

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地 面工程环境影响报告书

(初稿)

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2023 年 5 月

目 录

1.概述	4
1.1 建设项目特点	4
1.2 环境影响评价的工作过程	4
1.3 分析判定相关情况	6
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	7
1.5 环境影响评价的主要结论	8
2.总则	9
2.1 评价目的和原则	9
2.2 编制依据	10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	13
2.4 环境功能区划与评价标准	16
2.5 评价等级和评价范围	21
2.6 污染控制目标与环境保护目标	32
2.7 评价时段和评价重点	34
2.8 评价方法	34
3.工程概况与工程分析	35
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	35
3.2 工程概况	46
3.2.6 依托工程	75
3.3 工程分析	87
3.4 清洁生产水平分析	114
3.5 污染物排放总量控制	121
3.6 相关法规、政策符合性分析	121
3.7 选址、选线合理性分析	131
4 环境现状调查与评价	137
4.1 自然环境概况	137
4.2 生态环境现状调查与评价	139

4.3 环境空气质量现状调查与评价	147
4.4 声环境现状	150
4.5 水环境现状调查与评价	152
4.6 土壤环境现状调查与评价	158
5.环境影响预测与评价	165
5.1 生态环境影响分析	165
5.2 大气环境影响分析	171
5.3 声环境影响分析与评价	179
5.4 水环境影响分析	182
5.5 固体废物影响分析	199
5.6 土壤环境影响分析	202
5.7 环境风险评价	207
6.环境保护措施及其可行性论证	223
6.1 设计期环境保护措施	223
6.2 施工期环境保护措施	224
6.3 运营期环境保护措施	237
6.4 退役期后环境保护措施	247
7.环境影响经济损益分析	250
7.1 社会效益和经济效益	250
7.2 环境经济损益分析	250
7.3 环境经济损益分析结论	253
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系	254
8.1 环境管理机构	254
8.2 开发期环境管理及监测	255
8.3 运营期环境管理及监测	259
8.4 污染物排放清单	263
9.结论与建议	265
9.1 评价结论	265
9.2 建议	275

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,据国土资源部 2013 年动态评价结果,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。按照塔里木油田总体部署,油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战,勘探新区早期介入,谋划长远发展,扎实有序推进生产经营各项工作,油气产量规模再上新台阶。富满油田是塔里木油田近年来石油勘探的重大发现,是原油上产增储的主力区块。继哈拉哈塘油田高效开发后,跃满、哈得、富源、跃满西、玉科等区块的开发效果也好于预期,富源 II、满深区块更获得高产油流,展示了碳酸盐岩油藏勘探开发的良好前景,后续的开发及配套地面建设十分必要。

塔里木油田“十四五”规划提出 4000 万吨油气当量的发展目标。富满油田为塔里木油田主力上产区块,2025 年将实现 400 万吨产能,本方案满深 4-满深 501H 井区百万吨产能的开发更是对富满油田上产、塔里木油田建设和发展的有力支撑。主要建设内容为:①地质总体部署 67 座,其中新钻 35 口井,单井采用放射状管网布局,井口→阀组站(可跨越直接进计转站)→计转站→联合站的布站方式;②扩建 2 座集油计量配水阀组站(简称阀组站),分别为满深 3-1 号阀组及满深 4-1 号阀组;③改扩建已建满深计转站、改扩建果勒东 I1 号计转站及已建果勒东 I2 号计转站;④共新建单井管道 155km,转水管道 93.8km;⑤新建哈四联至富源联合站间转水管道 13.5km;新建富源联合站至满深计转站、果勒东 I1 号计转站、果勒东 I2 号计转站转水管道 57km;新建 3 座计转站至 3 座阀组站间供水管道 23.3km。⑥新建 1 座果勒东 35kV 变电站及 35kV 架空线路。同时工程相配套的自控仪表、通信、供配电、结构、消防、防腐等辅助设施。

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气田开发需要,保障油气田的可持续发展,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

拟建工程属于油气开发项目,拟建工程位于沙雅县,根据《新疆维吾尔自治区

水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号),项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区,属于环境敏感区。

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

2021 年 11 月 8 日,中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《富满油田满深 4-满深 501H 井区开发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及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素,筛选主要的环境影响评价因子,明确评价重点和环境保护目标,确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准,最后制订工作方案。2021 年 11 月委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析,环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价,提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性,给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施,并最终完成环境影响报告书编制。本报告书经生态环境主管部门批准后,可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

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

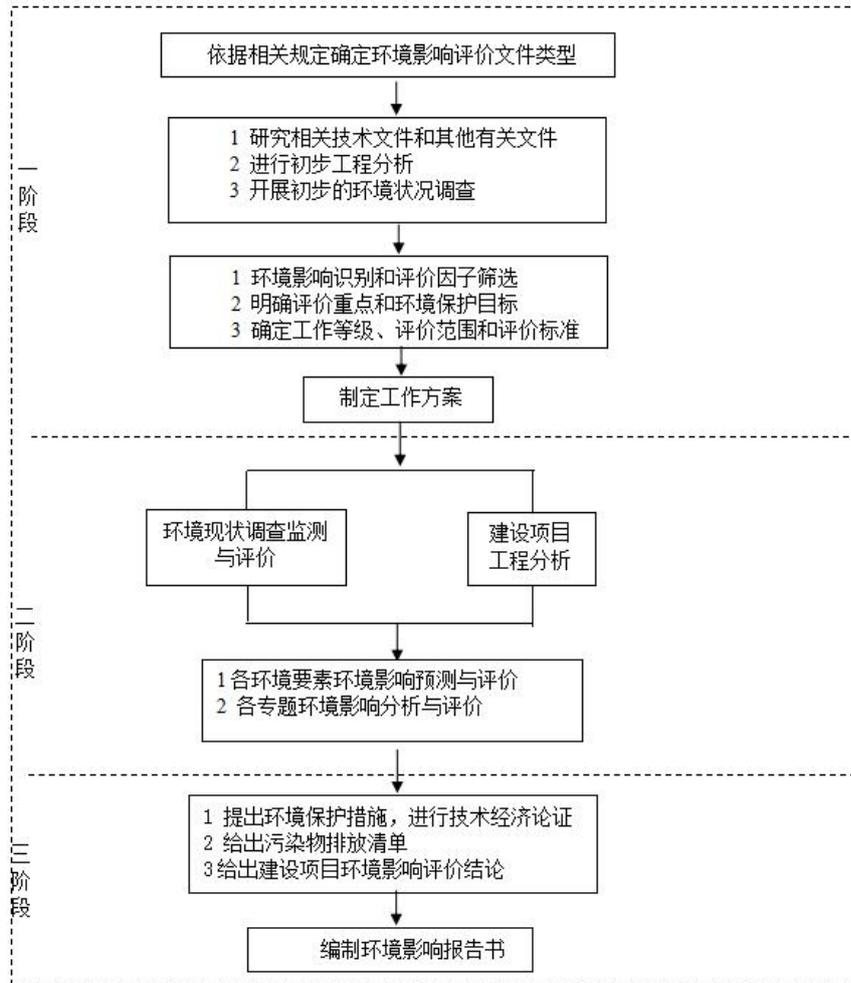


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合分析

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

（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

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

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

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

(4) “三线一单”符合性判定

本项目不在《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）拟定的生态红线范围内；本工程营运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。

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

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

护和污染防治措施的可行性。

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

1.5 环境影响评价的主要结论

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

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

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

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

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

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

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	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
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		

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
20	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
四	地方法规及通知		

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
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	/	2021-12-24
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
----	------	-----	------

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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	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
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技 术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及 污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	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，2021.11；
- (2) 《富满油田满深 4-满深 501H 井区开发方案》（地面工程方案），中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2022.09；
- (3) 富满油田满深 4-满深 501H 井区开发方案（钻井工程方案），中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2022.09；2022.06
- (4)

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目地质部署 67 口井，其中新钻 36 口井，钻井总进尺 $29.62 \times 10^4 \text{m}$ 、改扩建集油计量配水阀组站 2 座、改扩建计转站 3 座、建设相应油气集输管网、建设转水和供水管网、建设 35kV 变电站 1 座、建设油区沥青道路 95.2km，同时配套供配电、仪表、通信、消防、防腐等系统工程，富源联合站投产前油气处理依托哈得一联合站处理，富源联合站投产后，依托富源联合站处理。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

		车辆 废气 施工 扬尘、 钻机和 柴油发 电机废 气	生活 污水	弃土弃 方建筑 垃圾、钻 井泥浆、 岩屑、落 地油和 含油废 物	施工 车辆	加热炉燃 气烟气、无 组织挥发 烃类、硫化 氢	生产废 水、生活 废水	油泥（砂）、 落地油、清 管废渣、废 洗井液、废 脱硫剂	设备运 转	油气泄 漏起火 爆炸	构筑物 拆卸扬 尘	拆卸后 的建筑 垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	+	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NMHC、H ₂ S	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、NMHC、H ₂ S
噪 声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	施工期：弃土弃渣、岩屑、泥浆、落地油、废机油和沾油废物、建筑垃圾、生活垃圾 运营期：油泥砂、清管废渣、落地油、废洗井液、
环境风险	-	天然气、H ₂ S、原油、柴油、甲醇 (1)对油田运营期可能发生的井喷事故进行影响分析； (2)结合当地的气象条件，对油田运行期间集输管道可能发生的原油、天然气泄漏事故进行预测分析；

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，项目区远离沙城镇规划区，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

项目评价范围内无地表水体，本次不对其进行评价。

项目所在区域地下水未进行功能区划分，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场和站场。工程区远离沙雅县城镇规划区，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

农业生态区，塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。

根据新水〔2019〕4号，项目区属于“新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区”。

2.4.1.5 土壤环境

本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准。

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	二级标准限值 (μg/m ³)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO ₂)	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化氮 (NO ₂)	50	80	200	
3	细颗粒物 (粒径小于等于 2.5 微米, PM _{2.5})	35	75		
4	可吸入颗粒物 (粒径小于等于 10 微米, PM ₁₀)	70	150		
5	一氧化碳 (CO)		4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)		160	200	
7	氮氧化物 (NO _x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃 (NMHC)			2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢 (H ₂ S)			10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

本项目周边 10km 范围内无地表水体。

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类水

质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L

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

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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

项目区占地范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值，占地范围外参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)执行，见表 2.4-3 及 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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	监测因子	标准值 (mg/kg)
1	pH 值	pH>7.5 时各因子风险筛选值
2	砷	25
3	镉	0.6
4	铬	250
5	铜	100
6	铅	170
7	汞	3.4
8	镍	190
9	锌	300

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的厂界标准限值。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
H ₂ S	厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》(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。

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

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

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

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

本项目钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制

要求》(DB65/T3997-2017)中相关标准要求后综合利用。二开下部、三开、四开为磺化水基泥浆,现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配备,固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理,对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7),危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001/XG1-2013)、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号)及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)。

生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为 35 个井场、2 个阀组和 3 个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)为候选因子核算,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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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。

表 2.5-2 估算模型参数表

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

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物、排放参数及对应的环境空气质量标准一览表

污染物源	污染物	排放参数 (kg/h)	长×宽×高 (m)	小时平均标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
单座井场	NMHC	0.0775	60×40×6	2000
	H ₂ S	0.000259		10
单个计量阀组	NMHC	0.00069	40×40×6	2000
	H ₂ S	0.00052		10
满深计转站	NMHC	0.00345	145×105×6	2000
	H ₂ S	0.00052		10
果勒东 I1 号计转站	NMHC	0.00414	145×105×6	2000
	H ₂ S	0.00052		10
果勒东 I2 号计转站	NMHC	0.00414	145×105×6	2000
	H ₂ S	0.00077		10

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4 AERSCREEN 筛选计算结果

序号	污染源名称	非甲烷总烃 (NMHC)		硫化氢 (H ₂ S)	
		占标率 (%)	D _{10%} (m)	占标率 (%)	D _{10%} (m)
1	ManS2-H4	4.5	0	3.01	0
2	ManS2-H6	4.5	0	3.01	0
3	ManS2-H8	4.5	0	3.01	0
4	ManS2-H1	4.5	0	3.01	0

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

5	ManS3-H10	4.5	0	3.01	0
6	ManS3-H12	4.5	0	3.01	0
7	ManS2-H2	4.5	0	3.01	0
8	ManS2-H3	4.5	0	3.01	0
9	ManS301-H2	4.5	0	3.01	0
10	ManS301-H4	4.5	0	3.01	0
11	ManS3-H1	4.5	0	3.01	0
12	ManS3-H13	4.5	0	3.01	0
13	ManS3-H11	4.5	0	3.01	0
14	ManS401-H1	4.5	0	3.01	0
15	ManS4-H6	4.5	0	3.01	0
16	ManS401-H2	4.5	0	3.01	0
17	ManS401-H3	4.5	0	3.01	0
18	ManS4-H5	4.5	0	3.01	0
19	ManS4-H4	4.5	0	3.01	0
20	ManS501-H4	4.5	0	3.01	0
21	ManS502-H4	4.5	0	3.01	0
22	ManS502-H6	4.5	0	3.01	0
23	ManS503-H7	4.5	0	3.01	0
24	ManS503-H5	4.5	0	3.01	0
25	ManS502-H5	4.5	0	3.01	0
26	ManS301-H1	4.5	0	3.01	0
27	ManS301-H3	4.5	0	3.01	0
28	ManS503-H2	4.5	0	3.01	0
29	ManS502-H3	4.5	0	3.01	0
30	ManS5-H10	4.5	0	3.01	0
31	ManS502-H7	4.5	0	3.01	0
32	ManS502-H8	4.5	0	3.01	0
33	ManS5-H1	4.5	0	3.01	0
34	满深 4-1 号阀组	0.05	0	7.45	0
35	满深 3-1 号阀组	0.05	0	7.45	0
36	满深 5-1 号阀组	0.05	0	7.45	0
37	满深计转站	0.11	0	3.42	0
38	果勒东 I1 号计转站	0.14	0	5.06	0
39	果勒东 I2 号计转站	0.14	0	5.06	0
各源最大值占标率 (%)		4.50		7.45	
D _{10%} 最远距离 (m)		0		0	

经计算可知，本工程最大占标率为：7.45%（来自满深 4-1 号阀组无组织排放的 H₂S）；占标率 10%的最远距离 D_{10%}为 0m，最大占标率 $1\% \leq P_{max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，以各个井场、阀组和计转站为中心区域，各个井场、阀组和计转站的边长为 5km×5km 的矩形。大气评价范围见图 2.5-1。

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

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于 I 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

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

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

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

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

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

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

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 0.14-3.36m/d；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 2018）果勒-果勒 II-富源南区块、满深区块的钻孔资料，含水层渗透系数 k 为 0.14-3.36m/d，在此取最大值 3.36m/d。

I—水力坡度，根据区域水文地质条件，区内水力坡度很小，根据 2018 年实测水位数据计算，水力坡度为 0.27-0.77‰，在此取最大值 0.77‰。

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，细砂孔隙度为 0.42；

经计算，L 为 61.6m。项目所在区域地下水流向为由西南向东北方向（图 5.4-1），本次评价范围确定为：以井场、站场为中心，东、南、西、北以工程区域外扩约 3km。各井、站地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧 200m 范围。地下水评价范围详见图 2.5-1。

