井，满深 2 井、满深 3 井、满深 101 井、满深 1 井；新建满深 1 号计转站 1 座，新建单井采油管线 13.5km、集油支线 22km、输气支线 22km、集油干线 13km、输气干线 13km，目前处于建设过程中。其中满深 1 井已经开展了钻井环评，环评手续见附件 4，竣工环保验收意见见附件 5。

运营期，满深区块归属哈得油气开发部统一管理。富满油田满深区块已经开展了 7 口井的建设（满深 1 井、满深 301H、ManS3-H5、ManS3-H6、ManS1-H2、满深 2 井、满深 3 井），其中 3 口井已经完钻（满深 1 井、满深 2 井、满深 3 井）；有 7 口井正在开钻（满深 501H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6、ManS5-H8、满深 502H、满深 503H）。区块单井环评手续见附件 4。

3.1.2 现有工程“三同时”执行情况

满深区块开发工程的环保手续履行情况见表 3.1-1。

3.1.3 已建工程环境影响回顾分析

满深区块的已建工程包括满深 1 井，已完钻，已经于 2020 年 6 月 24 日开展了竣工环保验收，验收意见见附件 5，满深 2 井、满深 3 井环评手续为《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》的建设内容，因其他建设内容还在完工，因此未开展竣工环保验收，满深 1 井实施情况一览表见下表 3.1-2。

根据竣工环保验收意见，满深 1 井在钻井期间落实了各阶段环境保护措施。

(1) 钻井和试油期间落实了环评提出的各项生态环境保护措施，划定了施工作业范围和车辆行驶路线，未随意扩大占地、扰动地表；施工结束后对施工迹地进行了清理平整，植被自然恢复中；未发生捕猎野生动物的现象。占地类型为未利用地中的沙地，总占地面积为 1hm^2 ，井场永久占地面积为 3600m^2 ($60\text{m} \times 60\text{m}$)。

(2) 钻井期间对机械设备维护保养，使用符合国家质量标准的油品，施工车辆按照规定路线行驶，井场物料苫布遮盖，验收期间经监测井场无组织非甲烷总烃最大浓度符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 限值。

(3) 试油期在井口设置了方罐，试油采出液有井口方罐收集，拉运至哈得一联合站原油处理系统处理，废水经处理后回注油藏；施工期生活污水用防渗生活污水池收集，定期拉运至库车市污水处理厂处理。

(4) 验收调查期间，井场边界昼间、夜间噪声值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值。

(5) 钻井时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；钻井岩屑采用泥浆不落地工艺；泥浆循环利用，完井后剩余泥浆由专业服务公司回收，岩屑检测合格后综合利用。聚磺体系泥浆经泥浆不落地系统分离后，固相拉由山东军辉建设集团有限公司拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站、山水源环保处理站进行无害化处理；钻井期产生的废机油，属于危险废物，用钢制铁桶收集，交由轮台县三和源石油技术有限公司回收；施工期的生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由中石化西南石油公司有限公司巴州分公司拉运至沙 61 井处置。

(6) 现有工程的土壤环保措施情况调查：通过对满深 1 井的验收调查报告表可知，钻井时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；钻井岩屑采用泥浆不落地工艺；泥浆循环利用，完井后剩余泥浆由专业服务公司回收，岩屑检测合格后综合利用。聚磺体系泥浆经泥浆不落地系统分离后，固相拉由山东军辉建设集团有限公司拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站、山水源环保处理站进行无害化处理；钻井期产生的废机油，属于危险废物，用钢制铁桶收集，交由轮台县三和源石油技术有限公司回收；施工期的

生活垃圾在垃圾收集箱暂存，由中石化西南石油公司有限公司巴州分公司拉运至沙 61 井处置。钻井期间的各项固废都得到了有效处置，不会对井场的土壤造成影响。

(7) 满深 1 井井场的地下水监测情况：新疆水清清环境监测技术服务有限公司 2020 年 5 月 18 日、5 月 19 日对满深 1 井井场的地下水进行了监测，监测结果表明，地下水中 pH、六价铬、铜、锌、镉、砷、苯并(a)芘，石油类、耗氧量、氨氮满足可满足《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。通过地下水的监测结果表明，工程区的土壤没有受到钻井过程中污染影响

根据满深 1 井的竣工环保验收意见(见附件 5)，满深 1 井不存在环境问题。

3.1.4 现有工程环境管理现状

在建工程主要包括满深 301H 井、ManS3-H5 井、ManS3-H6、ManS1-H2 井、满深 501H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6、ManS5-H8、满深 502H、满深 503H；满深 1 号计转站及配套管线(单井采油管线 13.5km、集油支线 22km、输气支线 22km、集油干线 13km、输气干线 13km)，仍在建设过程中。

在建工程情况分布图详见下图 3.1-5。

工程所在区块集输管网建设情况汇总情况见下表 3.1-3。

3.1.4.1 在建满深 1 号计转站基本情况

满深区块内已建成满深 1 号计转站 1 座，目前正在投试运行中，还未进行竣工环保验收。采出液分离能力为 400t/d，原油转输能力设计规模为 400t/d，天然气转输能力为 $55 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

3.1.4.2 在建满深 1 号计转站工艺流程

满深 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“井场→满深 1 号计转站→哈得一联合站/富源联合站”的二级布站流程；集气系统采用“井场→满深 1 号计转站→哈得一联合站/富源联合站”的二级布站流程。富源联合站投产前，原油处理和污水处理依托哈得一联合站处理，富源联合站投产后，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 3.1-6 所示。

(1) 气液分离部分

气液分离部分用于将单井来气液进行分离、缓冲。气液分离部分包括 1 座两相生产分离器橇。

工艺流程简述：利用计转站建设的中压计量分离器，实现分别对单井来气液的原油及伴生气的分离计量，通过新建两相生产分离器橇，完成气液分离，自压分输至哈得一联联合站处理装。

(2) 采出液转输部分

将分离的采出液用泵增压外输至哈得一联联合站。采出液转输部分设有 1 台转油泵。

(3) 采出气转输部分

将分离的采出气用泵增压外输至哈得一联联合站。采出液转输部分设有 1 座压缩机橇。

(4) 主要设备

装置区内设备主要包括 1 座 8 井式集油阀组橇、1 座中压计量分离橇、1 座生产分离器橇。

3.1.4.3 在建工程污染物排放情况

(1) 废气

集输过程采取密闭集输，阀组泄露形成的无组织挥发性有机废气，其中非甲烷总烃排放量为 0.613t/a，硫化氢排放量为 0.0018t/a。

(2) 废水

生产过程中无废水排放。

(3) 噪声

噪声污染源主要为泵类及压缩机噪声，噪声源强为 80~95dB(A)。

(4) 固体废物

主要为清管过程中产生的清管废渣，产生量较少，收集后定期送有资质单位妥善处理。通过对工程所在区块的已建工程和在建工程的现状调查和资料收集，没有发现环保问题。当满深 1 号计转站等在建工程竣工后，建设单位应尽快开展竣工环保验收工程。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 工程名称和性质

工程名称：满深区块 11 口井地面工程。

工程性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

富满油田满深区块位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠北缘，工程所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距离沙雅县城约 115 千米。

3.2.1.3 建设内容及规模

本工程主要包括 11 座单井井场，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，新建单井集输管线 37.4 千米，预计年产油 28.5 万吨/年、伴生气 1.2 亿方/年。配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、土建、消防等工程。钻井工程单独环评，不在本次评价范围内。工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程名称			工程内容及规模
产能			年产油28.5万吨/年、伴生气1.2亿方/年。
主体工程	站场工程	单井站场	11座单井井场，采用标准化常温抗硫采油井场，占地面积：三座40m×40m，八座40m×50m。主要设备采油树、RTU柜、气体报警控制器柜、配电柜。充分预留扩建空间和接口，预留电磁加热炉接口。
		满深1计转站	满深1计转站新增外输泵2台
		满深5-H4集中试采点	新建满深5-H4八井式集油配水阀组1座
		HD32集中试采点	（1）2台喂油泵（Q=50方/h，H=60m，一备一用）； （2）2台外输泵（Q=50方/h，H=500m，一备一用）； （3）生产分离器（1.76MPa，D1200×5950）、计量分离器（1.76MPa，D1200×6000）上电动阀改造、就地液位计改造。
	油气集输管道	单井集输管道	新建单井集输管道37.4km，埋地敷设，其中3.1km管线管径为DN80、34.3km管线管径为DN100。
	供水工程		采油井场、阀组均为无人值守。站场用水为间歇性的设备外壁擦洗水等用水和少量生活用水，水源由罐车拉运供给。
	供电工程		在ManS3-H3井、ManS3-H5井、ManS503-H1井等新建井场新建3.44km电力线；其他新建井场均依托已建35kV钻井线玉满线供电，站场新增负荷电源依托已建供配电系统；

工程名称		工程内容及规模
	防腐	防腐保温采用常规做法，做设备和管道涂层防腐及阴极保护。
	消防	井场按照五级站场考虑，不设消防给水设施，配置一定数量的移动式器材，站场依托已有设施。
环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 营运期：井场至站场为密闭输送，不设置燃气加热炉。
	废水	施工期：施工期废水包括管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理 营运期：营运期废水包括采出水和井下作业废水，采出水依托哈一联合站采出水处理系统处理。井下作业废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。
	固废	施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置 营运期：油泥砂、清管废渣等依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。
	环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；站场和集输干线周围设置草方格防风固沙。 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。
依托工程	哈一联合站	油气水通过管道输送至哈一联合站进行处理。哈一联合站设计原油处理规模 $145 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气已建处理规模 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，含油污水处理规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水规模 $3050 \text{m}^3/\text{d}$ ，清水处理能力为 $90 \text{m}^3/\text{d}$ （消防用水、生活用水）。
	塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场	本工程生活垃圾、施工废料、井下作业废水等依托塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站，环保手续齐全，已于2018年底投产。塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 $100 \text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模 $120 \text{m}^3/\text{d}$ 。建有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；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。
	库车畅源生态环保科技有限责任公司	油泥（砂）、清管废渣委托至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）具备46万吨/年HW08类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，实际处理量为35万t/a，富余处理量为11万t/a；本工程运营期产生含油污泥约为2587t/a，依托是可行的。
	沙雅县兴雅污水处理厂	施工期生活污水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理。沙雅县兴雅污水处理厂采用“厌氧+缺氧+好氧”生物处理工艺，处理总规模为 $10.0 \text{万m}^3/\text{d}$ ；工业园区污水 $60000 \text{m}^3/\text{d}$ ，城镇生活污水 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ 。本工程施工期生活污水总量为 86.4m^3 ，污水处理厂现有日处理能力 $10 \text{万m}^3/\text{d}$ ，仍有较大余量，可接纳本工程生活污水。

3.2.1.4 工程投资

工程总投资 4310.72 万元。

3.2.1.5 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，满深区块运行管理由哈得油气开发部负责。

3.2.1.6 工程进度

2022 年度实施建设，预计开工时间为 2022 年 7 月，施工时间 2 个月，施工人员约 30 人。

3.2.2 油气资源概况

（1）原油特性

工程所在区块原油具有“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 0.7871~0.7977g/cm³，平均 0.7928g/cm³；50℃粘度 1.225~1.468mPa.s，平均 1.354mPa.s；凝固点-20.0~-6.0℃，平均-9.5℃；含硫量 0.071~0.302%，平均 0.128%；含蜡量 10.6~13.7%，平均 12.16%；胶质+沥青质含量 0.11~0.25%，平均 0.19%。工程所在区块原油物理性质表详见表 3.3-2。原油物性分类简表见表 3.2-3。