2.5.4 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），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	不涉及（本工程占地规模为

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

序号	导则要求	本工程
	(包括陆域和水域)确定	3.68km 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, 本工程不涉及国家公园、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, 且土壤评价范围内不涉及天然林、公益林、湿地等, 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 200m 范围; 集输管线两侧各 300m 带状区域的范围。评价范围见图 2.5-1。

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钻机、泥浆泵等机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

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

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

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

2.5.6.1 建设项目风险源调查和环境敏感目标调查

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)。本项目涉及的风险物质为原油、天然气、硫化氢。项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘, 评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护

单位等其它特殊敏感目标。

2.5.6.2 环境风险潜势初判

(1) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 的分级确定

1) 危险物质数量与临界量比值 (Q)

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

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

式中： q_1 、 q_2 、... q_n ---每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1 、 Q_2 、... Q_n ---每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

本项目分为 3 个危险单元：钻井期间柴油储罐、集输期间阀组集油支线、集油干线和集气干线。

① 钻井期间柴油储罐

钻井期的单井井场的单座柴油储罐容积为 35m^3 ，柴油最大储量为 60t，存储量为 30 天。

Q 值的确定见下表 2.5-8：

表 2.5-8 单井井场的柴油储罐的 Q 值一览表

风险单元	危险物质最大存在量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q_1 值
井场	柴油	60	2500	0.024

② 运营期的阀组集油支线、集油干线和集气干线的储油量、储气量、硫化氢量

拟建工程管线均分段敷设，其中阀组集油支线最长段为 16km (DN250、PN5.5MPa)，输油干线最长段为 20km(5.5MPa DN250)，输气干线最长段为 20km(D406×9/L245NS)。原油密度按照 $0.7928\text{t}/\text{m}^3$ 、天然气平均相对密度 0.682，天然气中硫化氢含量约 0.334%。根据计算，管线中危险物质最大存在量：计算，则管道最大储油量为 788t、最大储气量 35t、最大硫化氢储量为 0.12t。

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，集气干线 20km，压力 5.5MPa；

V: 气体体积，管道体积；

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

n: 气体的物质的量, 单位 mol;

T: 绝对温度, 293.15K;

R: 气体常数。

计算得: 管道带压运行状态下最大储油量为 622t、储气量为 14t、硫化氢最大储量为 0.05t。

本项目的 Q 值的确定见下表 2.5-9、2.5-10:

表 2.5-9 本项目阀组集油支线危险单元 Q 值一览表

风险单元	管道特性	危险物质	危险物质		危险物质临界量 (t)	Q 值
			密度	最大存在量 (t)		
阀组集油支线	长度 16km	原油	0.7928t/m ³	622	2500	0.25
	管径 DN250mm	天然气	相对 0.682	14	10	1.37
	压力 5.5MPa	硫化氢	/	0.05	2.5	0.02
合计 Q ₂						1.63

表 2.5-10 本项目集油干线、集气干线危险单元 Q 值一览表

风险单元	管道特性	危险物质	密度	最大存在量 (t)	危险物质临界量 (t)	Q 值
集油干线	长度 20km、管径 DN250、压力 5.5MPa	原油	0.7928t/m ³	778	2500	0.311
集气干线	长度 20km、管径 DN406、压力 5.5MPa	天然气	相对 0.682	45.05	10	4.51
		硫化氢	/	0.15	2.5	0.06
合计 Q ₃						4.88

本项目 $Q_{max}=Q_1+Q_2+Q_3=0.024+1.63+4.88=6.534$, $1 \leq Q < 10$ 。

2) 行业及生产工艺 (M)

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

表 2.5-12 行业及生产工艺 (M) (附录 C 中表 C.1)

行业	评估依据	分值	评分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺 (氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解 (裂化) 工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0
	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)	0

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库），油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计			10

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

3) 危险物质及工艺系统危险性（P）

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

表 2.5-13 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

本项目 $1 \leq Q < 10$ ，危险物质及工艺系统危险性确定为 P4。

(2) E 的分级确定

1) 大气环境

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

表 2.5-14 大气环境敏感程度分级

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

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

敏感性为 E3。

2) 地表水环境

本项目区周围无地表水体，不需要对地表水的风险影响进行分析。

3) 地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.5-15、2.5-16。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.5-15 地下水功能敏感性分区

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

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

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

包气带防污性能分级详见表 2.5-16。

表 2.5-16 包气带防污性能分级

分级	包气带岩石的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定。
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定。
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件。

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

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

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

表 2.5-17 地下水环境敏感程度分级

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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

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

(3) 建设项目环境风险潜势判断

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

表 2.5-18 建设项目环境风险潜势划分

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

注：IV⁺ 为极高环境风险

1) 大气环境

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

2) 地下水环境

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

本项目的风险综合潜势判定过程见表 2.5-19。

表 2.5-19 本工程各环境要素风险评价工作等级划分结果

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

2.5.6.3 评价工作等级划分

评价工作等级划分依据详见表 2.5-20。

表 2.5-20 评价工作等级划分

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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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

根据表 2.5-20，本工程环境风险评价工作等级为三级。

2.5.6.4 环境风险评价范围

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

地下水风险评价范围：同地下水评价范围；

风险评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，永久占地 77hm²，属于大型项目（5~50hm²）。占地类型主要为沙地，土壤敏感程度为不敏感。油气开发属于 I 类项目，因此土壤评价工作等级划分为一级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-21。

表 2.5-21 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

土壤评价范围：根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场、站场边界向外扩展 1km 范围。土壤评价范围见图 2.5-2。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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

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

2.6.2 环境保护目标

项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，项目区属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区。本工程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。本工程距离塔里木河 48km，满深 501H 井距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近为约 38km，距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近约 17km，距离盖孜库木沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园约 46km，除油区工作人员外，工程区评价范围内无固定集中的人群居住区，无环境空气保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；本工程现状土地利用类型为沙地，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将永久占地范围外扩 0.2km 范围的野生植物作为土壤环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标。

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

表 2.6-1 地下水环境保护目标一览表

编号	名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求	备注
		方位	距离(m)					
G1	评价范围内潜水含水层	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类	不对地下水产生污染影响

表 2.6-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)	备注
评价范围内野生植物	油区内	外延0.2km范围	尽量避让、减少不必要的破坏。

表 2.6-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距项目区距离	功能要求	备注
生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场占地范围外扩 500m 及管线、道路两侧 300m	油区内	--	不对区域生态环境产生明显影响
	野生动植物				

表 2.6-4 环境风险保护目标一览表

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
环境风险	调查评价范围内潜水含水层、土壤、重点保护动植物等	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

- (1) 工程分析
- (2) 生态环境影响评价及水土保持
- (3) 环境风险影响评价及风险管理
- (4) 地下水环境影响评价
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

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

表 2.8-1 评价方法一览表

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

3.工程概况与工程分析

3.1 区块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

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km²，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿吨、天然气地质资源量 14.78 万亿 m³，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。

富满油田是塔里木油田近年来石油勘探的重大发现，是原油上产增储的主力区块。继哈拉哈塘油田高效开发后，跃满、哈得、富源、跃满西、玉科等区块的开发效果也好于预期，富源 II、满深区块更获得高产油流，作为塔北-塔中大油气区的主力区块，富满油田 2025 年预计建成产油 400×10⁴t/a、产气 400×10⁴Nm³/d 的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有 跃满、富源、玉科、哈得、富源 II、满深、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、果勒东 I、东部空白区等。

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。

*

图 3.1-1 富满油田 400 万吨规划布局图

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

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

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。

本项目位于富满油田的满深区块及果勒东区块内，西北距离沙雅县县城约 115km，项目地理位置坐标为*。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，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：

（1）《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 3，竣工环保验收意见见附件 4。

（2）《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》，自治区生态环境厅以新环审[2021]186号进行了批复，见附件 5。建设内容：工程方案共部署 28 口油井，其中 23 口新钻井；②新建集油计量阀组站 2 座（满深 501H 集油计量阀组站、满深 503H 集油计量阀组站）；③新建果勒东 I 计转站 1 座；④新建集输管线 261km，其中单井集输管道 197km，阀组混输支线 24km，输油干线 20km、输气干线 20km；⑤满深 1 号计转站内扩建 1 座 8 井式管汇橇、1 座生产分离器橇、1 座外输油泵、1 座伴生气压缩机橇；满深清管站内扩建包括 1 座收球装置；⑥新建单井道路 66km；⑦配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。

（3）《富满油田果勒东 I 区奥陶系油藏试采方案地面工程方案环境影响报告书》自治区生态环境厅以新环审[2021]197号进行了批复，见附件 6。建设内容：①工程方案共部署 8 口油井，全部为老井（满深 5 井、满深 7 井、满深 501H、满深 502H、满深 503H、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6），②新建 2 座站场（果勒东 I1 号计转站、果勒东 I2 号计转站）；③满深清管站扩建收球筒 2 座，④新建单井集油管线 33.5km、输油干线 38.5km、输气干线 38.5km，⑤新建道路 38.5km。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

(4) 《满深区块 11 口井地面工程环境影响报告书》阿克苏生态环境局以阿地环审(2022)595 号进行了批复,见附件 7。建设内容主要包括 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。

(5) 《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程环境影响报告书》自治区生态环境厅以新环审[2022]194 号进行了批复,见附件 8。建设内容主要包括部署新建采油井场 9 口,阀组站 3 座(满深 3-1 号阀组站、满深 4-1 号阀组站和满深 5-1 号阀组站各 1 座),阀井 1 座,集油管线 88.79583km,燃料气管线 4.91km,及配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。项目建成后,最大产油规模 1407t/d,伴生气规模 $84.99 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

运营期,满深区块归属哈得采油气管理区统一管理。富满油田满深区块已经开展了 32 口井的建设(满深 1、满深 2、满深 3、满深 501H、满深 502H、满深 503H,满深 5、ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6、ManS1-H1、满深 301H、ManS3-H6、ManS3-H7、ManS3-H8、ManS1-H2、ManS3-H2、ManS3-H5、满深 401H、ManS4-H1、ManS4-H2、ManS4-H3、ManS5-H8、ManS5-H9、ManS3-H5、ManS501-H2、ManS502-H1、ManS503-H1、ManS503-H3、ManS5-H5、ManS5-H3、ManS5-H7),其中 3 口井已经完钻(满深 1 井、满深 2 井、满深 3 井);其他井正在开钻。区块单井环评手续见附件 9。

3.1.2 “三同时”执行情况

本次富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程已建及在建工程的环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 本次已建及在建工程三同时履行情况统计表

序号	本项目中已建及在建工程	所在项目	审批机关及批复文号	竣工环保验收情况
1	满深 501H、满深 502H、满深 503H,满深 5, ManS5-H2、ManS5-H4、ManS5-H6; 果勒东 I1 号计转站、果勒东 I2 号计转站	《富满油田果勒东 I 区奥陶系油藏试采方案地面工程方案环境影响报告书》	自治区生态环境厅:新环审[2021]197 号	在建工程,还未验收

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

2	满深 1、满深 2、满深 3、新建满深 1 号计转站	《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：阿地环函字（2020）344 号	在建工程，还未验收
3	满深 301H、ManS3-H7、ManS3-H8、ManS1-H2、ManS3-H2、ManS4-H1、ManS4-H2、ManS4-H3、ManS5-H8、ManS5-H9	《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》	自治区生态环境厅：新环审[2021]186 号	在建工程，还未验收
4	ManS3-H6、满深 401H、满深 3-1 号阀组站、满深 4-1 号阀组站	《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程环境影响报告书》	新环审[2022]194 号	在建工程，还未验收
5	ManS3-H5、ManS3-H5、ManS501-H2、ManS502-H1、ManS503-H1、ManS503-H3、ManS5-H5、ManS5-H3、ManS5-H7	《满深区块 11 口井地面工程环境影响报告书》	阿克苏生态环境局：阿地环审（2022）595 号	在建工程，还未验收
6	环境风险应急预案	塔里木油田分公司哈得作业区突发环境事件应急预案	2022 年 2 月对《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652924-2022-026	
7	排污许可执行情况	哈得作业区	于 2020 年 3 月 9 日申领排污许可证，（证书编号：9165280071554911XG025Q，有效期限：2020 年 3 月 9 日至 2023 年 3 月 8 日）；于 2020 年 8 月 19 日首次申请变更；于 2022 年 2 月 19 日第二次申请变更	
8	环境影响后评价开展情况	哈得油气开发部哈得油气田环境影响后评价	编制完成《哈得油气开发部哈得油气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 3 月 15 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作（新环环评函（2021）220 号）	

3.1.3 已建工程环境影响情况

本次地质总体部署 67 座，其中新钻 35 口井，其他井属于已建及正在建，本次已建工程中满深 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，因其他建设内容还未完工，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。

表 3.1-2 满深 1 井实施情况一览表

实际井号	井别	层位 一间房 组	设计 井深	实际 井深 (m)	实际 井型	开钻日期	完钻日期	钻井 周期
满深 1 井	采油 井	O2y	7810	7666	定向 井	2019-08-06	2020-03-16	223

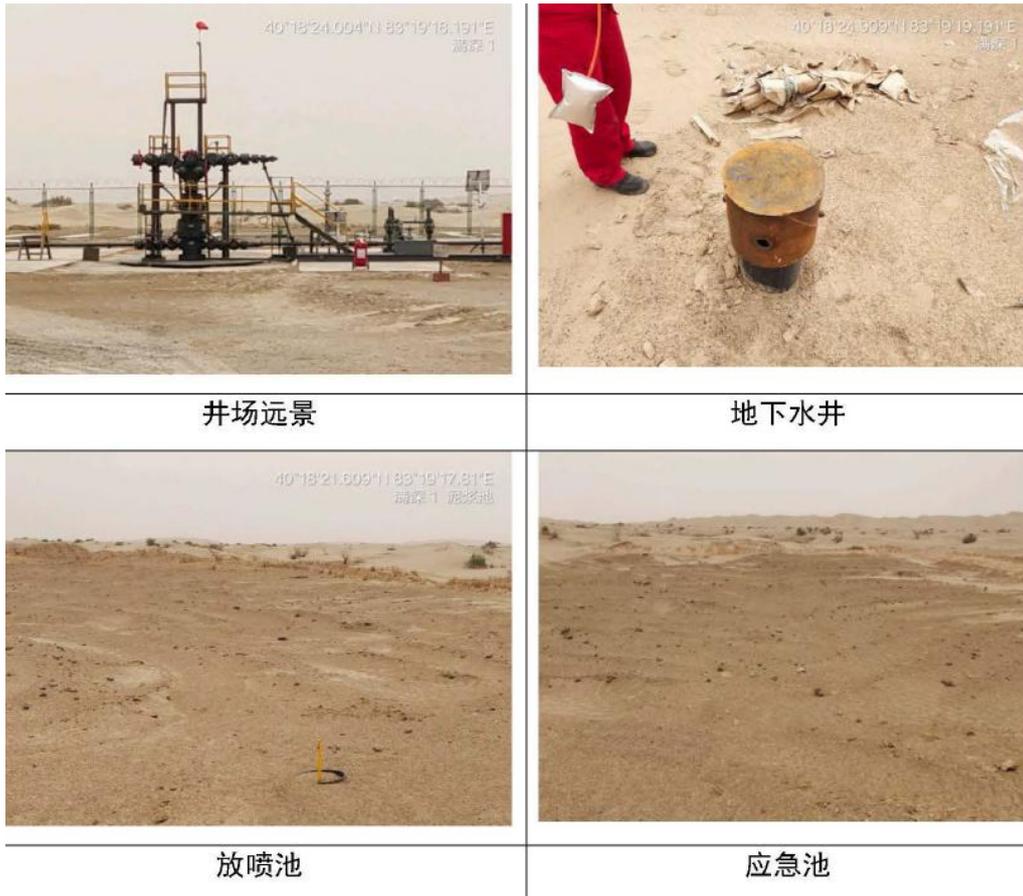


图 3.1-2 满深 1 井现场踏勘图

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，定期拉运处置。

(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，委托有危废处置资质的单位清运处置。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，满深 1 井不存在环境问题。

3.1.4 现有工程环境管理现状

本次工程改扩建三座已建站：满深计转站、果勒东 I1 号计转站及果勒东 I2 号计转站；扩建 2 座集油计量配水阀组站（简称阀组站），分别为满深 3-1 号阀组及满深 4-1 号阀组，已建工程情况如下：

3.1.4.1 满深 1 号计转站

(1) 已建站现状

满深计转站现为油 400t、气 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模，扩建为油 1200t、气 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模。现有工艺流程：满深计转站采用标准计转站工艺流程，考虑适应试采期间，优化取消增压设施。单井来液需计量单井先经计量分离器橇计量，计量后与未计量单井进生产分离器橇进行油气水三相分离（目前仅气液分离，水分离功能停用），分离出的含水原油自压外输，分离出的伴生气自压外输。各单井进站压力控制在 $2.5\text{MPa} \sim 3.1\text{MPa}$ ，适应常温自压集输。现有工艺流程见图 3.1-3。计转站设置零位罐，站内排污集中在污油系统，定时打回生产分离器前端，同时污油系统设置快速接口，便于站内设备检修排水及时拉运清理。

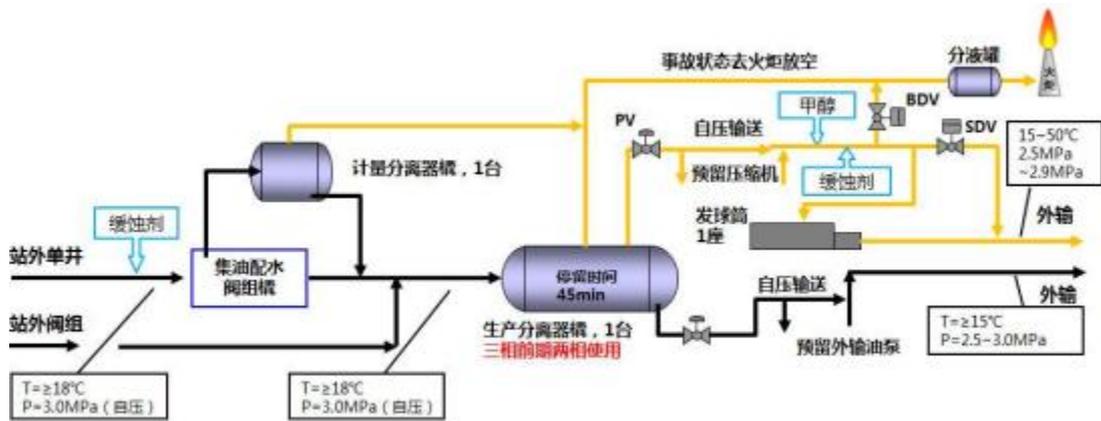


图 3.1-3 目前计转站流程框图

(2) 现有污染物排放情况

①废气：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 ；集输过程采取密闭集输，对周围环境影响很小。

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 $80 \sim 95\text{dB(A)}$ ，采取基础减振的降噪措施，能够实现其场界噪声达标排放。

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。

3.1.4.2 果勒东 I2 号计转站（现称满深 2 号计转站）

(1) 已建站现状

果勒东 I2 号计转站，现设计规模为油 400t、气 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （气指的外输和火炬，分离规模为 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）规模，扩建为油 800t、气 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模。

现有工艺流程：考虑适应试采期间，优化取消增压设施。单井来液需计量单井先经计量分离器橇计量，计量后与未计量单井进生产分离器橇进行油气水三相分离（目前仅气液分离，水分离功能停用），分离出的含水原油进入闪蒸分离器，闪蒸后进入外输油泵增压外输，分离出的伴生气自压外输。

各单井进站压力控制在 2.5MPa~3.1MPa，适应气常温自压集输。计转站目前现有工艺流程见图 3.1-4。

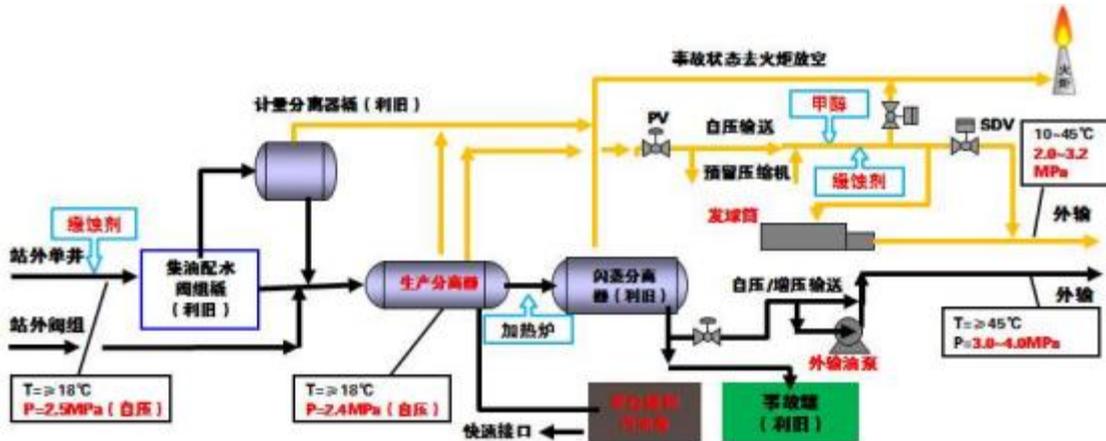


图 3.1-4 目前计转站流程框图

(2) 现有污染物排放情况

①废气：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 1.813t/a，硫化氢排放量为 0.007t/a；集输过程采取密闭集输，对周围环境影响很小。

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)，采取基础减振的降噪措施，能够实现其场界噪声达标排放。

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。

3.1.4.3 果勒东 I1 号计转站（现称满深 3 号计转站）

果勒东 I1 号计转站，现设计规模为油 400t、气 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （气指的外输和火炬，分离规模为 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）规模，扩建为油 1000t、气 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。现有工艺流程：同果勒东 I2 号计转站流程。

①废气：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 1.813t/a，硫化氢排放量为 0.007t/a；集输过程采取密闭集输，对周围环境影响很小。

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)，采取基础减振的降噪措施，能够实现其场界噪声达标排放。

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。建设单位应尽快开展各计转站等已建工程的竣工环保验收。

3.1.5 现有工程污染源调查与评价

工程所在区域现有工程污染物排放情况汇总见表 3.1-3。

表 3.1-3 已建工程污染物排放情况汇总表

类型	类别	单位	现有工程产生量	消减量	排放量
废气	VOCs	t/a	22.083	0	22.083
	H ₂ S	t/a	0.0734	0	0.0734
废水	采出水	10 ⁴ t/a	2.33	2.33	0
	洗井废水	t/a	1065	1065	0
固废	油泥	t/a	97.06	97.06	0
	井下作业废液（废压裂返排液、废洗井液）	t/a	354.06	354.06	0
	落地原油	t/a	2.8	2.8	0

根据污染源监测数据，现有工程的各污染源均可达标排放，详见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有工程主要污染源及治理措施一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	满深 1 号、2 号、3 号计转站	无组织废气	非甲烷总烃	0.36~1.09mg/m ³	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）中企业边界污染物控制要求	达标
			H ₂ S	未检出		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准	达标
噪声	满深 4-1 阀组站、满深 5-1	噪声	昼间	47.8~50.0	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	37.0~40.4			达标

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理措施	标准	达标情况
	阀组站		昼间	47.9~50.3			达标
			夜间	37.7~40.4			达标
	满深 1 计 转站、2 号、3 号 计转站		昼间	47.3~49.7			达标
			夜间	36.6~40.3			达标
废水	依托哈一 联采出水 处置装置	采出水	石油类	0.307-0.415	采用“一级 压力除油、 二级压力过 滤”的污水 处理工艺	《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	达标
		悬浮物	1.9-2.2				
固废	依托哈一 联	油泥 (砂)	-	1339t/a	依托有资质 单位无害化 处置	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) 要求后，用 于铺垫井场和井场道路	达标

3.1.6 现有工程的环境问题及“以新带老”整改措施

根据环评组现场调查情况，以及结合工程所在区块后评价、相关工程竣工环
保验收等情况，现有工程存在环境问题如下：

(1) 油区部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路
况很差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。

(2) 满深区块部分单井、站场、管线和道路临时占地处于自然恢复状态，
由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

(3) 部分工程未完成三同时环境管理工作。

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目
前存在的问题加以有效解决，限期整改：

(1) 施工过程中对探临道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

(2) 进一步加强满深区块生态恢复工作。平整施工迹地，回填土与周围地
表坡向保持一致。选择怪柳等乡土物种对临时占地进行人工辅助恢复。按照相关
部门要求及设计，对流动沙丘等需要固沙区域进一步完善草方格固沙等措施。

加强满深区块三同时环境管理工作。建议对区块环境影响评价分期、分批开
展竣工环境保护验收工作。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程位于塔里木河以南，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，本项目位于富满油田满深区块及果勒东区块范围内，距离沙雅县哈德墩镇奥普坎村约 45km，项目地理位置坐标为*

3.2.1.3 建设规模

拟建工程在新疆阿克苏地区沙雅县富满油田内实施“富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程”，主要建设内容为：①工程方案地质总体部署 67 座，其中新钻 35 口井（包括 ManS5-H11、ManS2-H4、ManS3-H10、ManS3-H4、ManS301-H4、ManS3-H1、ManS401-H2、ManS502-H4、ManS502-H2、ManS301-H1、ManS503-H2、ManS502-H7、ManS5-H1、ManS2-H6、ManS2-H2、ManS3-H13、ManS3-H11、ManS401-H3、ManS502-H6、ManS502-H8、ManS2-H8、ManS3-H12、ManS2-H3、ManS3-H9、ManS501-H4、ManS503-H5、ManS502-H3、ManS5-H10、ManS2-H1、ManS301-H2、ManS4-H5、ManS4-H4、ManS503-H7、ManS502-H5、ManS301-H3），平均进尺深 8229m，总进尺 28.8×10^4 m；单井采用放射状管网布局，井口→阀组站（可跨越直接进计转站）→计转站→联合站的布站方式，②扩建 2 座集油计量配水阀组站（简称阀组站），分别为满深 3-1 号阀组及满深 4-1 号阀组；③改扩建已建满深计转站、改扩建果勒东 I1 号计转站（现称满深 3 号计转站）及已建果勒东 I2 号计转站（现称满深 2 号计转站）；④共新建单井管道 155km；⑤新建哈四联至富源联合站间转水管道 13.5km；新建富源联合站至满深计转站、果勒东 I1 号计转站、果勒东 I2 号计转站转水管道 57km；新建 3 座计转站至 3 座阀组站间供水管道 23.3km；⑥新建油区沥青道路 95.2km；⑦新建 1 座果勒东 35kV 变电站及 35kV 架空线路。同时工程相配套的自控仪表、通

信、供配电、结构、消防、防腐等辅助设施。本工程总体建设规模见表 3.1-5。单项工程建设规模见 3.1-6。

表 3.1-5 总体建设规模表

序号	项目		单位	设计规模
1	单井井场		座	总体部署 67 座, 其中新钻 35 口井
2	改扩建集油计量配水阀组站		座	2
	集油计量配水阀组站	已建站场和线路集输能力	t/d	1000
			$10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	40
3	满深计转站改扩建	油处理和输送能力	t/d	1200
		气处理和输送能力	$10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	50
4	果勒东 12 号计转站改扩建 (现满深 2 号计转站)	油处理和输送能力	t/d	1000
5		气处理和输送能力	$10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	50
6	果勒东 11 号计转站改扩建 (现满深 3 号计转站)	油处理和输送能力	t/d	800
		气处理和输送能力	$10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	40
7	哈四联至富源联转水管道输送能力		m^3/d	2500
8	富源联至每座计转站转水管道输送能力		m^3/d	1800
9	计转站至阀组供水管道能力		m^3/d	1800
10	新建 35kV 变电站		MVA	2×8

表 3.1-6 单项工程建设规模表

序号	项目	单位	总规模	数量	备注
1	采油井场建设	座	/	67	总体部署 67 座, 其中新钻 35 口井
2	集油计量配水阀组站 改扩建	座	/	2	满深 4-1 阀组扩建 8 井式阀组模块, 满深 3-1 阀组扩建 1 座 4 井式阀组模块
3	计转站改扩建	t/d 座	3000/ 3	3	本工程计转站总转油能力/座
4	单井集输管道	km	/	155	
5	阀组供水支线	km	/	23.3	
6	至计转站转水管道	km	/	57	
7	至富源联转水管道	km	/	13.5	
8	油区沥青道路	km	/	95.2	

3.2.1.4 工程组成

本项目部署采油井 35 口新井, 钻井总进尺 $28.8 \times 10^4\text{m}$, 改扩建 2 座集油计量配水阀组站、改扩建 3 座计转站。新建各类管线 248.8km, 新建建设油区沥青道路 95.2km, 同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

项目基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 拟建工程基本情况一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
钻井			新钻 35 口水平井, 新钻井总进尺 28.8×10 ⁴ m。各井建设内容一致, 各建设钻井平台 1 套、应急池 (1 座, 300m ³)、放喷池 (2 座, 300m ³ /座)、岩屑池 (1 座, 1000m ³) 等设施, 钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。
产能			地质部署采油井 67 口, 其中新建 35 口, 新建原油产能 100×10 ⁴ t/a, 天然气产能 4.53×10 ⁸ Nm ³ /d
主体工程	采油工程		初期自喷开采, 停喷或需要提液时采用有杆泵生产。
	地面工程	井场	新建 35 座采油井场, 每座安装 1 套采油树。
		改扩建配水阀组站	改扩建 2 座集油计量配水阀组站 (简称阀组站) ——满深 4-1 号阀组、满深 3-1 号阀组
		改扩建站场	改扩建 3 座站场: 满深计转站改扩建为油 1200t、气 50×10 ⁴ m ³ /d; 果勒东 I1 号计转站 (现满深 3 计转站) 扩建为油 800t、气 40×10 ⁴ m ³ /d; 果勒东 I2 号计转站 (现满深 2 计转站) 扩建为油 1000t、气 50×10 ⁴ m ³ /d。
		集输管线	单井集输管线总计 155km, 选择柔性复合管 6.4MPa DN800 DN100 (单井);
	阀组供水支线 23.3km (同沟敷设), 选择 DN200 5.5MPa 玻璃钢管		
至计转站转水管道 57km, 选择 DN150 5.5MPa 玻璃钢管			
辅助工程	道路		总长度 95.2km, (其中满深清管站至满深计转站长 23km、果勒东 I1 号计转站输油输气干线管道道路长 19km、果勒东 I2 号计转站输油输气干线管道道路长 13km、果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路长 40.2km) 沥青路面。
	供电工程		供电电源考虑引自 35kV 线供电, 后期正式开发方案考虑就近可靠电源点引接。
	供水工程		生产生活用水从沙雅县哈得敦镇奥普坎村拉运
	通信工程		进行井场、站场安防设计和油区数据上传设计, 油田内部数据传输采用光纤以太网传输, 井场、阀组数据接入果勒东 I 计转站, 最终上传哈得一联合站。
环保工程	废气	无组织非甲烷总烃、硫化氢	本工程采用密闭集输工艺, 富源联合站投产前油气通过管道分输至哈得一联合站进行处理, 后期通过管道分输至富源联合站进行处理
	废水	采出水	富源联合站 2023 年投产前依托哈得一联合站污水处理系统处理。 后期依托富源联合站污水处理系统处理。
		井下作业废水	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理
	固废	含油污泥	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。
		落地油	落地原油由作业单位 100%回收。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