（2）伴生气特性

工程所在区块伴生天然气取样分析结果表明，单井天然气相对密度为 0.679~0.864，平均为 0.682；甲烷含量为 81.99~82.62%，平均 82.41%，乙烷以上含量为 9.53~9.98%，平均 9.74%；氮气平均含量为 3.57%，二氧化碳平均含量为 3.5%，硫化氢含量分布范围 0.315~0.3536%，平均为 767mg/m³，整体表现为重烃组分较高的原油溶解气特征。工程所在区块伴生天然气组分见表 3.2-4。

（3）采出水特性

满深区块地层水水型为 CaCl₂ 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 开发方案和总体布局

3.2.3.1 开发方案

生产规模：最高日产油864t/d，最高日产气37.2×10⁴m³/d，最高年产油 28.5×10⁴t，最高年产气 1.2×10⁸m³。

表 3.2-5 开发指标预测表

序 号	井号	目的层位	开发指标	
			油 (t/d)	气 (10 ⁴ m ³ /d)
1	ManS3-H3 井	奥陶系一间房组	80	3.25
2	ManS3-H5 井	奥陶系一间房组	70	2.8
3	ManS5-H3 井	奥陶系一间房组	60	3
4	ManS5-H5 井	奥陶系一间房组	80	3.25
5	ManS5-H7 井	奥陶系一间房组	65	3
6	ManS501-H2 井	奥陶系一间房组	70	3
7	ManS502-H1 井	奥陶系一间房组	90	3.5
8	ManS503-H1 井	奥陶系一间房组	70	2.84
9	ManS503-H3 井	奥陶系一间房组	80	3.25
10	满深 506H 井	奥陶系一间房组	99	4.3254
11	满深 705 井	奥陶系一间房组	100	5
合计			864	37.2

图3. 2-2 本工程 11 口井井位部署图

3.2.3.2 总体布局

本次部署开发井井位距离已建的哈一联合站 12~60km 不等，油气处理主要依托哈一联。采出液在试采点或计转站进行气液分离后，进入哈一联后进行原油处理，然后利用已建输油管线外输，前期采用火炬点火燃烧方式，后期可以根据产气量情况，采用第三方接收或增压外输至哈一联。伴生气经过哈一联伴生气处理装置进行脱水脱烃、增压，然后利用已建输气管道外输。

采用分输工艺，采用单井→计转站的布站方式或采用单井→阀组→试采点（计转站）的布站方式，单井、阀组混输，试采点分输工艺。ManS5-H3 井、ManS5-H5 井、ManS501-H2 井进满深 5-H4 集中试采点；ManS5-H7 井、ManS502-H1 井进满深 5-1 阀组站；ManS3-H3 井、ManS503-H1 井、ManS503-H3 井进满深 503H 集中试采点；ManS3-H5 井进满深 1 计转站；满深 506H 井、满深 705 井进 HD32 集中试采点。

本次在满深 1 计转站新增外输泵 2 台，在满深 5-H4 集中试采点新建 1 座八井式集油配水阀组；在 HD32 集中试采点新建 2 台喂油泵（Q=50 方/h，H=60m，一备一用）、2 台外输泵（Q=50 方/h，H=500m，一备一用）、生产分离器（1.76MPa，

D1200×5950)、计量分离器 (1.76MPa, D1200×6000) 上电动阀改造、就地液位计改造。方案总体见图 3.2-3。

3.2.4 主体工程

主体工程包括站场工程和集输工程。

3.2.4.1 站场工程

本工程新建井场 11 座，改造计转站 1 座、试采点 2 座。

(1) 单井站场

11 座单井井场。采油井为自喷生产，采用标准化 6.3MPa 常温抗硫采油井场，为无人值守井场。

井场流程：井口出液通过油嘴套节流，通过集输管道输送至集油计量阀组站或计转站。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。

平面布置：采油井场由采油树、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成，井场采用标准化平面布置，占地面积 40m×40m 或 40m×50m，井场内部设置检修阀 1 套，地面安装，方便采油井的维修、维护工作，井口位于电控信相关设施的最小风频的上风侧，防止油气泄漏聚集在 RTU 柜、配电柜附近。井场地坪直接利用钻井地坪，井场不设围栏大门等设施。

单座井场工艺流程见图 3.2-4，平面示意图见图 3.2-5。

(2) 满深 1 计转站

本工程在已建满深 1 计转站扩建外输增压区。

- 1) 油外输增压处理设计规模：1000t/d；
- 2) 外输泵前进口法兰前管道设计压力：4.0MPa；
- 3) 外输泵出口法兰后管道设计压力：6.3MPa；
- 4) 站内工艺管道设计温度：70℃；
- 5) 管线按小于等于 50000ppm 进行抗硫设计；

(3) 满深 5-H4 集中试采点

本工程在满深 5-H4 集中试采点新建八井式集油配水阀组 1 座。

(4) HD32 集中试采点

本工程在 HD32 集中试采点新建 2 台喂油泵（ $Q=50\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=60\text{m}$ ，一用一备），新建 2 台外输泵（ $Q=50\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=500\text{m}$ ，一用一备），以及试采点内 1 座生产分离器（ 1.76MPa ， $D1200\times 5950$ ）、1 座计量分离器（ 1.76MPa ， $D1200\times 6000$ ）液相管线及气相管线上电动阀改造、就地液位计改造。内容包括工艺、仪表、电气、土建等设计。

1) 工艺流程

工艺流程图见图 3.2-9。HD32 集中试采点改造工艺流程分为三种工况运行：

①当后期具备气外输条件，考虑自压时。将 1、2、3 号阀门关断，4 号阀门打开，此时试采点的流程为：单井来液通过 4 井式阀组的生产汇管输送至高压生产分离器（ 6.3MPa ），高压生产分离器气相自压。高压生产分离器液相出口管线与低压计量分离器（ 1.6MPa ）液相出口管线汇成一路接入低压生产分离器（ 1.6MPa 闪蒸分离器）闪蒸之后，经外输泵提压输送至果勒东至哈一联油干线。低压计量分离器气相出口管线与低压生产分离器气相出口管线汇成一路，去火炬放空。

②当后期不具备气相外输的条件，考虑放空。将 1、2 号阀门开启，3、4 号阀门关断，此时试采点流程为：单井采出液经 4 井式阀组的生产汇管输送至生产分离器，高压生产分离器与低压生产分离器并联使用，高压生产分离器与低压生产分离器液相出口管线汇成一路，经外输泵提压后外输至果勒东至哈一联油干线。

③当要维持集中试采点现状的同时需启用外输泵时，将 3 号阀门关断即可。

HD32 集中试采点为无人值守，改造站内已建 2 座分离器液相管线及气相管线电动阀改造，就地液位计改造。目前已建的计量分离器和生产分离器上的液相出口管线上无电动调节阀，气相出口管线上为自力式调节阀。

改造需在液相出口管线上已建的球阀后增加电动调节阀，施工期需将 BAVO1 关闭或者在阀门与法兰之间增加 8 字盲板，而后进行电动调节阀（LVO1）安装工作。已建球阀的法兰与新建电动调节阀（LVO1）的法兰之间焊缝距离不小于 100mm 。

改造还需将气相出口管线上已建的自力式调节阀修改为电动调节阀，施工期需将已建自力式调节阀前后的阀门关闭后在进行调节阀更换。另外还需将已建自力式调节阀前的就地压力表更换为压力变送器，实现与新建电动调节阀压力联锁，控制气相出口压力在 0.2~0.3 的范围内。

2) 平面布置

HD32 集中试采点平面布置见图 3.2-10。

3.2.4.2 集输工程

新建单井集输管道 37.4km，埋地敷设，管径详见表 3.2-10。单井管沟挖深 1.2~1.4m，沟底宽 1.5~2m。根据征地文件，施工带宽 8m~12m。

油气集输线路部分主要工程量见表 3.2-10。

集输管线采用柔性复合高压输送管，集输管线输送介质为油气混合物，混合物内含有硫化氢。集输管线最小管顶埋深 1.3m。通信光缆与集输管线并行同沟敷设。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，其最小曲率半径 $\geq 100DN$ 。

3.2.5 辅助工程

辅助工程包括仪表、供排水、供电、防腐与保温等。

3.2.5.1 供配电工程

在 ManS3-H3 井、ManS3-H5 井、ManS503-H1 井等新建井场新建 3.44km 电力线；其他新建井场均依托已建 35kV 钻井线玉满线供电，站场新增负荷电源依托已建供配电系统。

3.2.5.2 供水

采油井场均为无人值守。试采点用水为间歇性的设备外壁擦洗水和少量生活用水，水源由罐车拉运供给。

3.2.5.3 防腐与保温

防腐保温采用常规做法，做设备和管道涂层防腐及阴极保护，并在计转站设置腐蚀监测点。

为钢质管道及非金属管道钢接头做外壁涂层防腐及保温防护，为柔性复合管补口做保温防护。

钢质管道外壁防腐层：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 200 \mu\text{m}$ 。

非金属管道钢接头外壁防腐层：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.6\text{mm}$ 。

管道外壁保温采用憎水型复合硅酸盐毡，厚度 $\delta=40\text{mm}$ 。地面管道保温层外防护层采用氯化橡胶和玻璃布，结构为一层玻璃布~两道氯化橡胶面漆~一层玻璃布~两道氯化橡胶面漆，防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。埋地管道保温层外防护层采用弹性聚氨酯和玻璃布，结构为一层玻璃布~两道弹性聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~两道弹性聚氨酯涂料面漆，防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。

管道防腐、保温、防护层补口结构同管体。

3.2.6 依托工程

本工程原油、天然气、采出水处理均依托哈一联合站处理，运营期产生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，油泥砂、清管废渣等危险废物（HW08），依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。

3.2.6.1 哈一联合站

（1）基本情况

哈一联集黑油处理、轻质油处理及含硫天然气处理为一体的综合性站场，哈一联碳酸岩油气（轻质油）处理系统，2005 年建成投产。哈一联合站包含在哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程中，原新疆维吾尔自治区环境保护局 2005 年 4 月 26 日以（新环自函〔2005〕161 号）予以批复（附件），于 2007 年 10 月 16 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收。

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

（2）平面布置

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

站内平面布置详见图 3.2-11。

(3) 工艺流程

①原油处理流程

哈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 3.2-12。

②天然气处理流程

哈得区块、哈一联合站的低压湿气（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、满深区块来的高压湿气（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。

③含油污水处理流程

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

含油污水处理流程见图 3.2-13。

(4) 依托可行性分析

①原油依托可行性分析

本工程原油处理依托哈一联合站原油处理系统处理。哈一联合站设计处理规模为 $145 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前处理量约 $85 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程原油产量最大约 $28.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。

②天然气依托可行性分析

本工程天然气依托哈一联合站天然气处理系统处理，设计天然气处理规模为 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前日处理量约 $140 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余量为 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。本工程天然气产量最大 $37.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，依托可行。

③采出水依托可行性分析

本工程采出水依托哈一联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $500 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。本工程采出水量最大约 $336 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。

3.2.6.2 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

施工废料、生活垃圾、井下作业废水分别运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处置。

（1）基本情况

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部。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 $150 \text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模 $300 \text{m}^3/\text{d}$ 。

《塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）环境影响报告书》于 2016 年 11 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环函〔2016〕1626 号），塔里木油田分公司以油质安〔2019〕6 号通过自主验收（见附件）。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图 3.2-14。

①聚磺体系泥浆

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站设计处理能力 $120 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用高温氧

化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置,即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解,彻底破坏其毒害性,从而达到无害化处理的目的,处理后的固体废物可满足新疆维吾尔自治区地方标准:《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)表 1 综合利用污染限值,用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场或填埋、固废封场覆土等。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图 3.2-15。

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)回注水质指标要求中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准后回注油层。废水处理工艺具体流程见图 3.2-16。