依托工程	哈得一联合站	富源联合站投产前,本工程运营期采出液和天然气依托哈得一联合站处理。哈得一联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统;原油处理规模 145×10 ⁴ t/a,天然气处理规模 200×10 ⁴ m ³ /d,污水处理规模 5000m ³ /d;油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺;天然气处理采用两级除油工艺。
	富源联合站	富源联合站投产后,本工程运营期采出液和天然气依托富源联合站处理。富源联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统;原油处理规模 200×10 ⁴ t/a,天然气处理规模 200×10 ⁴ m ³ /d,污水处理规模 1500m ³ /d;原油处理包括脱硫、脱水和稳定三个系统,脱硫采用气提脱硫工艺,脱水采用一段热化学沉降脱水工艺,稳定采用负压闪蒸稳定工艺;天然气处理增压、脱硫、脱水脱烃、硫磺回收四个系统。
	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	本项目施工期产生的钻井聚磺泥浆、运营期的井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。站内生活垃圾填埋池设计容量 20000m ³ ,一般工业固废填埋池设计容量 20000m ³ ,钻试修废水处理规模 300m ³ /d。
	沙雅县兴雅污水处理厂	本项目施工期的钻井队的生活污水,集中收集后定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理,处理规模 2 万 m ³ /d,生活污水与工业废水混合处理,工艺采用 MBBR 工艺,处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级 A 标准后,暂存于储污库,出水用于下游万亩生态林灌溉。
	沙雅县生活垃圾填埋场	本项目施工期钻井队的生活垃圾,集中收集后定期拉运至沙雅县生活垃圾填埋场。沙雅县生活垃圾填埋场日处理规模 90t/d,设计总库容约 135 万立方米,实际有效库容为 108 万立方米,目前已经使用库容 32 万立方米,剩余库容可以容纳本项目的施工期钻井队的生活垃圾。

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资 8.15 亿元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

施工期: 本项目钻井期单井施工人员 60 人,单井钻井周期 130-150 天。

本项目地面工程施工人数为 30 人,施工天数为 150 天。

运营期: 本项目管理依托哈得采油气管理区负责,新增定员 10 人。

3.2.2 油藏特性

(1) 原油特性

区块原油性质具有“轻质、低粘度、低凝固点、高含蜡、少胶质和沥青质”的特点。地面原油密度(20℃下) 0.778~0.809g/cm³,50℃原油粘度 0.892~1.911mPa·s,凝固点-26~-2℃,含蜡量 7.6~13.8%,含硫量 0.068~0.350%,

胶质+沥青质含量 0.07~0.86%。原油物性见表 3.2-2。

表 3.2-2 原油物性表

取值	原油密度 (g/cm ³)(20°C)	粘度(mPa·s) (50°C)	凝固点(°C)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)
范围	0.778~0.809	0.892~1.911	-26~-2	7.6~13.8	0.068~0.302	0.07~0.86
平均	0.794	1.399	-11.8	10.64	0.121	0.23

注：我国采用 20°C 时原油的密度作为原油的标准状态密度。

(2) 天然气特性

天然气表现为重烃组分较高的原油溶解气特征，相对密度 0.6726~0.8883（平均）。硫化氢含量 1900~38000mg/m³，平均 6094mg/m³，具体见表 3.2-3。

表 3.2-3 满深区块天然气组分一览表

组分名称	组分含量(摩尔分数)/%	组分名称	组分含量(摩尔分数)/%
甲 烷	76.51	庚 烷	0.0161
乙 烷	12.08	辛烷及更重组分	0.0000
丙 烷	1.7	氮 气	4.05
异丁烷	0.7316	氧 气	0.2320
正丁烷	1.057	二氧化碳	2.43
异戊烷	0.2337	硫化氢	0.43
正戊烷	0.0046	取样含空气	/
己 烷	0.1131		
相对密度=0.6794~0.8883。			

(3) 采出水特性

满深 4-满深 501H 井区试油试采目前尚未出地层水。参考邻区化验地层水平均密度 1.07g/cm³，总矿化度介于 10.62×10⁴~10.75×10⁴mg/L，平均 10.69×10⁴mg/L，氯根平均含量为 6.36×10⁴mg/L，水型为 CaCl₂ 型。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 本项目部署方案

(1) 总体部署

满深 4-满深 501H 井区属碳酸盐岩油气藏，基本走向是满深区块至果勒东 I 区块，成弧线向哈一联方向延伸。开发方案共部署 67 口油井，本次新建 35 座采油井场。

单井采用放射状管网布局，井口→ 阀组站(可跨越直接进计转站) → 计转站 → 联合站的布站方式，本次站场及管网示意图 3.2-2。

*

图 3.2-2 本次放射状管网布局

(2) 总体流向

根据满深 4-满深 501H 井区井位部署，井区成弧形条带分布，长度约 50km，从满深计转站至哈一联方向弧线延伸，西南边界部署井临近矿权边界，东北边界部署井到哈一联距离约 35km，井区部署带内分布 3 座计转站，由南向东北分别为满深计转站、果勒东 I2 号计转站（现满深 2 号计转站）、果勒东 I1 号计转站（现满深 3 号计转站）。油气流向考虑至拟建富源联合站，富源联合站建成前先期依托哈一联，搭接已建满深至哈一联纵向集输干线，后期进入新建富源联合站，依托 3 座计转站，接收 67 口井来气液，利用计转站输油气管道实现油气分输。

按照图 3.2-3 分布，图中以计转站为中心，9.5km 为半径的圆形区域基本可覆盖整体部署井位，单井进计转站原则为可选择进入 9.5km 半径区域内的计转站，重叠区域井应顺应总体流向，同时兼顾各站能力，主要是满深计转站应尽量控制接入井数，以免影响计转站后油气集输，重叠区域应向果勒东 I2 号计转站集输。本项目计转站和阀组站管辖各井情况见表 3.2-4 表 3.2-5

*

图 3.2-3 满深 4-满深 501H 单井进展流向图

表 3.2-5 满深计转站管辖区域井站关系表

序号	井站		
1	满深 4 井→	满深 4-1 号集油计量配水 阀组站→	满深 计转站
2	满深 401H 井→		
3	ManS4-H1 井→		
4	ManS4-H2 井→		
5	ManS4-H3 井→		
6	ManS401-H2 井→		
7	ManS2-H6 井→		
8	ManS401-H3 井→		
9	ManS2-H8 井→		
10	ManS4-H5 井→		
11	ManS4-H4 井→		
14	满深 1 井→	满深 计转站	
15	满深 2 井→		
16	满深 3 井→	满深 计转站	
17	ManS1-H1 井→		
18	ManS1-H2 井→		

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

19	ManS3-H8 井→	
20	ManS2-H4 井→	
21	ManS2-H2 井→	
22	ManS2-H1 井→	
23	ManS2-H3 井→	
24	ManS3-H12 井→	

表 3.2-6 果勒东 I2 号计转站管辖区域井站关系表

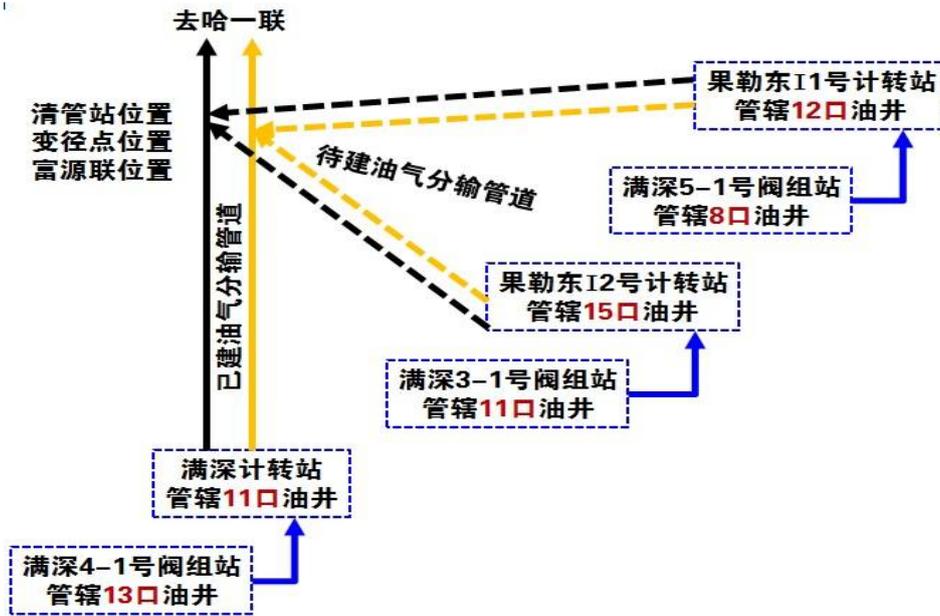
序号	井站	
1	ManS3-H5→	满深 3-1 号集油计量配水阀组站→
2	ManS3-H6→	
3	ManS3-H7→	
4	ManS3-H2 井→	
5	ManS3-H10 井→	
6	ManS3-H1 井→	
7	ManS3-H4 井→	
8	ManS3-H9 井→	
9	ManS3-H11 井→	
10	ManS3-H13 井→	
12	满深 301H 井→	果勒东 I2 号计转站
13	满深 301-H1 井→	
14	满深 301-H3 井→	
15	满深 301-H4 井→	
16	满深 502-H4 井→	
17	满深 502-H2 井→	
18	满深 502-H6 井→	
19	满深 503-H5 井→	
20	满深 503-H1 井→	
21	满深 503-H3 井→	
22	满深 301-H2 井→	
23	满深 503-H2 井→	
24	满深 503-H7 井→	
25	满深 502H 井→	
26	满深 503H 井→	

表 3.2-7 果勒东 I1 号计转站管辖区域井站关系表

序号	井站	
1	ManS5-H11 井→	满深 5-1 号集油计量配水阀组站→
2	ManS5-H8 井→	
3	ManS5-H9 井→	
4	ManS502-H1 井→	
5	ManS502-H3 井→	
6	ManS5-H10 井→	
7	ManS502-H5 井→	
8	ManS5-H5 井→	
9	满深 5 井→	果勒东 I1 号计转站
10	满深 501H 井 →	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

11	ManS5-H2 井→	果勒东 I1 号计转站
12	ManS5-H4 井→	
13	ManS5-H6 井→	
14	ManS502-H1 井→	
15	ManS502-H7 井→	
16	ManS5-H3 井→	
17	ManS502-H8 井→	
18	ManS501-H2 井→	
19	ManS5-H7 井→	
20	ManS501-H4 井→	



3.2.3.2 开发指标预测

按照开发方案，地质部署 67 口，最大新建原油产能 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气产能 $4.53 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。富满油田满深 4—满深 501 井区开发指标预测表详见下表 3.2-6。

表 3.2-6 富满油田满深 4—满深 501 井区开发方案产能预测表

序号	井号	单井设计产能		气油比 m^3/m^3	备注
		日产油 t	日产气 $\times 10^4 \text{m}^3$		
1	满深 1	*	*	*	已建投产
2	满深 2	*	*	*	已建投产
3	满深 3	*	*	*	已建投产
4	满深 4	*	*	*	正建
5	满深 5	*	*	*	正建
6	满深 501H	*	*	*	正建
7	满深 502H	*	*	*	正建

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

8	满深 503H	*	*	*	正建
9	满深 301H	*	*	*	正建
10	ManS1-H1	*	*	*	正建
11	ManS1-H2	*	*	*	正建
12	ManS5-H2	*	*	*	正建
13	ManS5-H4	*	*	*	正建
14	ManS5-H6	*	*	*	正建
15	ManS3-H6	*	*	*	正建
16	ManS3-H7	*	*	*	正建
17	ManS3-H8	*	*	*	正建
18	ManS3-H2	*	*	*	正建
19	ManS3-H5	*	*	*	正建
20	满深 401H	*	*	*	正建
21	ManS4-H1	*	*	*	正建
22	ManS4-H2	*	*	*	正建
23	ManS4-H3	*	*	*	正建
24	ManS5-H11	*	*	*	新建
25	ManS5-H8	*	*	*	正建
26	ManS5-H9	*	*	*	正建
27	ManS2-H4	*	*	*	新建
28	ManS3-H10	*	*	*	新建
29	ManS3-H4	*	*	*	新建
30	ManS301-H4	*	*	*	新建
31	ManS3-H1	*	*	*	新建
32	ManS401-H2	*	*	*	新建
33	ManS502-H4	*	*	*	新建
34	ManS502-H2	*	*	*	正建
35	ManS502-H1	*	*	*	新建
36	ManS301-H1	*	*	*	新建
37	ManS503-H2	*	*	*	新建
38	ManS502-H7	*	*	*	新建
39	ManS5-H1	*	*	*	新建
40	ManS2-H6	*	*	*	新建

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

41	ManS2-H2	*	*	*	新建
42	ManS3-H13	*	*	*	新建
43	ManS3-H11	*	*	*	新建
44	ManS401-H3	*	*	*	新建
45	ManS501-H2	*	*	*	正建
46	ManS502-H6	*	*	*	新建
47	ManS503-H1	*	*	*	正建
48	ManS502-H8	*	*	*	新建
49	ManS5-H3	*	*	*	正建
50	ManS2-H8	*	*	*	新建
51	ManS3-H12	*	*	*	新建
52	ManS2-H3	*	*	*	新建
53	ManS3-H9	*	*	*	新建
54	ManS501-H4	*	*	*	新建
55	ManS503-H5	*	*	*	新建
56	ManS503-H3	*	*	*	正建
57	ManS502-H3	*	*	*	新建
58	ManS5-H10	*	*	*	新建
59	ManS5-H7	*	*	*	正建
60	ManS2-H1	*	*	*	新建
61	ManS301-H2	*	*	*	新建
62	ManS4-H5	*	*	*	新建
63	ManS4-H4	*	*	*	新建
64	ManS503-H7	*	*	*	新建
65	ManS502-H5	*	*	*	新建
66	ManS301-H3	*	*	*	新建
67	ManS5-H5	*	*	*	正建