(2) 依托可行性

本工程施工期产生的生活垃圾、施工废料;运营期产生的井下作业废水均依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。目前,塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋池设计容量 20000m³,本工程产生生活垃圾 0.9t,依托可行;一般工业固废填埋池设计容量 20000m³,本工程产生的施工废料较少约 7.48t,依托可行;污水暂存池设计容量 20000m³,钻试修废水处理规模 300m³/d,本工程产生的井下作业废水量较小,洗井废水 418t/a,废压裂液 146m³/a,废修井液 141t/a,共计约 2m³/d。依托可行。

3.2.6.4 库车畅源环保科技有限公司

运营期油泥(砂)、清管废渣委托至库车畅源环保科技有限公司进行处理。

(1) 基本情况

本工程运营期产生的油泥砂、清管废渣,属于危险废物(HW08),依托库车畅源环保科技有限公司处置,该厂址位于库车市经济技术开发区内(简称开发区)。

库车畅源环保科技有限公司(开发区)具备 46 万吨/年 HW08 类危

险废弃物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。《库车畅源生态环境科技有限责任公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环函〔2019〕26 号）（见附件），危险废物经营许可证见附件。

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

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

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

工程总体工艺流程见图 3.2-17。

（2）依托可行性

库车畅源生态环境科技有限责任公司（开发区）目前 HW08 类危险废弃物目前设计处理规模为 46 万 t/a，实际处理量为 35 万 t/a，富余处理量为 11 万 t/a；本工程运营期产生含油污泥约为 2587t/a，依托库车畅源生态环境科技有限责任公司（开发区）是可行的。

3.2.6.5 沙雅县兴雅污水处理厂

沙雅县兴雅污水处理厂位于沙雅县城区西南 7.9km 处。项目总占地面积为 55000m²，采用“厌氧+缺氧+好氧”生物处理工艺，处理总规模为 10.0 万 m³/d：工业园区污水 60000m³/d，城镇生活污水 40000m³/d。出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）二级标准，排入已建好的储污库内进一步净化后，用于库区外的沙漠生态林灌溉。该污水处理厂进出水水质要求见表 3.2-11。

本工程距沙雅县兴雅污水处理厂东南约 95km，本工程施工期生活污水总量为 86.4m³，污水处理厂现有日处理能力 10 万 m³/d，仍有较大余量，可接纳本工

程生活污水。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

(1) 站场工程

本工程新建采油井场 11 座，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点。

施工期内容主要为设备安装及站场内管线连接。井场及站场内设备实施均为成品外购，用施工车辆运至指定位置即可。

施工期设置施工车辆临时停放场地，将采油设备及阀组拉运至场地，进行安装调试。施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，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油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场填埋处理。

(2) 管线敷设

本工程新建单井集输管道 37.4km。

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 3.3-9。

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。施工期间沿线设置施工便道，在施工做作业带范围内，单井管道作业带宽 8~12m，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

本工程集输管道埋地保温敷设，管顶埋地深度不低于 1.3m。单井管沟挖深

1.4m，沟底宽 1.5m。管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本工程所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

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 10m。当小于 10m 时，新建管道在距离小于 10m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。管道与已建管线交叉敷设时，二者之间的垂直净距不小于 0.3m。当小于 0.3m 时，中间必须设有坚固的绝缘隔离物，确保其不接触。双方管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段上，做特强级防腐。管道与已建电力、通信电缆交叉敷设时，其垂直净距不小于 0.5m。当小于 0.5m 时，中间必须设有坚固的绝缘隔离物，确保其不接触。双方管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段上，做特强级防腐。管道与已建电力、通信电缆平行敷设时，二者之间净距不小于 10m，当小于 10m 时，管道在距离小于 10m 内的管段及其两端各延伸 10m 以上管段，做特强级防腐。

本工程管线穿越井场砂石路面时，采取大开挖方式，直接将砂石路面挖开后放入管线；本工程不涉及穿越沥青道路。

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，不外排；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；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

3.3.1.2 运营期

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、计量分离等。

（1）油气开采工艺

本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 3.3-13。

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，酸碱中和后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。

（2）集输计量工艺

本工程新建采油井场井口采出液通过井口模块油嘴一级节流后由单井集输管线就近输送至已建站场（满深 5-H4 集中试采点、满深 5-1 阀组站、满深 503H 集中试采点、满深 1 计转站、HD32 集中试采点），再经输油支线就近输送至联合站。

1）阀组站工艺流程

集油计量工艺：各井采出气液（20℃，3.7MPa）集输至 8 井式集油计量配水阀组橇（20℃，3.7MPa），需要计量的单井可选井至计量橇进行计量，计量后与集油配水阀组橇汇管出的未计量气液汇合通过输油支线输至哈一联和站。

阀组站工艺流程见图 3.3-4。

阀组站集输期间废气污染源主要为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；固体废物主要为阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢产生的油泥（砂），收集后送有资质的处置单位妥善处理。

（2）计转站工艺流程

采用气自压输送、油增压输送工艺。井口来气液（温度 18℃，压力 1.4MPa）先进入计转站 8 井式集油配水阀组模块，需要计量单井经电动阀选井进入中压计量分离器模块完成分离和计量，分离后油气汇合在一起与未计量单井来气液混合（温度 18℃，压力 1.4MPa）进生产分离器进口主管，在生产分离器实现气液分离，含水原油经过低压闪蒸后增压外输，分离出的伴生气自压外输。生产分离器分出的液经外输泵增压外输，预留清防蜡剂加药口，利用管线输送至哈一联进行处理。

计转站集输过程中废气污染源废气污染源主要为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。

本工程营运期污染源及治理措施一览表见表 3.3-1。

表 3.3-1 本工程运营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	G ₁	井场、站场无组织废气	H ₂ S、非甲烷总烃	连续	定期巡检
废水	W ₁	采出水	--	连续	送至哈一联合站处理达到《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
	W ₂	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	N ₁	井场采油树	L _{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减震
	N ₂	站场泵类		连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S ₁	油泥（砂）	危险废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S ₂	清管废渣			

3.3.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括管沟开挖、设备安装、覆土回填等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境产生一定的影响。

3.3.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场及站场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场及站场和道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、道路临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本工程要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本工程要求施工作业时避开植被茂密区。

根据估算，本工程总占地面积 43.29hm²，其中永久性占地面积为 2.21hm²，临时占地面积 41.08hm²，工程占地类型主要为草地（低覆盖度草地）、沙地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)		备注	占地类型
		永久占地	临时占地		
1	井场	2.08	0	3 口井永久占地 40×40m、8 口井永久占地 40×50m。11 口井钻井环评中已计算临时占地，本次仅计算永久占地。	沙地
2	站场	0	0	不新增占地	/
3	单井集输管道	0	38.31	新建单井集输管道 37.4km，埋地敷设，施工带宽 8~12m	沙地
4	电力线路	0.13	2.77	永久占地为基杆、变压器台占地，施工带宽 6~8m	沙地
合计		2.21	41.08	/	/

⑥土石方平衡

本工程共开挖土方 10.8 万 m³，回填土方 11.5 万 m³，借方 0.7 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场工程区需进行砾石压盖，借方主要来源于商品料场。本工程土石方平衡见下表 3.3-3。

表 3.3-3 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
站场工程	0.4	1.1	0.7	商品料场	0	—
管道工程	10.4	10.4	0	—	0	—
合计	10.8	11.5	0.7	—	0	—

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场及站场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②车辆尾气和焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小。

(2) 施工废水

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。

工程施工人数约 30 人，施工时间约 60 天，生活用水量按 60L/d 人计，生活污水产生量按用水量 80% 计，其产生量约 86.4m^3 。生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 37.4km，试压废水为 93.5m^3 ，主要污染物为 SS。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排；

(3) 施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~100dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(4) 固体废物

本工程施工过程中产生的固体废物主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。

施工土方全部用于回填管沟及场地平整；

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查,施工废料的产生量约为 0.2t/km,本工程施工废料产生量约为 7.48t。施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理；

施工人员约 30 人,施工时间约 60 天,平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算,产生的生活垃圾为 0.9t。生活垃圾集中收集后,拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

3.3.2.3 施工期污染源排放

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-4。

表 3.3-4 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	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	管线	管道试压废水	SS	93.5m 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,不外排
		生活污水	COD、氨氮等	86.4m ³	由生活污水收集罐收集,定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理
固体废物	地面	施工废料	/	7.48t	首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置
		生活垃圾	/	0.9	集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋场进行处置。
噪声	管线、道路	施工机械、运输车辆	/	85~100dB(A)	加强施工管理

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废水污染源

废水主要是采出水、井下作业废水和生活污水。

(1) 采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。单井不设油水分离设施，经试采点进行气液分离后的采出液（油、水），运至哈一联合站原油预处理系统处理，依托哈一联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中有关指标后回注油层，不外排。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采水产污系数核算详见表 3.3-5。

根据产量预测，产油量最高为 28.5 万吨，对应含水率为 30%，故 A 取 0.3，产品取值 28.5 万吨，计算本工程采出水中污染物产生量见表 3.3-6。

根据上表分析，本工程产生废水量 12.26 万 t/a（336m³/d），其中化学需氧量产生量为 165.38t/a，产生浓度 580.29mg/L；氨氮产生量为 1.32t/a，产生浓度 4.64mg/L；石油类产生量为 1.58t/a，产生浓度 5.56mg/L；总氮产生量为 7.22t/a，产生浓度 25.33mg/L；挥发酚产生量为 0.20t/a，产生浓度 0.69mg/L。

(2) 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-7），计算井下作业废水的产生量。

表.3.3-7 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）	非低渗油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0

		低 渗 透 油 井 洗 井 作 业	所 有 规 模	工业废水量	吨/井次-产 品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产 品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产 品	6122	回收回注	0

本工程油藏储层为高孔、高渗储层，根据表 3.2-7 计算井下作业废水产生量为 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38t、化学需氧量 52262.5g、石油类 8822.5g。本工程共部署 11 口井，则每年产生井下作业废水 418t、化学需氧量 0.6t、石油类 0.1t。井下废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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。

3.3.3.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类、硫化氢挥发。

（1）非甲烷总烃

参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对源强进行核算。实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-8。

表 3.3-8 本工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	单座场站年总排放量 (t/a)	年总排放量 (t/a)
1	井场无组织废气 (11 座)	非甲烷总烃 H ₂ S	-	密闭输送	-	-	-	0.0075	8760	0.0657	0.72

源强核算过程：

在油气集输环节产生的挥发性有机物(VOCs)主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。本工程运营过程中井场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量

按以下公式计算。

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：E_{设备}——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

WF_{VOCs, i}——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

WF_{TOC, i}——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.2-17 设备与管线组件 e_{TOC, i} 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 e _{TOC, i} /(kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 WF_{VOCs, i} 和 WF_{TOC, i} 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目井场和计转站阀组涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-18、表 3.2-19 所示。

表 3.2-18 本工程井场、试采点设备与管线组件无组织废气核算一览表

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	阀	20	0.036	0.0022	8760	0.0193
2	井场	法兰	40	0.044	0.0053	8760	0.0464
合计					0.0075	/	0.0657

经过核算，本工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0075kg/h (0.0657t/a)，11 座井场共计新增非甲烷总烃量 0.72t/a。

(2) 硫化氢

根据设计提供资料，本工程涉及的伴生气中硫化氢含量平均值为 20.17mg/m³，

本工程单井挥发性有机物排放量 0.0657t/a 计算，天然气密度以 0.7313kg/m^3 计算，则单井硫化氢排放量为 $1.8 \times 10^{-6}\text{t/a}$ ，本工程11口井共计硫化氢排放量为 0.00002t/a 。

本工程运营期采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

3.3.3.3 固体废物污染源

①含油泥沙

本工程采出液通过管线密闭集输至哈一联合站原油预脱水系统进行预处理，油水分离后产生采出水由哈一联合站采出水处理系统进行处理，污水处理过程中会产生一定量的含油泥沙。此外，哈一联合站站内检修清罐、污水处理隔油等工艺会产生含油污泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.3-11。

表 3.3-11 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、污水隔油等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据本工程开发指标预测，11 口采油井全部投产后预计最大产油量 28.5 万吨，计算含油污泥最大产生量为 2587t/a 。哈一联合站产生的含油污泥属于危险废物，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

① 井下作业废液

本工程运营期井下作业为压裂作业和修井作业，此过程会产生一定量的压裂返排液和洗井废液。在根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数核算详见表 3.3-12。

表 3.3-12 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	酸化压裂液	非低渗透油井酸化压裂	废压裂液（压裂返排液）	$26.56\text{ m}^3/\text{井}$	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	$25.59\text{t}/\text{井}$	无害化处理/处置/利用	0

每 2 年进行 1 次井下作业，经计算本工程油井废压裂返排液产生量为 $146\text{m}^3/\text{a}$ ，废洗井液产生量 141t/a 。

井下作业采用带罐作业，集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，废水处理达到《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，池内底泥委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

③落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、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，本工程运行后落地油总产生量约 1.1t/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，本工程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哈一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

④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，本工程新建各类集输管线 37.4km，每次废渣量约 0.04t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

⑤废防渗材料

工程运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg (12m×12m)，每口井作业用 2 块，则本工程 11 口油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 5.5t，油井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 2.8t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

本工程运营期危险废物产排污统计表详见表 3.3-13。

表 3.3-13 运营期危险废物产生、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	2587	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	间歇	T, I	密闭桶装收集后, 委托库车畅源生态环境科技有限责任公司接收处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.04/2a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	
3	落地原油	HW08	071-001-08	1.1	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	间歇	T, I	由联合站回收
4	压裂液	HW09	900-249-08	146	井场	液态	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托库车畅源生态环境科技有限责任公司进行处理
5	洗井液	HW09	900-249-08	141	井场	液态	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托库车畅源生态环境科技有限责任公司进行处理
6	废防渗材料	HW08	900-249-08	2.8	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托库车畅源生态环境科技有限责任公司进行处理

3.3.3.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、计转站机泵等, 噪声级为 75~105dB (A), 见表 3.3-14。

表 3.3-14 噪声源设备

噪声源名称		声功率级 [dB (A)]	排放规律	噪声特性
采油井场	井下作业	80~105	间歇	机械
	机泵	85~90	连续	机械
	抽油机	75~80	连续	机械
计转站	机泵	85~90	连续	机械

3.3.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-15。

表 3.3-15 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量 t/a	排放量 t/a	排放去向
废气	无组织排放	烃类	0.72	0.72	大气
		硫化氢	0.00002	0.00002	大气
废水	采出水	采出水量	12.26×10 ⁴	0	采出水进入哈一联合站含油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
		COD	165.38	0	
		氨氮	1.32	0	
		石油类	1.58	0	
		总氮	7.22	0	
		挥发酚	0.20	0	
	井下作业废水	井下作业废水量	418	0	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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。
		COD	0.6	0	
		石油类	0.1	0	
固体废物	油泥(砂)	石油类	2587	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
	清管废渣	石油类	0.04/2a	0	
	废防渗材料	石油类	2.8	0	
	废压裂液	石油类	146	0	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，废水处理达到《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，池内底泥委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
	废洗井液	石油类	141	0	
	落地原油	石油类	1.1	0	本工程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哈一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

3.3.3.6 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”核算，见表 3.3-16。

3.3.4 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.4 清洁生产水平分析

本工程隶属哈得油气开发部管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本工程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，综合考评富满油田哈得区块实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核本工程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等以上水平的指标值。

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-1。

表 3.4-1 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	/	/
		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	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100 乙类区: ≤150	0	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	≥80	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	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
		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，得出本工程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数见表 3.4-2。

表 3.4-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后本工程综合评价指数为 90.8，属于清洁生产先进企业。

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

HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.4.2 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。

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，结合本工程污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

①总量控制指标：无。

②建议考核指标：非甲烷总烃。

（2）废水污染物：循环利用不外排。

3.5.3 总量控制建议指标

根据工程分析可知，本工程正常生产期间，运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 0.72t/a，不纳入总量控制指标内，总量来自联合站“泄露监测与修复”（LDAR）体系建设项目。

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

本工程属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

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 与相关政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，相关的政策、法规有：《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等，符合性见表 3.6-1。

表 3.6-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入哈一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，酸碱中和后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本工程所在的满深区块位于油田开发区块。整体布局进行了优化，采用单井→计转站的布站方式或采用单井→计量阀组→计转站的布站方式，油气依托已建的哈一联合站处理。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本工程不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本工程运营期采出水随采出液一起进入哈一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，酸碱中和后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理	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》	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本工程已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用	本工程集输过程采用先进技	

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	术、工艺和设备	
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本工程运营期固体废物为油泥（砂）和清管废渣，分别桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本工程运营期固体废物为油泥（砂）和清管废渣，分别桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	
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工程施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	本工程施工期通过洒水抑尘等措施减少扬尘产生量	符合
	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。	本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理；退役期地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。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。	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
通知（新环评价发 2020）142 号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本工程属于涉及塔里木流域水土流失重点治理区的石油和天然气开采项目，开展区块环评。本次环评对现有工程进行了影响回顾评价，并对存在的环境问题提出整改措施。	
	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。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	工程运营期产生的采出水在哈一联合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）中的有关标准。	符合
	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硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、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染物排放标准要求	本工程生产井不属于高含硫油气井，井场不使用燃气加热炉。	符合
	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。	不涉及。	/

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	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。自 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。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《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》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。”本工程由塔里木油田分公司单独立项，单独编制设计方案，确定了开发范围和建设内容，因此建设单位委托本工程开展建设项目环评。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）	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、高标准清洁能源，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	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	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。	不涉及。	符合
	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，开展了本工程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
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》（新环评价发	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	塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划，正在开展规划环境影响评价工作。	

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
2020) 142 号)	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。	本工程以区块为单位开展环评,在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	工程提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本工程开发方案设计考虑了油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

3.6.3 与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置,工程区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县,所在地涉及到的相关地方规划包括:《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《塔里木油田地面工程十四五规划》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等。

本工程与上述相关规划的符合性分析结果参见表 3.6-2。

表 3.6-2 与相关规划符合性分析

规划名称	规划要求	本工程	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	持续推进农用地分类管理和安全利用。严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于塔里木盆地油气勘探开发项目	符合
	深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔	工程所在的油田是塔里木油田分公司主体开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。	符合

规划名称	规划要求	本工程	符合性
	河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。全力抓好传统石化企业的转型升级，注重引进清洁高效化工技术和市场领先地位产业项目，推动产品精细化发展。强力推进塔河炼化千万吨级炼油能力建设，确保百万吨乙烯蒸汽裂解工程建成投产，实现库车石化产业基地向乙烯化工一体化转型；助力库车、沙雅、新和配套烯烃、芳烃中下游产业和天然气化工精深发展，逐步形成锦纶、氨纶等纺织原料、聚乙烯、聚氯乙烯等高品质塑料、包装材料、环氧丙烷等聚氨、聚酯等各类基础化工原料、有机材料工业，为发展制药、纺织、日化、建材、橡胶等行业提供原料支持。将阿克苏打造成为国家重要的石油天然气生产加工和储备基地。		
《阿克苏地区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	本工程属塔里木油田分公司陆地石油开采项目	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护	本工程建设地点位于阿克苏地区沙雅县，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。本工程属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的	符合

规划名称	规划要求	本工程	符合性
	区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	功能定位要求。	
《新疆生态功能区划》	新疆共划分了 76 个不同的生态功能区，本工程属于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	工程所在区域主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在工程建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。工程类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五期间”持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到 2025 年实现年产天然气 360 亿方，石油液体 880 万吨，产量当量 3750 万吨。塔里木油田“十四五”期间新油田为富满油田，计划总新钻开发井 370 口，新建总产能 569×104t，主要围绕塔河南岸碳酸盐岩油藏进行产能建设。	本工程属于规划中富满油田开发内容，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。塔里木油田分公司已委托新疆天合环境技术咨询有限公司开展塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作。	符合

3.6.4“三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

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），将本工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表 3.6-3。本工程与生态保护红线位置关系见图 3.6-1。

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

表 3.6-3 本工程与三线一单符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	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），本工程井场及管线选址均已避开生态保护红线，工程区属于一般管控单元，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 3.6-1。 综上，本工程符合生态保护红线要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本工程为石油天然气开采项目。采出水依托哈一联合站处理达标后回注油藏，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。含油污泥等危废委托库车畅源环保科技有限公司处置，固废能得到合理规范处置。 本工程营运期无废水产生；所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和	本工程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。本工程占地类型为草地、沙地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。 因此，本工程建设符合资源利用上线要求。	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	审批决策提供重要依据。		
生态环境准入清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的相关政策。 根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本工程所在行政区沙雅县未列入该清单。	符合

3.7 选址、选线合理性分析

本工程主要包括 11 座单井井场，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，新建单井集输管道 37.4km。

根据现场调查和资料搜集，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。

本工程距离塔里木河 32km，距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区 28km，距离新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园 45km，距离库车塔南沙化土地封禁保护区约 22km，本工程所有占地均不涉及生态敏感区。井场、站场及管线选址均已避开生态保护红线。本工程与受保护地位置关系见图 3.7-1。

工程所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。本工程无法避让塔里木流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。工程建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据工程影响预测分析，工程对周边产生的环境影响在可接受范围内，工程选址、选线合理。

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

富满油田满深区块位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠北缘，工程所在区域行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距离沙雅县城约 115km。

4.1.2 地形、地貌

塔里木盆地是我国最大的内陆盆地，北依天山，南临昆仑，总面积 56 万 km²，地势从西南向东北倾斜，平均海拔 1000m 左右，盆地中部为塔克拉玛干沙漠，面积约为 32.4 万 km²，是我国最大的沙漠，也是世界上第二大流动沙漠，流动沙丘占沙漠总面积的 85%。区块所在的沙漠区地貌类型属于半固定沙丘，地势南高北低，地形起伏不大，部分开阔而平坦，相对低洼区地下水埋藏较浅，并有盐土分布，地表有少量或零星胡杨及草甸植被，平均海拔 1000m 左右。河谷平原区属于塔里木河冲积-洪积平原地貌单元，地势南高北低，地形总体开阔平坦，局部起伏，高差较小，发育多条冲沟。该段沙化、盐化相间分布，盐土相对偏多，地表有沙柳、沙蒿及草甸植物，零星或成片分布胡杨树木，近岸地带相对密集，但枯萎呈疏现象亦在加剧。

4.1.3 气象和气候

工程所在地沙雅县地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。

工程所在地具体气象要素见表 4.1-1。

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内

陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km²，其中阿拉尔至英巴扎为上游段，河长 495km；英巴扎至卡拉为中游段，河长 398km，卡拉至台特玛湖为下游段，河长 428km。根据塔里木河流域管理局提供的资料，近期塔里木河干流平均水资源量为 $45.11 \times 10^8 \text{m}^3$ 。塔里木河干流枯水期为 3-6 月，丰水期为 7-9 月，平水期为 10 月至次年 2 月。