表 3.2-7 富满油田满深 4—满深 501 井区开发方案开发指标预测表

年份	部署 新井 (口)	生产 井数 (口)	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	日产气 (10 ⁴ Nm ³ / d)	年产液 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	年产水 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁸ m ³)	气油比 (m ³ /t)	含水率 (%)
2022	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2023	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2036	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2037	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2038	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2039	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2040	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

3.2.4 主体工程

拟建工程包括主体工程(包括钻采工程、集输工程)、公辅工程、闭井等内容。

3.2.4.1 钻采工程

(1) 钻井工程

新钻 35 口井，（包括 ManS5-H11、ManS2-H4、ManS3-H10、ManS3-H4、ManS301-H4、ManS3-H1、ManS401-H2、ManS502-H4、ManS502-H2、ManS301-H1、ManS503-H2、ManS502-H7、ManS5-H1、ManS2-H6、ManS2-H2、ManS3-H13、ManS3-H11、ManS401-H3、ManS502-H6、ManS502-H8、ManS2-H8、ManS3-H12、ManS2-H3、ManS3-H9、ManS501-H4、ManS503-H5、ManS502-H3、ManS5-H10、ManS2-H1、ManS301-H2、ManS4-H5、ManS4-H4、ManS503-H7、ManS502-H5、ManS301-H3），平均进尺深 8229m，垂深 7685m，水平段长度 544m，总进尺 28.8×10^4 m，目的层、完钻层位均为奥陶系一间房组。采用四开井身结构，采用 ZJ80 及以上钻机。

①井身结构：

35 口水平井均为四开井身结构，井身结构见图 3.2-5 所示。

*

图 3.2-5 井身结构示意图

②钻井设备

钻井设备包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等。井场设发电机组及钻机动力系统。35 口水平井均使用 ZJ80 钻机。

③钻井液体系

一开和二开上部采用水基钻井液，二开下部、三开和四开使用水基磺化钻井液。一开采用膨润土-聚合物钻井液体系，主要成分为：坂土、CMC(中)、 Na_2CO_3 ；二开上部采用聚合物钻井液体系，主要成分为：坂土、 Na_2CO_3 、NM1-4、NaOH、CMC-LV、复配胺盐、润滑剂、堵漏剂；二开下部和三开采用 KCl 聚磺钻井液体系，四开采用聚磺防塌体系。

④钻井井场布置

钻前工程包括井场、岩屑堆放场地、放喷管线、临时生活区及探临道路等建设活动。井场采用标准井场，岩屑临时堆放区位于井场外，主副放喷管线位于井场两侧。各井建设内容一致，各建设钻井平台 1 套、应急池（1 座， 300m^3 ）、放喷池（2 座， $300\text{m}^3/\text{座}$ ）、岩屑池（1 座， 1000m^3 ）等设施，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等。井场应急池、放喷池池底、边坡采用水泥压边+环保防渗膜两层防渗。井场采用砂石料铺垫。钻井井场布置有放喷管线、罐区、不落地系统、岩屑堆放场等。平面布置见图 3.2-6。

图 3.2-6 钻井期井场平面布置示意图

(2) 采油工程

拟建工程新建 35 口采油井为自喷生产，采油井场由采油树、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成。

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

图 3.2-7 采油井场平面示意图

表 3.2-7 采油井场设备设施一览表

序号	名称	单位	数量	备注
----	----	----	----	----

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

序号	名称	单位	数量	备注
1	标准化常温集输 6.3MPa 井场	座	33	
2	单座井场设备如下:			
1)	RTU 柜	座	1	同仪表专业所列设备
2)	气体报警控制器柜	座	1	同仪表专业所列设备
3)	配电柜	座	1	同电气专业所列设备
4)	DN100 6.3MPa 抗硫闸阀	套	6	
5)	D114×7/20G	m	40	

3.2.4.2 站场改建工程

本次工程扩建 2 座集油计量配水阀组站（简称阀组站）：分别为满深 3-1 号阀组及满深 4-1 号阀组；改扩建 3 座计转站，分别为：满深计转站、果勒东 I1 号计转站（现满深 3 计转站）及果勒东 I2 号计转站（现满深 2 计转站）

（1）计量配水阀组站扩建

满深 3-1 号阀组建设在满深 3 井旁边，总体管辖 11 口油井，内设 2 座 8 井式集油配水阀组模块、1 座计量分离器模块、1 座放散管。集输进果勒东 I2 号计转站。本项目需扩建增加 1 座 4 井式集油配水阀组模块，预留 1 个空接头

满深 4-1 号阀组建设在 ManS4-H2 井旁边，总体管辖 13 口油井，目前内设 1 座 8 井式集油配水阀组模块、1 座计量分离器模块、1 座放散管。集输进满深计转站。本项目需扩建增加 1 座 8 井式集油配水阀组模块，预留 3 个空接头

①工艺流程:

集油计量工艺：各井采出气液（15~20℃，3.2MPa）集输至 8 井式集油计量配水阀组模块（15~20℃，3.2MPa），需要计量的单井可选井至计量分离器模块进行计量，计量后与集油配水阀组模块汇管出的未计量气液汇合通过集输支管道输至计转站。

配水工艺流程：计转站来水进入 8 井式集油计量配水阀组模块（15℃，1.5MPa），经过供水总管分配至各单井来液管道，利用单井集油管道返输水至井场，在井场通过移动注水泵橇增压后注入。阀组预留出液增压、出液加热、出液加药接口。简易流程见框图 3.2-8。

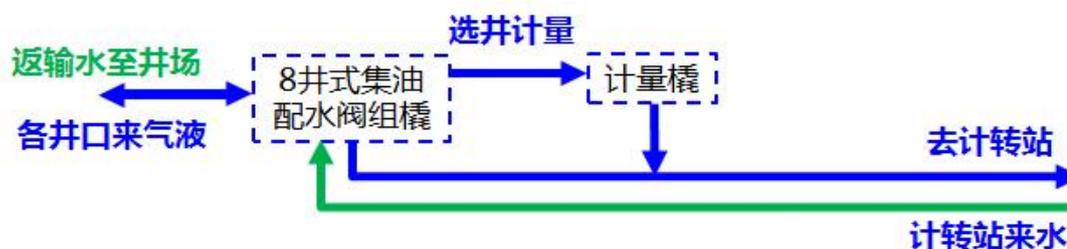


图 3.2-8 阀组站简易流程框图

②平面布置

集油计量配水阀组站布置，主要设备有集油配水阀组模块、计量分离器模块、仪表电气设施等，装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，五级油气站场规定。

整个集油计量配水阀组站距井口中心距离 $\geq 45\text{m}$ ，不影响采油井的维修、维护工作。集油计量配水阀组站内各工艺设备与仪表电气设备分开布置，按功能集中分区。同时阀组站场内预留增压设施、加药设施扩建空间。放散管区位于站场最小风频的上风侧。主站场区占地面积 $40\text{m} \times 40\text{m}$ ，放散管区占地面积 $10\text{m} \times 10\text{m}$ 。扩建阀组件平面布置见图 3.2-9。

③主要设备及工程量

表 3.2-8 集油计量配水阀组站主要工程量表

序号	名称	单位	数量
满深 4-1 号阀组站			
1	8 井式集油计量配水阀组模块 DN100 4.0MPa	座	1
2	其他		
1)	D168×7/20G	m	20
2)	D114×6/20G	m	40
3)	D114×6/20G	m	20
满深 3--1 号阀组站			
1	4 井式集油计量配水阀组模块 DN100 4.0MPa	座	1
2	其他		
1)	D168×7/20G	m	20
2)	D114×6/20G	m	40
3)	D114×6/20G	m	20
分年实施计划			

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

2023 年	满深 4-1 号阀组站扩建	座	1
2024 年	满深 5-1 号阀组站扩建	座	1

3.2.4.3 扩建计转站工程

满深计转站、果勒东 I2 号计转站、果勒东 I1 号计转站 3 座计转站均要改扩建。气自压输送、油增压输送工艺改为气、液均增压输送的工艺。

满深计转站改扩建：扩建为油 1200t、气 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模。果勒东 I2 号计转站：扩建为油 800t、气 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模。待建果勒东 I1 号计转站：扩建为油 1000t、气 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(1) 满深计转站改扩建

① 工艺流程

本工程改造后工艺流程：井口来气液(温度 $18^\circ\text{C}+$ ，压力 0.5MPa)首先进入计转站 8 井式集油配水阀组（增加 1 座，总体为 2 座），需要计量单井选井进入中压计量分离器完成计量和分离，分离后油气汇合在一起与未计量单井来气液混合进生产分离器进口主管，同时集油计量配水阀组站来气液进入计转站进站集油配水阀组模块（新增加），与各单井气液混合进入生产分离器（温度 14°C ，压力 0.4MPa，增加 1 座，总体为 2 座），气液在生产分离器实现气液分离（三相生产分离器因前期油中含水少，作两相分离使用）。改造后工艺流程见图 3.2-9。

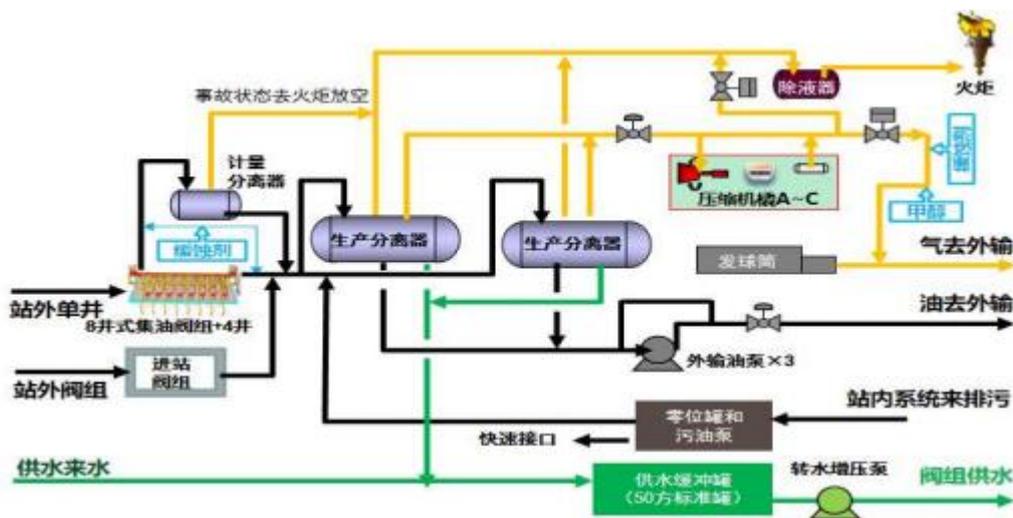


图 3.2-9 改造后计转站流程框图

计转站生产分离器分离来伴生气($17.54 \sim 51.59 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，0.4MPa， $10 \sim 20^\circ\text{C}$)，通过《满深区块天然气增压工程》建设的增压压缩机提压至 2.5~4.5MPa，空冷至 50°C ，接入已建外输系统，站内已建甲醇注入橇原设计注醇量为 10L/h，本工

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

程通过核算优化注入 2~5L/h 甲醇防冻（夏季不注），通过缓蚀剂注入橇注入 1~4L/h 缓蚀剂，利用满深输气干线外输。

②平面布置

计转站新扩建 1 座进站集油配水阀组模块、1 座 8 井式集油配水阀组模块、2 座生产分离器、1 座来油缓蚀剂加药橇、3 台外输油泵、8 座储水罐、2 座转水泵、站内部分阀门管道更换和新建等。装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，五级油气站场规定。

站区整体向西扩建，分离器、压缩机、水罐都成列布置，火炬布置在站场外最小风频的上风侧，距站场区 100m，已建火炬除液器距火炬 40m。站区整体布置既要满足防火间距要求，又要适应整体生产流向、并充分考虑后期扩建装置位置预留。保障生产的安全和流程的便利。新建计转站装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，五级油气站场规定，火炬布置在站场外最小风频的上风侧，扩建后场坪占地由 80×55m 变为 115m×55m。扩建后布置图详见图 3.2-11。

③ 主要设备及工程量

表 3.2-9 满深计转站主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	油工艺部分			
1	8 井式集油计量配水阀组模块	座	1	
2	进站集油计量配水阀组模块	座	1	
	D219×8/20G	m	50	
	D168×7/20G	m	25	
	D34×4/20G	m	5	
	D34×3/304SS	m	5	
	DN150 4.0MPa 抗硫闸阀	套	6	
	DN200 4.0MPa 抗硫闸阀	套	6	
	DN25 4.0MPa 不锈钢闸阀	套	3	
	DN25 4.0MPa 不锈钢止回阀	套	3	
3	油用缓蚀剂加药橇	座	1	
4	生产分离器模块	座	1	(WE3.6×23.6- 1.0MPa)
5	外输油泵 35m ³ /h, 450m 扬程	台	3	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

6	转水泵 50m ³ /h , 350m 扬程	台	2	
7	注水缓冲罐, 50 方方罐	座	8	
8	站场安装阀门			
	DN150 6.3MPa 抗硫闸阀	套	6	
	DN150 6.3MPa 抗硫止回阀	套	3	
一	油工艺部分			
	DN200 4.0MPa 抗硫闸阀	套	8	
	DN150 4.0MPa 抗硫闸阀	套	10	
	DN150 4.0MPa 抗硫止回阀	套	2	
	DN200 4.0MPa 抗硫闸阀	套	8	
	DN100 4.0MPa 抗硫闸阀	套	4	
	DN100 2.5MPa 抗硫闸阀	套	8	
	DN150 2.5MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN200 2.5MPa 抗硫闸阀	套	6	
9	站场安装管道			
	D219×8/20G	m	210	地面保温敷设
	D168×7/20G	m	180	地面保温敷设
	D114×6/20G	m	180	地面保温敷设
	D34×3/304SS	m	80	地面保温敷设
二	气工艺部分			《满深区块天然气增压工程》
1	伴生气压缩机橇 1120kW	座	3	3 用
2	火炬系统(配点火橇) DN350 35m	座	1	
3	零位罐 1.6m×6m	座	1	
4	污油螺杆泵 10m ³ /h 1.2MPa	台	1	
5	配套管道、阀门	套	1	

(2) 果勒东 I2 号计转站改扩建 (现称满深 2 号计转站)

①工艺流程

本工程改造后工艺流程: 井口来气液 (温度 15°C, 压力 0.5MPa) 首先进入计转站 8 井式集油配水阀组 (增加 1 座, 总体为 2 座), 需要计量单井选井进入计量分离器橇完成计量和分离, 分离后油气汇合在一起与未计量单井来气液混合进生产分离器进口主管, 同时集油计量配水阀组站来气液进入计转站进站集油

配水阀组模块（新增加），与各单井气液混合进入生产分离器（温度 14℃，压力 0.4MPa，增加 1 座，将闪蒸分离器停用，总体为 2 座），气液在生产分离器实现气液分离（三相生产分离器因前期油中含水少，作两相分离使用）。计转站目前改造后工艺流程见图 3.2-12。