塔里木河是我国最长的内陆河，从 1976 年起孔雀河通过泵站从博斯腾湖扬水经库塔干渠向塔里木河下游灌区输水，形成现在塔里木河流域“四源一干”的格局。由于人类活动和气候变化原因，加之水资源的无效开发和低效利用，自上世纪 50 年代以来，源流向干流输送的水量逐年减少，致使塔河下游近 400 公里河道断流，地下水位下降，地下水矿化度持续上升，尾间台特玛湖干涸，大片胡杨林死亡，218 国道多处路段经常被流沙掩埋，“绿色走廊”岌岌可危，极度恶化的生态环境成为制约流域经济社会发展的主要因素。从 2000 年起，经过塔里木河向下游 20 次生态输水，累计输送生态水量 81.6 亿亿立方米，结束了塔里木河干流下游河道连续断流 30 年的历史，让尾间台特玛湖形成了 500 余平方公里的湖面和滨湖湿地，下游植被恢复和改善面积达 2285 平方公里。

本工程与塔里木河主河道的最近距离为 32km。

4.1.4.2 水文地质

工程区地下水主要受塔里木河水渗透及洪水泛滥补给为主，洪水及枯水季节对地下水影响较大。地下水排泄主要以蒸发和植物蒸腾方式排泄。区内地下水埋藏相对较深，埋深为小于 10m，属潜水类型，该区地下水矿化度较高，对普通混凝土及金属有较强的腐蚀性。

4.1.5 地层和地质构造

区块内发育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、奥陶系、寒武系、震旦系。根据区块钻探结果显示，工程区位于富满油田岩溶作用区，奥陶系储层与含油气层段在奥陶系一间房组和鹰山组鹰 2 段分布，但主要在一间房组，部分（富源和跃满）在鹰山组鹰 2 段，两套出油层段之间有 120m 左右致密泥晶灰岩作为有效

隔层。塔河南奥陶系一间房组顶面构造图上整体表现为向西南倾没的鼻状构造，北东高、南西低，一间房组顶面埋深 6300m~7500m（海拔-5320~-6520m），构造幅差约 1200m，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜或小断鼻。

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)及《建筑抗震设计规范(2016 年版)》(GB 50011-2010)中规定，本工程所在地区抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第三组。

4.2 生态环境现状调查与评价

富满油田满深区块地理位置地处天山南麓，塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北部边缘。

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》(2005 版)，工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV)，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区(IV3)，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区(71)。工程所在区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。工程区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。本工程与新疆生态功能区划位置关系见图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV)
	生态亚区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区(IV3)
	生态功能区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区(71)
主要生态服务功能		沙漠景观、风沙源地、油气资源开发
主要生态环境问题		风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染
生态敏感因子敏感程度		土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹
主要保护措施		建立机械与生物相结合的油田和公路防风固沙体系、规范油气勘探开发作业、清洁化生产、防止油气污染和窜层、在沙漠南缘建设生态防护林
适宜发展方向		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

本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区，除油区工作人员外，工程区无人居

住。评价范围内主要环境敏感保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程距离塔里木河 32km，距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区 28km，距离新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园 45km，距离库车塔南沙化土地封禁保护区约 22km，本工程所有工程均不在这三个敏感区内。本工程与受保护地位置关系见图 3.7-1。

4.2.2 生态单元划分

本工程主要包括 11 座单井井场，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，新建单井集输管线 37.4 千米。钻井工程单独环评，不在本次评价范围内。

根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-2。

表 4.2-2 生态环境现状调查

区块位置	工程内容	工程量	土地利用类型	植被类型	土壤类型
工程区北部	满深 506H 井集输工程、满深 705 井集输工程	2 座井场、10.22km 集输管线，HD32 集中试采点改造	沙地	稀疏植被，植被盖度小于 10%。	半固定风沙土
工程区南部	ManS3-H3 井集输工程、ManS3-H5 井集输工程、ManS5-H3 井集输工程、ManS5-H5 井集输工程、ManS5-H7 井集输工程、ManS501-H2 井集输工程、ManS502-H1 井集输工程、ManS503-H1 井集输工程、ManS503-H3 井集输工程、	9 座井场，27.18km 集输管线，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点。	沙地	基本无植被	流动风沙土

4.2.3 生态系统结构和特征

富满油田满深区块位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。井区北部地表主要以半固定沙丘为主，植被以怪柳为主，植被盖度 5~10%。

井区南部地表为流动沙丘所覆盖，基本无植被，主要土壤为风沙土，土地利用类型为沙地。

工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。

4.2.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和遥感影像数据的解读分类，通过地理信息系统软件处理得到工程区域及周边地区的土地利用类型。工程区土地利用现状见图 4.2-2。

本工程土地利用类型主要为沙地。井区北部临近塔里木河古河道，植被以怪柳为主，主要土地利用类型为沙地；井区南部井区南部地表为流动沙丘所覆盖，基本无植被，土地利用类型为沙地。

4.2.5 植被现状调查与评价

本工程在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

（1）区域植被区系

富满油田满深区块的自然植被主要有多枝怪柳群系。

井区北部远离塔里木河古河道的区域为沙地覆盖，地表主要以半固定沙丘为主，植被以怪柳为主，植被盖度 5~10%。井区南部基本无植被分布。

（2）评价区植物种类

工程区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括怪柳科（多枝怪柳、刚毛怪柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。自然植被以怪柳灌丛为主。

现场调查时在满深 705 井周边进行了样方调查，样方的大小为 10×10m，植物群落样方调查结果见表 4.2-3、主要植物名录见表 4.2-3。工程区的植被类型及分布见图 4.2-3。

根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区有国家二级保护植物胀果甘草，自治区 I 级保护植物大花罗布麻和胀果甘草分布。

胀果甘草是多年生草本豆科植物，高 30-80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。在工程区的分布集中于盐渍化沙地区，胀果甘草是适口性较高的牧草之一，各种家畜均采食，羊、骆驼喜食。

大花罗布麻常作为伴生种与耐盐中生植物构成群落。在塔里木盆地常与芦苇(*phragmites australis*)、胀果甘草(*Glwyrrhiza inflata*)、骆驼刺(*Alhagi pseudalhagi*)、多枝怪柳(*Tamarix ramosissima*)构成群落。在个别地区还能成为优势种。草层高度达 1~1.5 米，在有盐结皮的重盐碱地上，常与多枝怪柳、盐穗木(*Halostachys caspica*)一起组成群落。

工程位于沙漠腹地，植被稀疏，现场调查过程中未在工程占地范围内发现保护植被分布。

4.2.6 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

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

(3) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查，目前油田可发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。工程所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-7。

其中以鸟类为主，占有所有动物的 63.16%。据统计，该区域有国家二级重点保护动物 1 种，即塔里木兔；塔里木兔为我国特有种。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

（4）重点保护动物习性

根据《新疆国家重点保护野生动物名录》，工程区保护动物主要为塔里木兔，为国家二级保护动物。

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。

4.2.7 土地沙化现状

2020 年 4 月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月），塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 361154 平方千米，占全疆沙漠的 81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

本工程所在区域为半固定及流动沙地，本工程在塔克拉玛干沙漠的土地沙化现状图中的位置见图 4.2-3。根据资料，沙漠中的沙化土地面积 34944602.58 公顷，其中：沙质土地面积为 34560399.13 公顷。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65 公顷，半固定沙地 5898376.53 公顷，固定沙地 2192994.05 公顷，沙化耕地 122550.34 公顷，非生物工程治沙地 5369.56 公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我

国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。盆地为高山和高原所夹，除东面罗布泊为风口外，其余三面均为海拔 4000 米以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50-80 米之间，少数高达 200-300 米。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等，且末至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴 30 天以上，浮尘 150 天以上，沙漠边缘地区年降水量 60-80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

4.2.8 水土流失现状

根据新水水保〔2019〕4 号，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程位于沙雅县境内的富满油田满深区块。沙雅县属于自治区级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和草地。

4.2.9 生态环境现状小结

工程区地处天山南麓，塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河南岸。工程区域主要为沙漠生态系统，工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观

与油田开发生态功能区。井区北部地表主要以半固定沙丘为主，植被以怪柳为主，植被盖度 5~10%。井区南部地表为流动沙丘所覆盖，基本无植被，主要土壤为风沙土，土地利用类型为沙地。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

目前，阿克苏市国控点空气质量水平数据作为国家判定阿克苏地区整体空气指标达标与否的依据。本次评价采用阿克苏地区 2020 年的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 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 μg/m ³	标准限值 μg/m ³	占标率 %	达标 情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均质量浓度	28	40	70	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1000	4000	25	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	90	160	56.3	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	198	70	282.9	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	60	35	171.4	超标

由上表可知：阿克苏地区 2020 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 7μg/m³、28μg/m³、198μg/m³、60μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.0mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 90μg/m³；SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，因此阿克苏地区为环境空气质量不达标区。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函[2019]590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削

减。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

本次评价引用新疆新环监测检测研究院(有限公司)于 2021 年 6 月 28 日~2021 年 7 月 4 日在《富满油田满深-果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》(新环审〔2021〕186 号)中的环境空气现状数据。

监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1

(2) 数据可引用性

在监测点位方面，所引用的监测点均位于本工程区域内部，且生态环境与工程内容均与本工程相似，满足点位要求；在监测时间方面，所引用数据均在三年以内，且连续监测 7 天、每天采样 4 次、每次采样不少于 45 分钟，满足时效要求及采样要求；监测因子方面，引用数据所监测的项目均为本工程所有的特征因子，满足监测因子要求；采样及分析方法方面，引用数据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，满足要求。

(3) 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 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 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 ($10\mu\text{g}/\text{m}^3$)。

(4) 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：

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

式中： P_i ——污染物 i 的占标率；

C_i ——污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} ——污染物 i 的评价标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(7) 监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

根据引用数据，监测期间评价区 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

4.4.1 监测点布设

本次布设 5 个噪声监测点位，HD32 集中试采点、满深 5-H4 集中试采点、满深 5-1 阀组站、满深 503H 集中试采点、满深 1 计转站四周厂界外 1m 处。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。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 2022 年 5 月 26 日~5 月 28 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

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 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

从表 4.4-1 可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

本工程距离塔里木河最近距离约 32km，工程施工和运营过程中基本不会对塔里木河水质造成影响，因此不对地表水现状开展评价。

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

工程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，引用《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》中的地下水监测数据，监测单位为新疆新环监测检测研究院(有限公司)。

4.5.2.2 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。本工程所在区域地下水类型为孔隙水。根据工程区综合水文地质图可知，本工程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。本工程所引用的地下水监测井，位于工程区地下水径流上中下游，与本工程所在地属于同一水文地质单元，采样时间为 2021 年 9 月 2 日，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。

4.5.2.3 监测频率

采样时间为 2021 年 9 月 2 日，均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.5.2.4 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）、氰化物、砷、汞、铬（Cr⁶⁺）、总硬度（以 CaCO₃ 计）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体（TDS）、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钠、总

大肠菌群、细菌总数、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐。

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一览表

序号	项目	分析方法	检出限	单位
1	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	/	无量纲
2	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987	/	mg/L
3	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/	mg/L
4	硫酸盐	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.018	mg/L
5	氯化物	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.007	mg/L
6	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989	0.03	mg/L
7	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989	0.01	mg/L
8	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003	mg/L
9	耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T 5750.7-2006	0.05	mg/L
10	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025	mg/L
11	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 GB/T16489-1996	0.005	mg/L
12	钠	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.03	mg/L
13	总大肠菌群	水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法 HJ 1001-2018	10	MPN/L
14	细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ1000-2018	/	CFU/ml
15	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法	0.004	mg/L