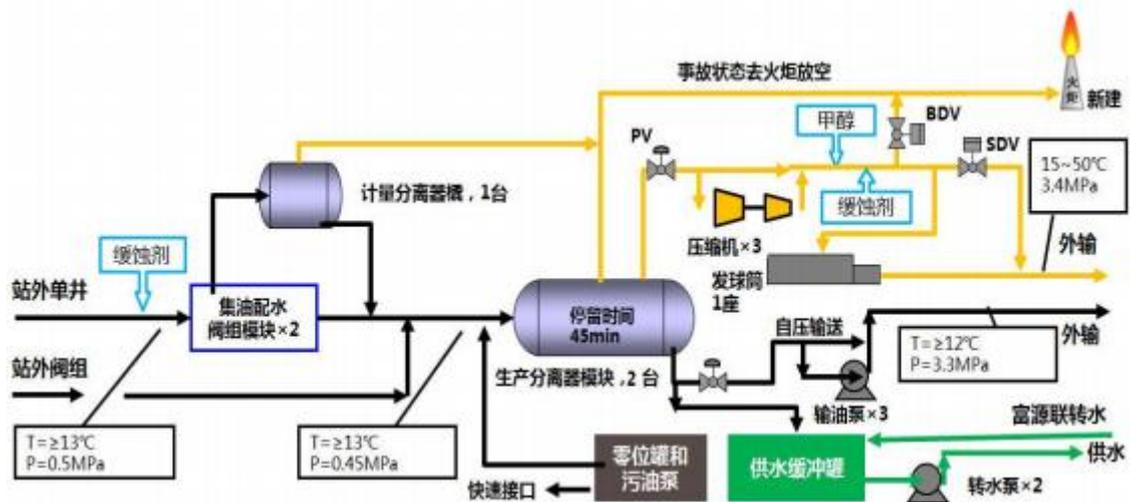


图 3.1-12 改造后计转站流程框图

生产分离器分出的液（14℃，0.4~0.45MPa）经外输泵增压（3.4MPa，新建 1 座，2 用 1 备）外输，利用满哈支干线先期集输进哈一联，后期切换至拟建富源联合站。计转站生产分离器分离来伴生气（ $14.79\sim 44.56 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，0.4MPa，10~20℃），通过增压压缩机增压至 2.5~4.5MPa，空冷至 50℃，接入已建外输系统，站内已建甲醇注入橇原设计注醇量为 10L/h，本工程通过核算优化注入 2~5L/h 甲醇防冻（夏季不注），通过缓蚀剂注入橇注入 1~4L/h 缓蚀剂，利用输气干线外输。

②平面布置

计转站新扩建 1 座进站集油配水阀组模块、1 座 8 井式集油配水阀组模块、停用两相闪蒸分离器并新建 1 座生产分离器、1 台外输油泵、3 台压缩机、2 座转水泵、站内部分阀门管道更换和新建等。装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，五级油气站场规定。

新增设施全部安装在站场预留空间，已建火炬布置在站场外最小风频的上风侧，距站场区 100m。站区整体布置既要满足防火间距要求，又要适应整体生产流向、并充分考虑后期扩建装置位置预留。保障生产的安全和流程的便利。计转站装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，

五级油气站场规定。扩建后布置图详见图 3.2-13。

④ 主要设备及工程量

表 3.2-10 果勒东 12 号计转站主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	油工艺部分			
1	8 井式集油计量配水阀组模块	座	1	
2	进站集油计量配水阀组模块	座	1	
3	生产分离器模块	座	1	(WE3.0×10- 1.0MPa)
4	外输油泵 30m ³ /h , 450m 扬程	台	1	
5	转水泵 50m ³ /h , 350m 扬程	台	2	
6	站场安装阀门			
	DN150 6.3MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN150 6.3MPa 抗硫止回阀	套	1	
	DN200 4.0MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN150 4.0MPa 抗硫闸阀	套	4	
	DN150 4.0MPa 抗硫止回阀	套	2	
	DN200 4.0MPa 抗硫闸阀	套	4	
	DN100 4.0MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN100 2.5MPa 抗硫闸阀	套	4	
	DN150 2.5MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN200 2.5MPa 抗硫闸阀	套	3	
8	站场安装管道			
	D219×8/20G	m	180	地面保温敷设
	D168×7/20G	m	140	地面保温敷设
	D114×6/20G	m	140	地面保温敷设
	D34×3/304SS	m	60	地面保温敷设
二	气工艺部分			
1	伴生气压缩机橇 800kW	座	2	3 用
2	伴生气压缩机橇 450kW	座	1	
3	管道			
	D355×7/20G 抗硫	m	50	地面保温
	D508×9/20G 抗硫	m	50	地面保温

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	D219×6/20G 抗硫	m	80	地面不保温
	D219×6/20G 抗硫	m	100	地面保温
	D168×6/20G 抗硫	m	160	地面不保温
	D219×8/20G 抗硫	m	80	地面保温伴热
	D114×6/20G 抗硫	m	100	地面保温
	D60×4/20G 抗硫	m	350	地面保温
	D34×3/20G 抗硫	m	150	地面保温伴热
4	阀门			
	抗硫手动球阀 DN200 2.5MPa	套	5	
	抗硫手动球阀 DN150 2.5MPa	套	2	
	抗硫手动球阀 DN100 2.5MPa	套	2	
	抗硫手动球阀 DN25 2.5MPa	套	7	
	抗硫手动球阀 DN200 6.3MPa	套	2	
	抗硫手动球阀 DN100 6.3MPa	套	4	
	抗硫手动球阀 DN50 6.3MPa	套	8	
	抗硫节流截止放空阀 DN100 2.5MPa	套	1	

(3) 果勒东 II 号计转站改扩建 (现称满深 3 号计转站)

① 工艺流程

改造后工艺流程：井口来气液（温度 15℃，压力 0.5MPa）首先进入计转站 8 井式集油配水阀组（增加 1 座，总体为 2 座），需要计量单井选井进入计量分离器橇完成计量和分离，分离后油气汇合在一起与未计量单井来气液混合进生产分离器进口主管，同时集油计量配水阀组站来气液进入计转站进站集油配水阀组模块（新增加），与各单井气液混合进入生产分离器（温度 14℃，压力 0.4MPa，将闪蒸分离器改为生产分离器，总体为 2 座），气液在生产分离器实现气液分离（三相生产分离器因前期油中含水少，作两相分离使用）。

生产分离器分出的液（14℃，0.4~0.45MPa）经外输泵增压（3.4MPa，新建 1 座，2 用 1 备）外输，利用满哈支干线先期集输进哈一联，后期切换至拟建富源联合站。

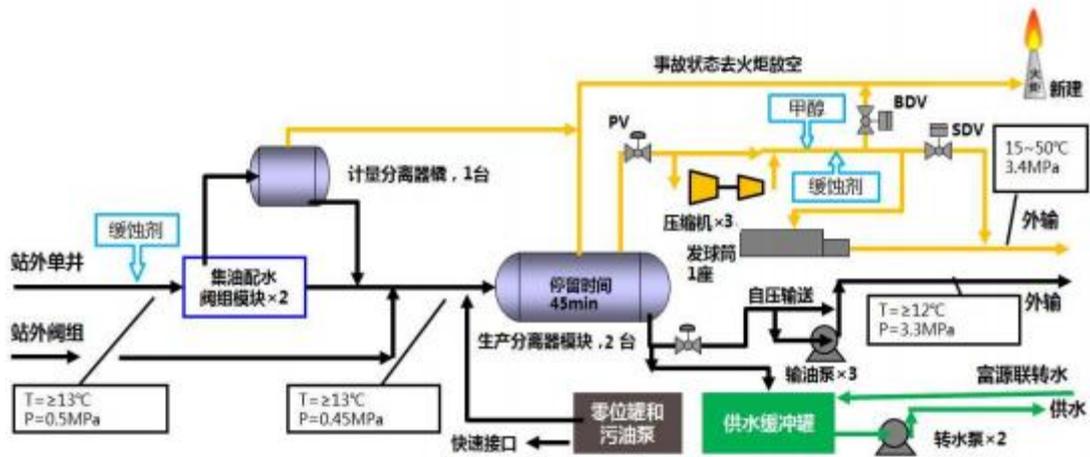


图 3.2-14 改造后计转站流程框图

计转站生产分离器分离来伴生气(15.25~36.55×10⁴m³/d, 0.4MPa, 10~20℃), 通过增压压缩机增压至 2.5~4.5MPa, 空冷至 50℃, 接入已建外输系统, 站内已建甲醇注入撬原设计注醇量为 10L/h, 本工程通过核算优化注入 2~5L/h 甲醇防冻 (夏季不注), 通过缓蚀剂注入撬注入 1~3L/h 缓蚀剂, 利用输气干线外输。

②平面布置

计转站新扩建 1 座进站集油配水阀组模块、1 座 8 井式集油配水阀组模块、闪蒸分离器改作为生产分离器使用、1 台外输油泵、3 台压缩机、2 座转水泵、站内部分阀门管道更换和新建等。装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004, 五级油气站场规定。

新增设施全部安装在站场预留空间, 已建火炬布置在站场外最小风频的上风侧, 距站场区 100m。站区整体布置既要满足防火间距要求, 又要适应整体生产流向、并充分考虑后期扩建装置位置预留。保障生产的安全和流程的便利。计转站装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004, 五级油气站场规定。扩建后布置图详见图 3.2-15。

③设备及主要工程量

表 3.2-11 果勒东 I1 号计转站主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	油工艺部分			
1	8 井式集油计量配水阀组模块	座	1	
2	进站集油计量配水阀组模块	座	1	
3	外输油泵 30m ³ /h, 450m 扬程	台	1	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

4	转水泵 50m ³ /h , 350m 扬程	台	2	
5	站场安装阀门			
	DN150 6.3MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN150 6.3MPa 抗硫止回阀	套	1	
	DN200 4.0MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN150 4.0MPa 抗硫闸阀	套	4	
	DN150 4.0MPa 抗硫止回阀	套	2	
	DN200 4.0MPa 抗硫闸阀	套	4	
	DN100 4.0MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN100 2.5MPa 抗硫闸阀	套	4	
	DN150 2.5MPa 抗硫闸阀	套	2	
	DN200 2.5MPa 抗硫闸阀	套	3	
6	站场安装管道			
	D219×8/20G	m	160	地面保温敷设
	D168×7/20G	m	130	地面保温敷设
	D114×6/20G	m	130	地面保温敷设
	D34×3/304SS	m	50	地面保温敷设
二	气工艺部分			
1	伴生气压缩机橇 800kW	座	1	3 用
2	伴生气压缩机橇 450kW	座	2	
3	管道			
	D355×7/20G 抗硫	m	50	地面保温
	D508×9/20G 抗硫	m	50	地面保温
	D219×6/20G 抗硫	m	80	地面不保温
	D219×6/20G 抗硫	m	100	地面保温
	D168×6/20G 抗硫	m	160	地面不保温
	D219×8/20G 抗硫	m	80	地面保温伴热
	D114×6/20G 抗硫	m	100	地面保温
	D60×4/20G 抗硫	m	350	地面保温
	D34×3/20G 抗硫	m	150	地面保温伴热
4	阀门			
	抗硫手动球阀 DN200 2.5MPa	套	5	
	抗硫手动球阀 DN150 2.5MPa	套	2	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	抗硫手动球阀 DN100 2.5MPa	套	2	
	抗硫手动球阀 DN25 2.5MPa	套	7	
	抗硫手动球阀 DN200 6.3MPa	套	2	
	抗硫手动球阀 DN100 6.3MPa	套	4	
	抗硫手动球阀 DN50 6.3MPa	套	8	
	抗硫节流截止放空阀 DN100 2.5MPa	套	1	

3.2.4.5 集输管线工程

本次新建各类管线 248.8km，其中新建单井管道 155km、新建哈四联至富源联合站间转水管道 13.5km、新建富源联合站至计转站转水管道 57km；新建 3 座计转站至 3 座阀组站间供水管道 23.3km。具体见表 3.2-12。本次转水、供水管线分布示意图见图 3.2-17。

表 3.2-12 本次管线工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
总体工程量：				
1	柔性复合管 6.4MPa DN100 (单井)	km	40	油线保温
2	柔性复合管 6.4MPa DN80 (单井)	km	115	油线保温
3	阀组站供水管道 DN150 5.5MPa 玻璃钢管	km	23.3	不保温
4	至富源联转水玻璃钢管 5.5MPaDN200, 输水	km	13.5	干线不保温
5	去计转站转水玻璃钢管 5.5MPa DN150, 输水	km	57	不保温
6	穿路套管			
	D716×8/螺旋焊缝管	m	80	顶管穿越道路
	D356×8/螺旋焊缝管	m	480	过路大开挖套管
	D508×8/螺旋焊缝管	m	420	过路大开挖套管



图 3.2-17 各节点压力框图

3.2.4.6 道路工程

本工程方案设计的油田道路总长 95.2km。

其中：满深清管站至满深计转站，路段长 23km；果勒东 I1 号计转站输油输气干线管道道路 19km；果勒东 I2 号计转站输油输气干线管道道路 13km；果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路 40.2km。

*

图 3.2-18 本次道路位置示意图

(1) 线路走向

—— 满深清管站至满深计转站

起点与已建“富源 3 号计转站(FY210-H7 试采点)至满深计转站道路”对接，大概位置清管站附近，终点到满深 1 井，路线全长 23km。

——果勒东 I1 号计转站输油输气干线管道道路

道路路线设计起点接果乐东 I1 号计转站油田道路，沿线同管道伴行，平行间距约 30m，终点到清管站与已建的油田路相接，路线呈东南-西北走向，沿线横穿沙梁、陇，全长 19km。

——果勒东 I2 号计转站输油输气干线管道道路

路线设计起点接果乐东 I2 号计转站油田道路，沿线同管道伴行，与管线平行间距约 30m，终点到清管站与 1 号计转站干线输油管道施工路相接(k17+870.26)，路线呈东南-西北走向，沿线横穿沙梁、沙陇，全长 13km。

——果勒东 I1 号计转站至满深 4 井干线管道道路

果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路连接满深 5 井区、满深 502 井区、满深 3 井区、满深 1 井区、满深 S2-H4、H5 井区等重点开发新区，终点到满深 4 井区，道路的建设为 F117 断裂带开发建设提供交通服务。此路段为早期钻井探临路，钻井完成后的运行期间并未新建沥青路面道路。目前，到达满深 4 井区的探临路是职工上下班的主要通道，宽度 5-6.0m，约 20cm 厚天然砂砾路面结构，多年使用后砂砾路面翻浆、坑槽等病害严重，车辆通行速度小于 20km/h，大型车辆通行更为缓慢，错车时发生碰车的安全隐患较大，刮风时尘土飞扬，对自然环境的影响较大。本次设计的果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路全长 40.2km，沿线利用钻井探临路布置道路中线。

(3) 主要工程量及技术指标

本道路主要技术指标见表 3.2-13、工程量见表 3.2-14。

表 3.2-13 本项目技术标准表

地区自然区划	VI2	VI2	VI2	VI2
项目	满深清管站至满深计转站道路	果勒东 II 号计转站输油输气干线管道道路	果勒东 I2 号计转站输油输气干线管道道路	果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路
路线长度(km)	23	19	13	40.2
设计车速 (km/h)	30	30	30	30
路基(m)	7.5	7.5	7.5	7.5
路面(m)	3.25×2 (双车道)	3.25×2 (双车道)	3.25×2 (双车道)	3.25×2 (双车道)
土路肩加固(m)	2×0.5	2×0.5	2×0.5	2×0.5
路面结构	沥青混凝土	沥青混凝土	沥青混凝土	沥青混凝土
荷载等级	公路-II	公路-II	公路-II	公路-II
不设超高圆曲线最小半径(m)	350	350	350	350
平曲线一般长度(m)	150	150	150	150