序号	项目	分析方法	检出限	单位
		HJ484-2009		
16	亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-1987	0.003	mg/L
17	硝酸盐（以氮计）	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.004	mg/L
18	氟化物	水质 无机阴离子的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.006	mg/L
19	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014	0.00004	mg/L
20	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014	0.0003	mg/L
21	镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987	0.001	mg/L
22	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987	0.004	mg/L
23	铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987	0.01	mg/L
24	钾	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.05	mg/L
25	钙	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.02	mg/L
26	镁	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	0.003	mg/L
27	碳酸根	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐的测定）（酸滴定法）SL83-1994	/	mmol/L
28	碳酸氢根	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐的测定）（酸滴定法）SL83-1994	/	mmol/L
29	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01	mg/L

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 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

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，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：

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

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

式中： P_{pH} — pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.5.3.2 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。

由表 4.5-3 分析可知，工程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 土壤类型及分布调查

工程区气候极端干旱，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 工程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，偶见单个的沙生怪柳。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 的细砂粒级为主，干沙层自然含水量 0.6~1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。工程区土壤概况见图 4.6-2。工程区土壤类型图见图 4.6-1。

4.6.2 土壤环境质量现状监测

本工程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，占地规模为中型，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。

4.6.2.1 监测点位

占地范围内：布设 5 个监测点，HD32 集中试采点（柱状）、满深 5-1 阀组站（柱状）、满深 1 计转站（柱状）、满深 705 井（表层）、满深 503H 集中试采点（表层）。

占地范围外：满深 705 井外表层样、满深 1 计转站外表层样。

4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2022 年 5 月，监测单位为新疆中测测试有限责任公司。

4.6.2.3 监测因子

土壤监测因子如下：

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

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

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018),
 监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共 10 项。

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

4.6.2.5 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 4.6-1、4.6-2、4.6-3。

由监测结果可知: 土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低, 土壤环境质量可满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 中 pH>7.5 其他农用地对应的风险筛选值标准。

石油烃含量均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中筛选值第二类标准限值。

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

本工程主要包括 11 座单井井场，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，新建单井集输管线 37.4 千米。钻井工程单独环评，不在本次评价范围内。

本工程总占地面积 43.29hm^2 ，其中永久性占地面积为 2.21hm^2 ，临时占地面积 41.08hm^2 ，占地类型为沙地。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。

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。

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程钻井工程已基本完成，工程主要建设内容为单井管线和集输管线建设，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，无弃方。工程建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若工程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。

工程施工期计转站建设、管线敷设工程、道路工程建设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。

5.1.2.4 对植被的影响分析

本工程管线、电力线敷设建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本工程对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。

井区北部远离塔里木河古河道的区域为沙地覆盖，地表主要以半固定沙丘为主，植被以怪柳为主，植被盖度 5~10%。井区南部基本无植被分布。

（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

站场和井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；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。

5.1.2.5 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。

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。

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号，工程所在区域沙雅县属于塔里木流域水土流失重点治理区。

工程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，因此大规模的油气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，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春季为多风季节，尤其是春季大风频繁，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

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土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。

本工程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 5.1-4。

从表 5.1-4 可以看出，工程区生态完整性受本工程影响较小，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

本工程总占地面积 43.29hm²，其中永久性占地面积为 2.21hm²，临时占地面积 41.08hm²，占地类型为沙地。占地以临时占地为主，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。工程区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(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) 施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①站场、井场的地基开挖、路基、管线开挖、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。由于本工程的土方运输量较大，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

本工程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。

（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。

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 13.46%，夏季最少 6.52%。

5.2.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

（1）污染源参数

运营期本工程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，烃类和硫化氢无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程开采、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。本工程主要对井场、站场的面源进行无组织估算预测，预测因子为 NMHC 和 H_2S ，无组织废气源强详见表 5.2-3。

(2) 无组织废气估算及评价

本工程对井场、站场的油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢估算结果见下表 5.2-4。

根据表 5.2-4 可知，废气中非甲烷总烃最大落地浓度为** $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为**%； H_2S 最大落地浓度为* $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为*， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

井场、站场无组织排放的 NMHC 满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限制要求， H_2S 浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中硫化氢浓度限值 ($10\mu\text{g}/\text{m}^3$) 要求，说明井场、站场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。本工程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。

5.2.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

本工程实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-5。

由表 5.2-5 预测结果可知，本工程实施后，无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $0.028\sim 0.093\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中相应限值；无组织排放 H_2S 四周场界浓度贡献值为 $0.00011\sim 0.000029\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.2.4 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018) “8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境防护距离。

5.2.2.5 非正常排放影响分析

5.2.2.5.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.2-6。

5.2.2.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-7。

由表 5.2-7 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为* $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为*%；硫化氢最大落地浓度为* $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为*%。

由以上分析可知，本工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.2.6 大气污染物核算

本工程部署 11 个井场，运行期大气污染物排放量见表 5.2-8。

表 5.2-8 本工程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)	
无组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	密闭集输，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	0.72
		硫化氢		《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	0.00002

5.2.2.7 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 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 +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐	500~2000t/a ☐	<500t/a ☐
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、		包括二次PM _{2.5} ☐

		NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)				不含二次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	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☒ 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(H ₂ S、非甲烷总烃)					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 _{本工程} 最大占标率≤100% ☒					C _{本工程} 最大占标率>100% ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10% ☐				C _{本工程} 最大占标率>10% ☐	
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30% ☐				C _{本工程} 最大占标率>30% ☐	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h		C _{本工程} 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: (H ₂ S、非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0)t/a	NO _x : (0)t/a	颗粒物: (0)t/a		VOC _s : (0.72)t/a		
注: “ ☐ ”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项								

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。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、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。

通过类比分析可知，本工程在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB（A）），而在夜间则会超标（夜间 55dB（A））。工程区 2km 内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

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

本工程运营期噪声源主要为井场、站场机泵等设备噪声，故本次噪声预测仅考虑井场、站场机泵噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

单井、站场机泵噪声源强在 75~105dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，其运行噪声不高于 70dB（A）。

工程建成后不同距离噪声预测值见表 5.3-2。

井口装置噪声源强较低，影响范围有限。由预测结果可知，本工程单井井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 100m 范围内无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.3 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，工程区 200m 范围内没有声环境敏感点，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

工程运营期噪声较小，对周围声环境的影响较小。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 评价区水文地质条件

5.4.1.1 地质条件

①地层

本工程区域地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，岩性单一，为灰黄色、黄色的粉砂和粉土，结构松散。通过钻孔揭露，地层岩性有细砂、泥质粉砂和粉土。细砂呈灰褐色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 1~30m，最大厚度为 38.8m；泥质粉砂呈深灰色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 2.5~4.5m，平均厚度 3m；粉土呈土黄色，松散到稍密，干燥到湿，单层厚度一般在 1~3m，最大厚度为 5.18m。

②地质构造

工程区内大地构造分区属于塔里木地台一个一级构造单元，塔里木台坳一个二级构造单元，塔东坳陷两个三级构造单元，跃进一号长垣和满加尔凹陷属两个四级构造单元。

5.4.1.2 含水层的空间分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。本工程位于塔里木河以南，塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水含水层为主的沙漠平原区。

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》（新疆地质工程勘察院），在 60m 钻探深度内，在南北方向上，主要分布有一层单一结构的潜水含水层，含水层厚度小于 50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

5.4.1.3 含水层的富水性

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》（新疆地质工程勘察院），区内富水性可划分为两个级别：潜水水量中等（换算成 8 英寸口径、降深 5m 时的单井涌水量为 100~1000m³/d）和潜水水量贫乏（换算成 8 英寸口径、降深 5m 时的单井涌水量为 100~1000m³/d）。

根据搜集到的区内已有钻孔资料（具体见表 5.4-1），本工程所在区域潜水位埋深约 4.35~11.63m 不等，钻孔揭露的含水层厚度约 20~35.65m，含水层岩性为第四系细砂、粉细砂、粉砂；换算涌水量为 57.84~535.72m³/d，水量中等~贫乏；渗透系数 0.39~4.34m/d。评价区水文地质图及水文地质剖面图见图 5.4-1。典型水文钻孔的水文地质柱状图见图 5.4-2。

5.4.1.4 地下水的补给、径流、排泄

（1）补给

工程位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区。工程区域地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给和侧向径流补给。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。工程区域内也仅仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

（2）径流

工程区域的地下水的径流方向是从西南向东北。工程区域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。

根据新疆地质工程勘察院进行的哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目的勘察成果中潜水等水位线图，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。在评价区的西部，地下水的水力坡度约 0.37‰，中部变为 0.28‰，东部变为 0.65‰，局部区域（如哈一联合站附近）最大可达 0.809‰。

（3）排泄

区内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，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点——台特玛湖。

①地下水的侧向流出排泄

评价区内地下水以向东方向的侧向径流排泄为主。

②蒸发蒸腾排泄

评价区地处塔克拉玛干沙漠北缘，气候异常干燥，蒸发强烈。区内沙丘遍布，垄间洼地分布面积较多，垄间洼地内地下水位埋藏深度较浅，一般在 5m 左右，因此，垄间洼地内潜水会通过蒸发产生排泄。区内生长有红柳等植物，植被会通过蒸腾作用产生排泄。

5.4.1.5 地下水动态特征

利用收集到与评价区水文地质条件最接近的钻孔（ZC2-5）动态资料进行类比，区内地下水动态类型主要为水文型。ZC2-5 孔地下水动态年内变化过程为：河漫滩从 9 月下旬开始退水，地下水位的上升趋势延续到 11 月中旬，之后转为缓慢下降。在此期间，塔河水位也同时大幅度下降，随着冬季的结束及地面解冻，从 2 月底开始地下水位出现小幅回升，从 4 月中开始地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底，8 月初到 9 月底水位呈缓慢上升。地下水的高水位期出现在 10 月底，低水位期在 6 月底。区内地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少，次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈；地下水位上升的直接原因也是塔河干流径流量增加、河水位较大幅度的上

涨，次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与塔河水位的升降有滞后现象，一般是地下水位滞后塔河水位 15—30 天。

5.4.1.6 地下水水化学特征

工程位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度 60m 内揭露的含水层主要是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。由前述可知，仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给、径流条件较好；而向南远离塔河的地段，潜水的补给、径流条件均较差。区内气候异常干旱，潜水的埋深普遍小于 10m，因此潜水的蒸发作用比较强烈。上述含水层特征及补、径、排条件，决定了工程区域潜水的水化学作用，在沿塔河南岸地段，以离子交替吸附作用为主；而向南远离塔河的地段，则以蒸发浓缩作用为主。本工程所在区域离塔河南岸较远，潜水缺乏补给来源，径流滞缓，水化学作用以蒸发浓缩作用为主，评价区潜水的水化学类型较为单一，为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型水。矿化度为 0.5~40g/L 不等，水质均较差，为半咸水~咸水。

5.4.1.7 包气带调查

本工程在油田区域内进行扩建。根据区内勘察资料《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)的钻孔成果，区内包气带厚度 2.13m~11.63m 不等，包气带的岩性为细砂、粉砂，粉土等。为了基本查明区内包气带的防污性能，共完成了 40 处渗水试验，其中 SS014 和 SS015 位于塔河以南的沙漠区评价区内，垂向渗透系数分别为 0.00025cm/s 和 0.00016667cm/s，均大于 10^{-4}cm/s ，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中表 6，工程区内包气带防污性能为“弱”。根据本工程区内包气带土壤环境质量调查结果表 4.6-1、4.6-3，包气带土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤环境质量可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中筛选值第二类标准限值，采样点包气带未受石油类污染。

5.4.1.8 评价区地下水开发利用现状与规划

根据《塔里木河水资源合理开发利用及环境地质问题研究》中提到塔里木河冲积平原可供开采利用的地下水资源有限，不宜大量开采，只能在灌区或牧

区为解决人畜饮用少量开采。为维护生态环境应把地下水资源视为保护对象。评价区内地下水水质较差。咸水作为区内地下水资源的背景资源，有资源丰富、开发成本低的特点。微咸水作为咸水的淡化水，其分布特征与区内故河道的规模、展布方向密切相关，一般呈条带状，具有埋藏浅、分布厚度小、分布不稳定、易变、易受外界影响的特点，其开采开发不易形成规模，有布井距离大、成井深度小、维护困难等特点。根据调查，本工程区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，评价区内地下水主要用于油田生产，区内地下水没有开采利用及规划。