表 3.2-14 本次工程量一览表

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	满深清管站至满深计转站道路(总长 23km) (老路改造)			
1	4cm 中粒式(AC-16) 沥青砼面层	万 m ²	14.95	路面宽 6.5m
2	18cm 厚水泥(4.5%) 稳定砂砾基层	万 m ²	15.87	
3	18cm 厚天然砂砾底基层	万 m ²	16.79	
4	加固路肩	万 m ²	2.3	
6	路基土方填方	万 m ³	5.24	天然砂砾找平老路基
7	芦苇草方格防沙	万 m ²	115	防沙宽度 50m
8	交通标志牌	块	24	单柱式
9	交通标志牌	块	4	双柱式
10	标线	万 m ²	0.828	
11	用地面积(平均宽度 13m)	亩	448	永久占地
二	果勒东 II 号计转站输油输气干线管道道路(总长 19km) (老路改造)			
1	4cm 中粒式沥青砼面层	万 m ²	12.35	路面宽 6.5m
2	18cm 厚水泥(4.5%)稳定砂砾基层	万 m ²	13.11	
3	18cm 厚天然砂砾底基层	万 m ²	13.87	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

4	加固路肩	万 m ²	1.9	
5	路基土方填方	万 m ³	3.43	天然砂砾找平老路基
6	芦苇草方格防沙	万 m ²	95	防沙宽度 50m
7	交通标志牌	个	4	单柱式
8	交通标志牌	块	2	双柱式
9	标线	万 m ²	0.684	
10	用地面积(平均宽度 13m)	亩	371	永久占地
三	果勒东 I2 号计转站输油输气干线管道道路(总长 13km) (老路改造)			
1	4cm 中粒式沥青砼面层	万 m ²	8.45	路面宽 6.5m
2	18cm 厚水泥(4.5%) 稳定砂砾基层	万 m ²	8.97	
3	18cm 厚天然砂砾底基层	万 m ²	9.49	
4	加固路肩	万 m ²	1.3	
5	路基土方填方	万 m ³	2.34	天然砂砾找平老路基
6	芦苇草方格防沙	万 m ²	65	防沙宽度 50m
7	交通标志牌	个	4	单柱式
8	交通标志牌	块	2	双柱式
9	标线	万 m ²	0.468	
10	用地面积(平均宽度 13m)	亩	253	永久占地
四	果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路(总长 40.2km) 老路改造			
1	4cm 中粒式沥青砼面层	万 m ²	26.12	路面宽 6.5m
2	18cm 厚水泥(4.5%)稳定砂砾基层	万 m ²	27.82	
3	18cm 厚天然砂砾底基层	万 m ²	29.35	
4	加固路肩	万 m ²	4.02	
6	路基土方填方(40.2km)	万 m ³	9.15	天然砂砾找平老路基
7	芦苇草方格防沙	万 m ²	203	防沙宽度 50m
8	交通标志牌	个	30	单柱式
9	交通标志牌	块	6	双柱式
10	标线	万 m ²	1.57	
11	用地面积(平均宽度 13m)	亩	787.8	永久占地

(3) 路基、路面工程

按四级公路建设标准,路基宽 7.5m,车道数为双车道,行车道宽 3.25×2m,行车道两侧设置 0.5m 宽的砂砾土加固路肩。按照油气田专用道路主干道等级

(公路四级)建设,路面结构均采用沥青混凝土路面,路面设计使用年限为 8 年。推荐路面结构为:4.0cm 厚中粒式沥青混凝土面层(AC-16C)+18cm 厚水泥稳定砂砾(4.5%)基层+18cm 厚天然砂砾底基层+路基。

满深清管站至满深计转站道路、果勒东 11、2 号计转站输油输气干线管道道路、果勒东 11 号计转站至满深 4 井油田道路沿线有砂石道路可以利用。

路基填筑充分利用已建的探临路,路基填高按 0.5m(包括路面结构层)控制对探临路两侧加宽,减少因加宽对已有固沙草方格的损坏,降低工程投资,老路基采用天然砂砾土填筑加高,路基边坡比按 1:1.5,路基标准横断面设计如下图所示。

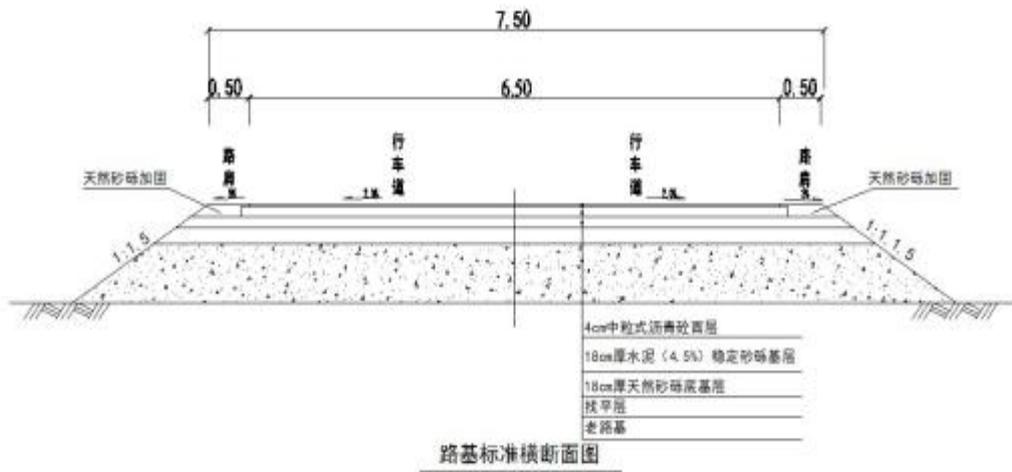


图 12-5-1 路基标准横断面图

(4) 交叉工程

全线与已建道路交叉均为平面交叉共 12 处,采用加铺转角式,交叉口半径为 15~20m。

(5) 防沙工程

项目地处塔克拉玛干边缘,沿线地表植被生长稀少,防沙、固沙设计针对沙漠地表破伤后有沙害出现的地方进行防护,对挖方边坡进行防护。

防沙固沙采用 1m×1m 草方格防护,道路上风口防沙宽度 30m,下风口防沙宽度 20m。防沙总长 95.2km。

(6) 筑路材料

①路面用料在商品料场购买:商品料场位于库车东立交以西 2.5km,料场有水洗砂、中粗砂、天然砂砾、级配砾石、砾石、卵石和碎石(破口砾石)等材料,

为已开采料场，无覆盖层，有便道通往料场，开采运输，为非盐渍土，至工地平均运距 260.0km。

- ②水泥在库车购买至工地平均运距 260.0km。
- ③水在盖孜库木乡购买，平均运距 70km。
- ④汽柴油盖孜库木乡购买，平均运距 70km。
- ⑤芦苇在博斯腾湖购买，平均运距 490km。
- ⑥编织布在乌鲁木齐购买，平均运距 800km。

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 自动控制

(1) 采油井场

在各采油井场分别设置一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统（RTU 机柜、可燃气体报警控制器放置在室外，与井口摄像机同杆安装），将采油井场过程生产数据经过有线或无线传输（Zigbee）方式传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控，井场气体检测信号采用有线方式接入 GDS 系统进行监控。GDS 采用 RS485（Modbus RTU 协议）接入 RTU 控制系统，井场 RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站 PLC/DCS 系统、富源 3 号计转站 SCADA 系统和哈得作业区调控中心系统 SCADA 进行监控、管理。目前，富源 3 号计转站暂用于富满油田各井站自动化数据的集中监控，各井场数据在富源 3 号计转站汇聚后再上传哈得作业区调控中心。

(2) 集油计量配水阀组站

在阀组站设置一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统，将阀组站过程生产数据经过有线方式传输至 RTU 控制系统进行监控，气体检测信号采用有线方式接入 GDS 系统进行监控。GDS 采用 RS485（Modbus RTU 协议）接入 RTU 控制系统，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站 PLC/DCS 系统、富源 3 号计转站 SCADA 系统和哈得作业区调控中心系统 SCADA 进行监控、管理。目前，富源 3 号计转站暂用于富满油田各井站自动化数据的集中监控，阀组站数据在富源 3 号计转站汇聚后再上传哈得作业区调控中心。

(3) 计转站

计转站仪表配电间内增设 GDS 系统 1 套，现场气体检测信号采用有线方式

接入 GDS 系统进行监控,将 GDS 系统及计转站现场仪表数据经过有线方式传输至站内 PLC/DCS 控制系统进行监控。PLC/DCS 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至 FY210-H7 试采点 SCADA 系统、哈一联中心控制室控制系统和哈得作业区调控中心系统 SCADA 进行监控、管理。目前,富源 3 号计转站暂用于富满油田各井站自动化数据的集中监控,计转站数据在富源 3 号计转站汇聚后再上传哈得作业区调控中心。

3.2.5.2 电气工程

本项目为富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程改造计转站、新建采油井场、阀组等设施的供配电、防雷、防静电及照明、接地系统设计。

(1) 采油井

根据分年建设情况,前期投运单井依托满深变 10kV 线路供电,后期根据井位分布,电源可依托果勒东 I 及满深变 2 座变电站的 10kV 线路供电。根据新建采油井分布情况,采用单变带单井的配电方式。本项目新建 10/0.4kV 100kVA 杆架式变电站 59 座,变压器采用油浸式节能型变压器,杆架式变电站 10kV 电源引自外部新建 10kV 架空线路。

(2) 集油计量配水阀组站

满深 4-1 号阀组和满深 3-1 号阀组站内新增阀组电源引自己建配电柜备用回路,采用电缆直埋地敷设至用电点。

(3) 满深计转站

满深计转站在建变配电室 1 座,采用双回路供电,站内设 10/0.4kV 1000kVA 油浸式变压器 2 台,0.4kV 侧采用单母线接线方式。本项目在 0.4kV 配电室内新设 0.4kV MNS 型低压配电柜 10 面,为站内新增各用电设备配电。

(4) 果勒东 I1 号计转站

计转站采用双回路供电,果勒东 I1 号计转站两路电源分别引自 35kV 果勒东 I 变 2 面 10kV 出线柜。计转站内设 10/0.4kV 变配电室 1 座,作为该站的配电中心。变配电室内设变压器室 2 间、10kV 配电室 1 间、10kV 变频器室 1 间、0.4kV 配电室 1 间。其余内容同满深计转站。

(5) 果勒东 I2 号计转站

计转站采用双回路供电,一路电源引自 35kV 果勒东 I 变新建 10kV 架空线

路，另一路电源 T 接自油区新建 10kV 线路。在计转站内设 10/0.4kV 变配电室 1 座，作为该站的配电中心。其余内容同满深计转站。

3.2.5.3 通信工程

采用光纤以太网形式传输井场自控数据、视频数据至计转站，再通过计转站通信光缆传输至富源 3 号计转站，最终上传至哈一联和哈得作业区生产监控管理。

3.2.5.4 给排水及消防

采油井场均为无人值守，井场用水为间歇性的设备外壁擦洗水。

采油井场场地冲洗和设备擦洗废水不收集、就地散排；检修时产生的少量生产污水，直接收集在检修污水罐车内，统一处理。

根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 规定，本项目采油井场、计量阀组、计转站及 35kV 变电站，属于五级站场，可不设消防给水设施，按《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 配置一定数量的移动式灭火器材即可满足消防要求，发生火灾时，依托轮南消防站和哈一联消防执勤点消防车赶来扑救。

3.2.6 依托工程

因富满油田滚动开发的特性，哈得一联合站将接纳鹿场、哈得、果勒西、金跃等区块滚动开发新增的采出液，将超出哈得一联合站的油气处理负荷，因此拟建工程实施后，采出液先期集输进哈得一联合站，富源联合站投产后，富源联合站建成后，切换至拟建富源联合站集中处理。采出液经联合站处理后，原油最终外输至轮南，天然气最终外输至哈得一联合站伴生气处理装置进行处理。拟建工程建设内容不包括富源联合站，富源联合站在《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程》，新环审[2022]71 号。项目固废处置依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置，井下作业废水送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

哈得一联合站工程内容属于哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程，《哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响报告书》于 2005 年 4 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环自函[2005]161 号)(附件 6)，2007 年 10 月由原新疆维吾尔自治区环境保护局以新环监验[2007]31 号验收(附件 7)；

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

2016 年进行了扩建，工程内容属于哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程，《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》于 2016 年 8 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1264 号)（附件 8），2020 年 12 月由取得阿克苏地区生态环境局竣工环境保护验收备案(备案编号：BA652900YS2020-122)（附件 9）。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场、塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站纳入塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程，《塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块)环境影响报告书》于 2016 年 12 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环函[2016]1626 号)（附件 10），其中塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站于 2019 年 4 月进行了自主验收（附件 11）。

依托工程环评手续见 3.2-13。

表 3.2-13 依托工程环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	验收文号	验收时间
1	哈得一联合站	哈得4油田新增90万吨产能开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函[2005]161号	2005.4.29	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监验[2007]31号	2007.10.16
		哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1264号	2016.8.31	阿克苏地区生态环境局	BA652900YS2020-122	2020.12.17
2	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站垃圾填埋场	塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块)	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1626号	2016.11.7	分期验收	分期验收	/
3	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站					自主验收	塔质安(2019)6号	2019.4.9

3.2.6.1 哈得一联合站

(1) 基本情况

哈一联集黑油处理、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。

哈得一联合站平面布置详见图 3.2-22。

（3）工艺流程

①原油处理流程

哈得一联合站采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离(一段)，脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离(二段)，脱出原油中的乳化水和部分伴生气，最后进原油缓冲罐进行油气分离缓冲，合格原油经外输泵外输至轮南。

原油处理流程见图 3.2-23。

②天然气处理流程

哈得区块、哈得一联合站的低压湿气（ 0.1MPa ， 20°C ）经集配气阀组，与原油气提塔顶低压气（ 0.15MPa ， 60°C ）、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°C ，与跃满、富源区块来的高压湿气（ 0.5MPa ， 5°C ）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°C ，进高压气压缩机级间分离器（HY-4-D03）分离出冷凝液后进入脱硫系统。天然气脱硫采用 MDEA 天然气脱硫工艺+硫磺回收工艺，脱水脱烃后干气经高压气压缩机二、三级增压至 7.5MPa 后打入塔轮线外输。