5.4.2 水环境影响分析

工程开发建设、运营产生废水不排入地表水体，因此，本工程在开发建设、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管道试压废水以及施工人员生活污水。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) 施工期施工人员生活污水

本工程不设置施工营地，施工人员生活依托施工单位在哈得一联合站附近已建的施工营地，生活污水产生量约 86.4m^3 。定生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

2) 管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。本工程管线总长度为 37.4km ，试压废水为 93.5m^3 ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水，不外排。

3) 运营期的采出水

①采出水

本工程前期采出水量较小，根据方案预测中稳产期间最大采出水量核算约为 $336\text{m}^3/\text{d}$ ($12.26 \times 10^4\text{t/a}$)，采出水中主要污染物为 COD、氨氮、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 580.29mg/L 、 11.12mg/L 、 11.12mg/L 、 0.83mg/L 。

本工程采出水依托哈得一联合站含油污水处理系统处理后达到《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，不外排。哈得一联合站采出水处理系统设计处理能力 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，现状剩余处理能力 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本工程处理需求。污水处理工艺采用“沉降-除油-过滤”工艺，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 规定的回注标准后回注，不外排。另外，根据调查哈得一联合站采出水处理站的实际回注情况，回注于油藏层奥陶系，回注层均为地下干层或油层，回注地层深度在 4500m 以下。而工程区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水，第四系含水层底板埋藏深度在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本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，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

故正常运行时不会对地下水环境造成影响。

②集输管道对地下水影响分析

本工程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。

③运营期的井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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，未外排。

综上，正常情况下，本工程采出水经处理达标后回注油层，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，本工程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、集输管线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；油水窜层、井喷、集输管道采出液的泄露。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。

根据区域水文地质条件，本工程潜水位埋藏深度约较浅。工程区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高，地下水类型多为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型咸水。工程区奥陶系上统恰尔巴克组为一套泥岩和灰岩地层，区域上比较稳定，为相对隔水层。钻井过程中采用双极固井，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的交换，有效保护地下水层。

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

①预测情景

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

②预测方法

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

③预测因子

本次选取特征因子石油类进行预测。

④预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc(\)$ —余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-2。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-3、表 5.4-4，图 5.4-5。

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 14m、41m、90m，影响距离分别为 15m、46m、102m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

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，因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。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。污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且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，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到地下水含水层中。

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

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水大致流向为由西北向东南，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最

不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

工程区的地下水主要是从西北向东南方向流动，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。由于石油类因子是油气开采污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.4-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-3，图 5.4-8。

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄露后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄露对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、

1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 15m、35m、60m，均未超标，但泄露事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。故阀组、计转站、集输管道必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，由于工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄露对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排；

本工程运营期的采出水依托哈得一联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，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。

工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程施工期产生的固体废物主要包括施工废料和生活垃圾等。

(1) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。本工程施工废料的产生量约为 7.48t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，对周边环境影响较小。

(2) 生活垃圾

本工程共计产生生活垃圾共计 0.9t。生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，对周边环境影响较小。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物 HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关。本工程含油污泥最大产生量为 2587t/a。本工程产生的油泥（砂）定期拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，对周边环境影响较小。

5.5.2.2 井下作业废液

本工程运营期井下作业为压裂作业和修井作业，此过程会产生一定量的压裂返排液和洗井废液。本工程油井废压裂返排液产生量为 146m³/a，废洗井液产生量 141t/a。

井下作业采用带罐作业，集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，废水处理达到《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，池内底泥委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，对周边环境影响较小。

5.5.2.3 落地原油

本工程落地原油产生量约 1.1t/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，本工程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哈一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理，对周边环境影响较小。

5.5.2.3 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，本工程新建各类集输管线 37.4km，每次废渣量约 0.04t。其危险废物类为属于危险废物 HW08 900-249-08。委托至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，对周边环境影响较小。

5.5.3 小结

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。

本工程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）、清管废渣，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；落地原油回收后拉运至哈一联合站原油处理系统进行处理。

本工程对施工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，不会对环境产生较大影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表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，甚至使沙丘活化。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

（2）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程建设内容主要为管线工程、站场建设、道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（3）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽范围内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，本工程为石油开采项目，由于人为因素影响了土壤环境特征，属于污染影响型项目。

本工程属于 I 类建设项目，永久占地面积 2.21hm^2 ，占地规模为中型，本工程土壤环境不敏感，土壤影响评价等级确定为二级。

5.6.2.2 土壤影响分析

本工程土壤影响类型于途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.6.2.3 正常工况下土壤环境影响分析

本工程在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则——土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的相关要求，本工程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，本工程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。

5.6.2.4 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，井下作业废水、集输管道以及采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前工程区用地性质为建设用地，土壤类型为风沙土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-3，影响因子见表 5.6-4。

（1）溢油污染过程分析

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

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的风沙土层而言，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工程区包气带岩性及厚度

工程区土壤类型主要为草甸土、风沙土，工程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，根据工程区的地下水调查资料，工程区的潜水位埋藏深度约 2~9m，潜水埋深小于 10m，即包气带厚度小于 10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考

虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

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

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

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		满深区块 11 口井地面工程	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☐	土地利用类型图
	占地规模	(2.21) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（）、距离（）	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐	
	全部污染物	采出液、井下作业废水	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐ ；	
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒ ；	
	评价工作等级	一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐	
现状	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒ ；	

现状调查内容	理化特性	/						同附录 C	
	现状监测点位	层位		占地范围内		占地范围外		深度	点位布置图
		表层样点数		2		2		0-0.2m	
		柱状样点数		3		-		0-3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量建设用地上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、石油烃及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 相关标准要求							
现状评价	评价因子								
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.2□; 其他（）							
	现状评价结论	土壤环境质量较好							
影响预测	预测因子	-							
	预测方法	附录 E☑; 附录 F□; 其他（）							
	预测分析内容	影响范围（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）							
	预测结论	达标结论：a）☑；b）□；c）□ 不达标结论：a）□；b）□							
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他（）							
	跟踪监测	层位			深度	监测指标	监测频次		
			厂界内	厂界外 200m					
		表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每 3 年 1 次		
		柱状	1	-	0-3m				
	信息公开指标	-							
评价结论		在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。							
注 1：“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

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本工程 $Q=*$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

现场踏勘结果表明，本工程不占用自然保护区、水源保护区、文物保护单位

等其它特殊敏感目标。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GBZ230-2010)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别,按照物质危险性,结合受影响的环境因素,筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气。

(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 5.7-1。

表 5.7-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别: 第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径: 吸入。 健康危害: 空气中甲烷浓度过高, 能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害: 对环境有害。 燃爆危险: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触: 如果发生冻伤, 将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感, 就医。 吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。呼吸、心跳停止, 立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物: 一氧化碳。			

	灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风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）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			

生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C₅ 至 C₁₁+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C₈ 的烃类以及二硫化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。

	【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

（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 5.7-3。

表 5.7-3 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值（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高硫化氢浓度
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 或更长长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的长时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m ³ （50ppm）将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

5.7.3.2 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.3 风险类型识别

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

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

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 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，释放出的 H_2S 、NMHC 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。由于工程区地域空旷，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。

5.7.4.2 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，一般不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.3 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，应将能回收的原油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，本工程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。

5.7.4.4 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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预案

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。

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。

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。

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 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

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

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

——预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 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 ($150\text{mg}/\text{m}^3$ (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 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) 为保护管道不受深根系植被破坏,在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。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。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。

5.7.5.5 危险废物运输风险防范措施

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,送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下:

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

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生态环境行政主管部门报告。

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。

5.7.5.6 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。

5.7.5.7 环境风险应急预案

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。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。

哈得油气开发部现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

1) 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出甲烷、二氧化氮报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有害气体浓度,根据现场风向,协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员;

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时,现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸,应立即阻断引火源,并组织灭火;

②确定警戒范围,撤离无关人员。

2) 站场泄漏处置

(1) 站场设备、储罐泄漏

①若站场设备、储罐出现泄漏,确定泄漏源的位置;

②关断泄漏处两端阀门或关停设备,对泄漏处进行紧急堵漏处理;

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处,防止发生火灾、爆炸事故;

④采取围堰堵截的方式,使泄漏物不外流,防止污染物扩散,确保总排口阀门处于关闭状态,如果发生大型泄漏或火灾事故,启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐;

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况,当泄漏无法控制时,人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后,根据风向标的指示,紧急撤离至安全区域;

⑥如果少量泄漏,采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理,杜绝泄漏物流入雨排管网;如果量大,则用工具进行收集;

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所;

⑧事件发生后,应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测,及时、准确地确定超标的项目及超标量,立即向应急指挥中心汇报监测结果。

(2) 伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出甲烷、二氧化氮报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有害气体浓度,根据现场风向,协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时,现场应急指挥应立即发出点火指令。

(3) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸,应立即阻断引火源,并组织灭火;

②确定警戒范围,撤离无关人员。

3) 管道泄漏处置

①立即切断泄漏源,封闭泄漏现场;

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员;

③组织现场消防力量进行灭火;

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修;

⑤对污染物进行隔离,并组织清理;

⑥采取隔离、警戒和疏散措施,避免无关人员进入事发区域,并合理布置消防和救援力量;

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时,应进行有毒有害气体监测;

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救,并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材;

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时,采取工艺处理措施,转移可燃物料,切断危险区与外界装置、设施的连通,组织专家组和相关技术人员制定方案;

⑩火灾扑救过程中,专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估,及时提出灭火指导意见;

5.7.5.8 现有环境风险防范措施的有效性分析

哈得油气开发部目前采用的环境风险防范措施较为齐全,制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案,配备有应急物资,定期开展应急演练,与当地政府建立了应急联动机制,因此,在严格执行应急预案和应急处置的基础上,现有环境风险防范措施是有效的。

5.7.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括天然气、原油、硫化氢，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，在严格落实本工程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，本工程环境风险程度属于可以防控的。

5.7.7 风险自查表

本工程风险自查表见表 5.7-4。

表 5.7-4 环境风险自查表

建设项目名称	满深区块 11 口井地面工程环境影响报告书			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	本工程所涉及的危险物质包括原油，主要风险单元为罐区和密闭集输单元			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井漏、油类物质泄漏。运营期储罐破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水。			
风险防范措施要求	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。⑥本工程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。详见 5.7.5 节			
结论：本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气，主要风险单元为罐区和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括井场事故、管线、储罐泄露事故。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，在严格落实本工程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，本工程环境风险程度属于可以防控的。				

6.环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，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、运营期和退役期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

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。井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 50183-2015)、《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，不涉及拆迁。
- (4) 站场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

结合本工程管道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》(GB 50183-2015)、《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标准》(GB50459-2017)。
- (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

据井场和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，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的设计期保护措施是可行的。

6.2 施工期环境保护措施

本工程开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，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 站场生态环境保护措施

(1) 优化站场布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

(2) 站场选择严格控制占地面积，减少扰动面积。

(2) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 对站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.2-1。

(5) 站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.2-2。

6.2.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 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。

(2) 单井管线、电力线施工临时占地不得超过征地范围。

(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。

6.2.1.3 对野生动植物的生态保护措施

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

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

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

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

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

(6) 站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

6.2.1.4 防沙治沙措施

由于本工程井场、站场位于沙漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修正) 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，不得随意碾压工程区内其它固沙植被。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。

本工程针对位于沙漠中的部分工程，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：井场和站场四周宽度为 20m，管线中心线外各 10m，道路两侧的临时占地。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。

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。

③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。

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。

6.2.1.5 水土流失防治措施

（1）工程措施

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

（2）场地平整

站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（3）限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.2.1.6 其他生态保护措施要求

（1）在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

（2）工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.2.1.7 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地为荒漠草地和林地，征用的土地需按照沙雅县土地部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油田的永久性占地（井场、站场、道路、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，油田内公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——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，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.2.2 大气污染防治措施

（1）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（2）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（3）合理规划、选择最短的运输路线，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。

（4）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机

械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(5) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.2.3 施工期噪声防治措施

(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，使本工程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。

工程区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.2.4 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。

生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排；

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓水环境影响，措施可行。

6.2.5 施工期固体废物污染防治措施

(1) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收

利用，不可回收利用部分拉运至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。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

(2) 生活垃圾

施工人员生活垃圾定点存放，集中收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。

采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行。

6.2.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

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) 针对本工程的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程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）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

（5）本工程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）定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

采取上述措施后可有效减缓生态环境影响，措施可行。

6.3.2 运营期废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。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)。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) 在日常生产过程中,加强非甲烷总烃无组织排放例行监测,对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次,确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)无组织排放监控限值要求。

(5) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)规定:重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库,载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的,应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、压缩机、搅拌器(机)、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查,哈得油田正在开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响,措施可行。

6.3.3 运营期噪声污染防治措施

(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。

采取上述措施后可有效减缓声环境影响,措施可行。

6.3.3 废水污染防治措施

本工程运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水依托哈一联合站含油污水处理系统处理后达到《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,不外排。

井下废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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。

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。

6.3.4 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则,从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.3.4.1 源头控制措施

(1) 选择先进、成熟、可靠的工艺技术,对产生的废物进行合理的回用和治理,尽可能从源头上减少污染物排放;

(2) 采用先进的监控手段,管线敷设严格遵守相关规定,并对管线进行防腐保温等保护措施,防止原油泄漏。严格按照国家相关规范要求,定期对管线及单井拉油点原油储罐进行检查,一旦发现异常,及时维修和更换,尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生,并随时做好抢修准备,加强抢修队伍的训练和工作演练。

6.3.4.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理,并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理,可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),分区防控措施应满足以下要求:

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业,水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行,如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业,根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能,提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性,提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.3-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.3-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.3-3），提出防渗技术要求。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，工程区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及COD等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故将工程区域整体划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

6.3.4.3 污染监控措施

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.3-5。监测井参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）中5.1节要求进行建设，可选用单管单层监测井，内径须不小于50mm，以满足洗井和取水要求。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测

工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年二次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.3.4.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到哈得油气开发部应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.3.6 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的含油污泥、清管废渣等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。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）危险废物的管理主要要求如下：

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

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，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含油污泥管理制度，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，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地生态环境主管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，交接数量必须与生态环境管理部门批准的转移量相符。

采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行。

6.3.7 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防

控措施。

6.3.7.1 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，使工程区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区、阀组站，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。

(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、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

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

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

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

6.3.7.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.7.3 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，发生事故泄露时对井场等可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个表层样、1 个柱状样、占地范围外设 1 个表层样，每 3 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4 退役期后环境保护措施

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。

6.4.2 退役期水环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，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建筑垃圾填埋场填埋处理，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 退役期生态恢复措施

(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，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

(2) 站场生态恢复治理

①站场生态恢复治理范围

本工程新建采油井场 11 座，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，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

本工程需新建单井集输管道 37.4km、新建电力线 3.44km，管线、电力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

单井管道作业带宽 8m-12m、电力线作业带宽 6m~8m，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，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。

退役期采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行。

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

工程总投资 4310.72 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场、阀组站建设和道路占地。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。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。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 项目环保投资估算

工程总投资 4310.72 万元，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 329 万元，环境保护投资占总投资的 7.6%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

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

井下作业废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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；采出废水依托哈一联合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本工程每年最多可产生含油废水约 12.26 万 m^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 24.5 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，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。管线采用草方格防护，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

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于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 329 万元，环境保护投资占总投资的 7.6%。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

本工程的 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，并协调勘探部门的分工协作工作，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。中石油集团下发 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，由哈得油气开发部负责运行。

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，由哈得油气开发部负责运行，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，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，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处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为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，本工程建成运营后由塔里木油田分公司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机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，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

本工程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。

（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、阀组站、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;

——保护工程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，建议本工程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、供应商和中国石油塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关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) 线性工程

本工程集输管线、电力线等线性工程环境监理的范围即为工程扰动的范围。

2) 井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

（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

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
				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 ④组织危险废物监测	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。

本工程运行期的 HSE 管理体系纳入塔里木油田公司哈得油气开发部 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

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

由于本工程在运行过程中，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。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程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。

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	新建井场、扩建站场	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
2	噪声	新建井场、扩建站场	厂界噪声监测	每季度一次
3	地下水	利用油田区域内现有地下水观测井	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	每年 2 次
4	土壤	新建井场、扩建站场内、外土壤	石油烃	3 年 1 次
5	生态环境	工程区及管线周围	检查管道沿线生态恢	1 次/年

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生态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，本工程建成运行时，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

	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
项目	非甲烷总烃	井场、计转站	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 ₂ S				《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	采出水	井场	依托哈一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	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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。		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

噪声	井口装置、井下作业	井场	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）	井场、管线	委托库车畅源环保科技有限公司进行处理	《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、管线	井场、站场内	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	《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）
环境管理	纳入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 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本工程污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 8.4-1。

表 8.4-1 污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	总量指标 (t/a)	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)		
大气污染物	生产废气	集输无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	--	0.72	-	4.0	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	设置安全警示标志、安全距离
水污染物	生产废水	采出水	COD	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	0	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)	做好固井、井控，以防污染地下水
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
		井下作业废水	COD	-	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，处理后回注地层，不外排	0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
		生活污水	SS	-	依托哈得作业区公寓生活污水处理系统处理，冬储夏灌，用于荒漠绿化。	0	0	0	--	--	《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表 2 中 C 级排放限值	做好运营维护
			COD			0	0	0	--	--		
固体废物	生产固废	油泥砂	HW08 类危险废物		委托库车畅源生态环境科技有限责任公司进行处理	0	0	0	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)	

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

满深区块位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠北缘，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，工程中心位置距离沙雅县县城约 115km。生产运行管理由塔里木油田分公司哈得油气开发部负责。

本工程主要包括 11 座单井井场，改造满深 1 计转站、满深 5-H4 集中试采点、HD32 集中试采点，新建单井集输管线 37.4 千米，试采最高年产能规模产油 $28.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产气 $1.2 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。配套建设电气、仪表、自控、通信、防腐、土建、消防等工程。钻井工程单独环评，不在本次评价范围内。

9.1.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，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》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035

年远景目标纲要》、《塔里木油田地面工程十四五规划》、《新疆生态环境保护十四五规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) “三线一单”符合性判定

本工程不涉及生态保护红线；本工程运营期无废水产生；所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

9.1.3 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.1-1。

表 9.1-1 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量 t/a	排放量 t/a	排放去向
废气	无组织排放	烃类	0.72	0.72	大气
		硫化氢	0.00002	0.00002	大气
废水	采出水	采出水量	12.26×10 ⁴	0	采出水进入哈一联合站含油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
		COD	165.38	0	
		氨氮	1.32	0	
		石油类	1.58	0	
		总氮	7.22	0	
		挥发酚	0.20	0	
	井下作业废水	井下作业废水量	418	0	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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。
		COD	0.6	0	
		石油类	0.1	0	
固体废物	油泥(砂)	石油类	2587	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
	清管废渣	石油类	0.04/2a	0	

	废防渗材料	石油类	2.8	0	
	废压裂液	石油类	146	0	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，废水处理达到《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，池内底泥委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
	废洗井液	石油类	141	0	
	落地原油	石油类	1.1	0	本工程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哈一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，2020 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子引用监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

工程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。

(3) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明,各监测点位噪声值均未超出标准值,声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明,土壤各监测点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)第二类建设用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准。

(5) 生态环境质量现状

工程区地处天山南麓,塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北部边缘,塔里木河南岸。工程区域主要为沙漠生态系统,工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区。根据《新疆生态功能区划》(2005版),工程区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。井区北部地表主要以半固定沙丘为主,植被以怪柳为主,植被盖度 5~10%。井区南部地表为流动沙丘所覆盖,基本无植被,主要土壤为风沙土,土地利用类型为沙地。

9.1.5 环境影响预测与分析

9.1.5.1 生态环境影响分析

本工程总占地面积 43.29hm²,其中永久性占地面积为 2.21hm²,临时占地面积 41.08hm²,占地类型为沙地。占地以临时占地为主,由于工程造成的生物量损失较小,不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少,工程对野生动物的影响较小。工程区属于塔里木流域水土流失重点治理区,但占地面积较小,采取环评提出的水土流失防治措施后,对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

9.1.5.2 大气环境影响分析

本工程施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带、电力线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的

扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期间本工程产生的大气污染物主要为油气集输过程中的烃类挥发。

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。本工程实施后，井场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.1.5.3 声环境影响分析

工程区 200m 范围内没有声环境敏感点，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

工程运营期噪声较小，对周围声环境的影响较小。

9.1.5.4 水环境影响分析

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

本工程运营期的采出水依托哈得一联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，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。

工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

9.1.5.5 固体废物影响分析

本工程在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、施工废弃土石方。

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。

本工程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）、清管废渣，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；落地原油回收后拉运至哈一联合站原油处理系统进行处理。

本工程对施工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，不会对环境产生较大影响。

9.1.5.6 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气、硫化氢，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，在严格落实本工程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，本工程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，可将本工程的环境风险控制在此可接受的范围之内。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 主要环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①优化站场布设，管道和道路选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，单井管线、电力线

施工临时占地作业宽度不得超过征地范围，减少对地表的碾压。

③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。

④挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

⑤站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。

⑥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。

⑦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。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

⑨在井场、站场、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

（2）大气环境保护措施

①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）。

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合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于 20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

④采用密闭集输流程，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）中无组织排放监控浓度限值。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）水环境保护措施

①施工生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理

理厂处理。

②管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

③采出水依托哈得一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。

④井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，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。

（4）固体废物污染防治措施

①施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置。

②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）、清管废渣，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理；落地原油回收后拉运至哈一联合站原油处理系统进行处理。

⑤油泥（砂）油泥和清管废渣统一委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移管理制度。

（5）噪声污染防治措施

①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，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

②施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

③加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

④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。

（6）土壤污染防治措施

①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。

②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。

(7) 环境风险防范措施

①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。

②井场和站场严格按防火规范进行平面布置，电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③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。

④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。

⑤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

⑥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。

9.1.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

9.1.8 环境影响经济损益分析

本工程实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本工程施工中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本工程实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

9.1.9 环境管理与监测计划

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施,在该项目的设计、施工和营运中逐步得到落实,从而使得环境建设和管道建设符合国家同步设计、同步实施和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划的落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施,将本工程对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内,使项目建设的经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

9.1.10 总体评价结论

本工程属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》,“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目,项目建设符合国家产业政策;符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策等》等法规和政策要求;符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求;项目不涉及划定不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区;项目符合“三线一单”要求;中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》,在本工程环评过程中开展了公众参与调查,至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为:本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划,公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施,各项污染物均能够做到达标排放,其生态破坏可降至最低,环境风险可以接受,从环境保护角度看,本工程选址合理,建设是可行的。

9.2 建议

(1) 在试采点、集输管线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。

(2) 严格按照《中华人民共和国防沙治法》有关规定，控制土地沙漠化的扩展对于自然恢复条件不好且易发生段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少荒漠植物和野生动物环境的干扰。