图 3.2-22 哈得一联合站平面布置图

图 3.2-23 哈得一联合站原油处理工艺流程简图

③采出水处理流程

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

采出水处理流程见图 3.2-24。

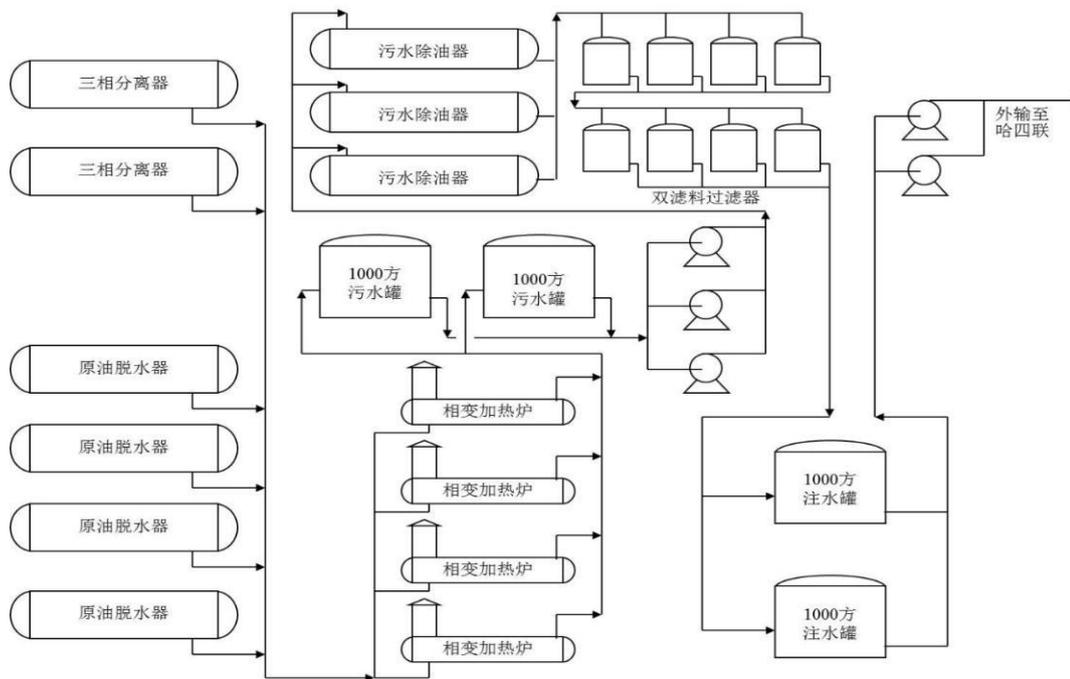


图 3.2-24 哈得一联合站采出水处理工艺流程简图

(4) 依托可行性

①原油依托可行性分析

本工程的原油处理依托哈一联合站原油处理系统处理，设计处理规模为 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前接收的原油包括富满油田哈得、跃满、富源、富源 II、玉科等区块已投产的井，截止 2023 年 1 月处理量约 $85 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程原油产量最大约 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，哈一联的处理能力一不能满足处理需求，塔里木油田公司已规划实施在富满油田南部新区新建 1 座富源联合站（富源联合站

包含在富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程中，新疆维吾尔自治区生态环境厅 2022 年 4 月 24 日以（新环审〔2022〕71 号）予以批复（见附件 17），目前富源联合站正在建设中），富源联合站预计于 2023 年 11 月底建成投产。该联合站原油处理能力可达到 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，在综合调配富源区块的油气流向后，哈一联合站处理能力满足本工程原油处理需求。

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 $124 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，哈一联的处理能力将不能满足处理需求，塔里木油田公司已规划实施在富满油田南部新区新建 1 座富源联合站，富源联合站预计于 2023 年 11 月底建成投产。天然气处理能力可达到 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，在综合调配富源区块的油气流向后，哈一联合站处理能力满足本工程天然气处理需求。

③采出水处理依托可行性分析

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 $4200 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $800 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的生产回注水质指标要求。本工程采出水量最大约 43 万 t/a（ $1178 \text{m}^3/\text{d}$ ），区块内目前在建项目投产后，哈一联的处理能力一不能满足处理需求，塔里木油田公司已规划实施在富满油田南部新区新建 1 座富源联合站，富源联合站预计于 2023 年 11 月底建成投产。采出水处理能力可达到 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，在综合调配富源区块的油气流向后，哈一联合站处理能力满足本工程采出水处理需求。

④注水系统依托可行性

富满油田油区注水主要分为碎屑岩地质注水和碳酸盐岩注水替油两部分，目前采出水主要集中在哈四联、哈一联，碎屑岩注水主要集中在哈一联附近，主要供给哈德和玉科区块，哈一联设计注水规模 $3050 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际注水量为 $2400 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $650 \text{m}^3/\text{d}$ ，多余水量调入哈四联（5km 管线）注水系统，本项目属于碳酸盐岩类油藏，因此注水由哈四联供给，目前哈四联设计注水规模 $7000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际注水量为 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要供给跃满、跃满西、富源等区块。根据富满油田注水规划，2026 年后期富满油田整体采出水

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

量不能满足注入需求,且后期逐年欠注水量增加,到 2030 年不足水量约 2000m³/d。富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程中新建一条沙雅县城乡水厂至富源联合站输水管线,其中敷设沙雅县城乡水厂-塔里木乡加压站-哈得供水首站管线 125km,哈得作业区至富源联合站管线 60km,后期水量不足后将考虑使用清水补充。目前哈一联和哈四联的富余水量由哈四联转水至跃满和富源区块,其中输水干线的建设以哈四联为起点,东至富源东 2 号计转站,西至跃满西 1 号计转站,南至满深 1 号计转站,输水干线总体线路走向见图 3.2-14。

*

图 3.2-14 富满油田各站转水干线图

按照富满油田注水规划相关预测指标,富满油田整体水量平衡关系见表 3.2-14。

表 3.2-14 富满油田水量平衡分析表

区域	哈得附近碎屑岩 (m ³ /d)			富满油田碳酸盐岩 (m ³ /d)			总体平衡值 (富余-缺水) m ³ /d
	产水量	地质注水量	富余水量	产水量	注水替油需求量	缺水量	
2021	10588	6970	3618	297	2274	1977	1641
2022	11074	7249	3825	416	2767	2351	1474
2023	11559	7527	4032	605	3397	2792	1240
2024	12044	7806	4238	868	4438	3570	668
2025	12589	8085	4504	1225	5288	4063	441
2026	13014	8363	4651	1516	6630	5114	-463
2027	13499	8642	4857	1702	7452	5750	-893
2028	13985	8921	5064	1859	8603	6744	-1680
2029	14470	9200	5270	2065	9151	7086	-1816
2030	14955	9478	5477	2280	9726	7446	-1969

从表中可以看出,2026 年开始,富满油田整体采出水量不能满足注入需求,且后期逐年欠注水量增加,到 2030 年不足水量约 2000m³/d。富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程中新建一条沙雅县城乡水厂至富源联合站输水管线,其中敷设沙雅县城乡水厂-塔里木乡加压站-哈得供水首站管线 125km,哈得作业区至富源联合站管线 60km,后期水量不足后将考虑使用清水补充。

3.2.6.2 哈四联

哈四联位于哈得油田中部，是哈得油田第 1 座联合站，于 2000 年 7 月 28 日投产，原油处理能力 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理能力 $9100 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水能力 $7000 \text{m}^3/\text{d}$ 。哈四联合站按功能分成十大系统，主要包括：原油处理系统、清污水处理系统、注水系统、伴生气处理装置、消防系统、仪表风系统、淡化水处理系统、锅炉供热系统、装卸油系统和 DCS 控制系统。哈四联合站平面布局见图 3.2-15。

*

图 3.2-15 哈四联合站平面布置图

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

伴生气处理装置采用两级升压，乙二醇脱水，丙烷制冷脱烃工艺，回收干气外输至轮南。哈四联来的伴生气，首先经压缩机进口分离器分离出游离水，然后进入伴生气压缩机一级压缩缸增压，经级间空冷器冷却后，至级间分离器分离，脱出升温降温后凝结的游离水，气体进入伴生气压缩机二级压缩缸，增压后，经空冷器冷却进入伴生气压缩机出口分离器进行气液分离。分离出的天然气注入乙二醇溶液后，进贫富气换热器冷却，再进丙烷制冷撬冷却后，至低温分离器分离。分离出的液体进贫富气换热器换热，然后进轻烃闪蒸塔分离；分离出的气体经贫富气换热器换热后，至外输压缩机增压，经空冷器冷却后外输。

污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入 2500m^3 来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入 1000m^3 净化水罐或 2000m^3 污水注水罐。

3.2.6.3 拟建富源联合站

富源油田目前在建区块达产后，哈一联原油处理能力将不能满足处理规模的要求，塔里木油田公司已规划实施在富满油田南部新区新建 1 座富源联合站，负责区块内原油、天然气和采出水的处理。富源联合站包含在富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程中，新疆维吾尔自治区生态环境厅 2022 年 4 月 24 日以（新环审〔2022〕71 号）予以批复（见附件 17），目前富源联合站正在建设中。

新建富源联合站原油处理包括脱硫、脱水和稳定三个系统，脱硫采用气提脱硫工艺，脱水采用一段热化学沉降脱水工艺，稳定采用负压闪蒸稳定工艺，原油脱硫、脱水及稳定系统规模均为 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

天然气处理包括增压、脱硫、脱水脱烃、硫磺回收四个系统，低压气增压规模为 $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，中压天然气增压规模为 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；MDEA 脱硫规模为 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；注乙二醇防冻、丙烷制冷脱水脱烃规模为 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；硫磺回收规模为 6.5t/d 。

采出水处理采用高效除油反应沉降工艺，处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ 。

富源联合站预计于 2023 年 11 月底建成投产。该联合站原油处理能力可达到 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力可达到 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理能力可达到 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，不仅可缓解哈得一联合站处理压力，还可剩余一定的处理余量，满足本工程油气水处理需求。

3.2.6.4 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

本项目施工期新钻井产生的聚磺体系泥浆和岩屑、运营期的井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

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

站址西部由北向南依次为 2 座 10000m^3 生活垃圾填埋池、 20000m^3 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、 1500m^3 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 10000m^3 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、 15000m^3 聚

磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 150m³/d。塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图 3.2-25。

①聚磺体系泥浆

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站设计固废处理能力 120m³/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 3.2-26。

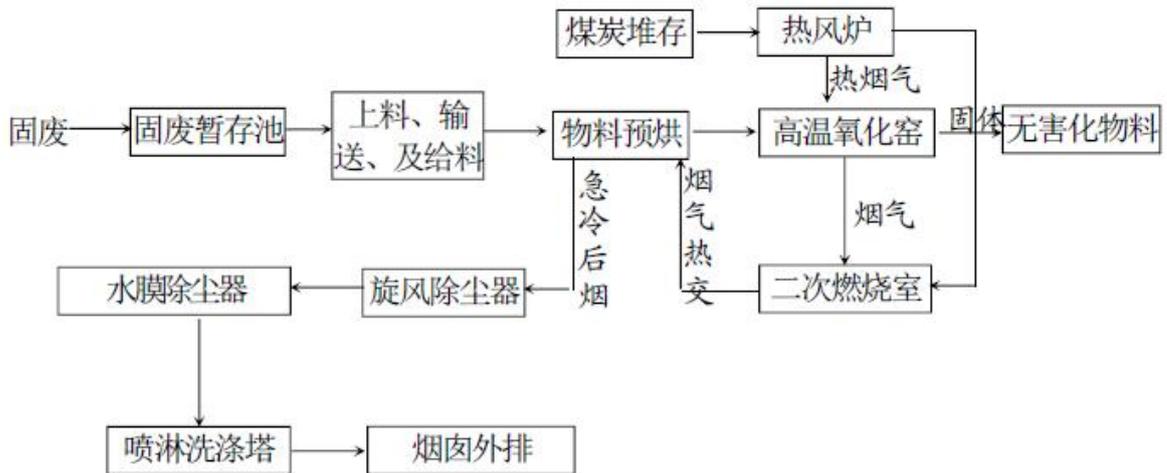


图 3.2-26 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站钻井聚磺泥浆固废处理工艺流程图

②井下作业废水

钻试修污水处理工艺：采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。废水处理工艺具体流程见图 3.2-27。

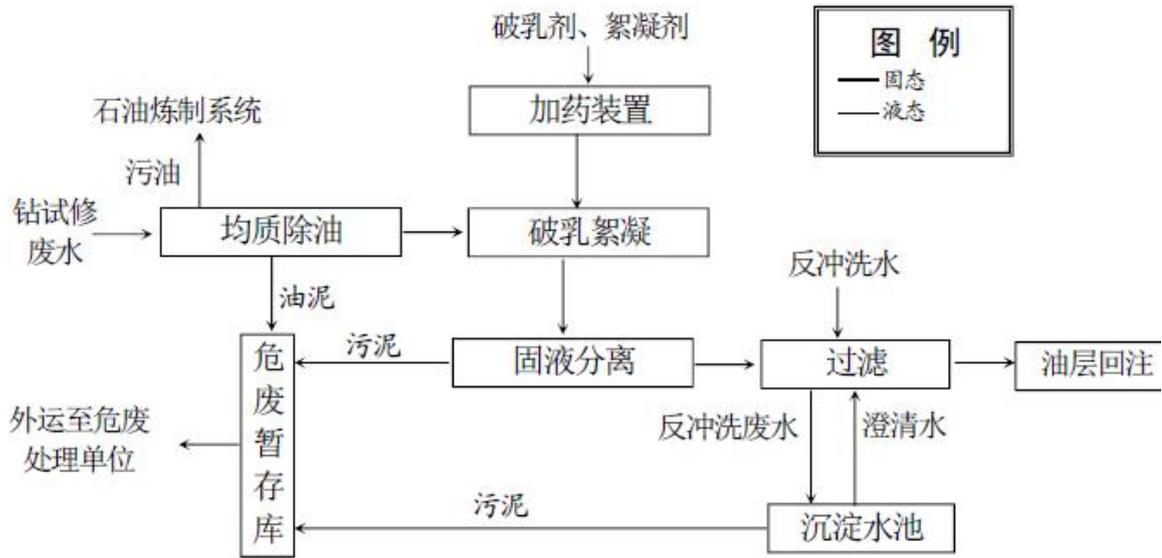


图 3.2-27 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站废水处理工艺流程图

(2) 依托可行性

本项目施工期钻井产生的聚磺体系泥浆和岩屑、运营期的井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，依托可行性分析见表 3.2-19。

本工程膨润土体系钻井泥浆产生量约为 15777.65m³，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站日处理聚磺体系泥浆 120m³/d，共需要 132d。

目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站废水环保处理站处理规模为 300m³/d。本项目运营期井下作业废水产生量为 1330m³/a，井下作业废水产生时间分散，需要 3 天全部处理完。

表 3.2-15 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站依托可行性分析

名称	设计	拟建工程实施后 需求量(m ³)	适应性
聚磺体系泥浆 (m ³ /d)	120	15777.65	聚磺体系泥浆钻井岩屑产生时间分散，可以满足本区块聚磺体系泥浆和岩屑处理要求
井下作业废水 (m ³ /d)	300	1330	可以满足本区块井下作业废水处理要求

3.2.6.4 库车畅源生态环保科技有限责任公司

(1) 基本情况

本项目施工期的废机油、沾油废物、运营期产生的油泥砂、清管废渣，属于危险废物(HW08)，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置(见附件 12)，

该厂址位于库车市经济技术开发区内（简称开发区），中心坐标为*。《库车畅源生态环保科技有限责任公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环函[2019]26 号)（附件 13），危险废物经营许可证见附件 14。

(2) 工艺及规模

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

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 3.2-28。

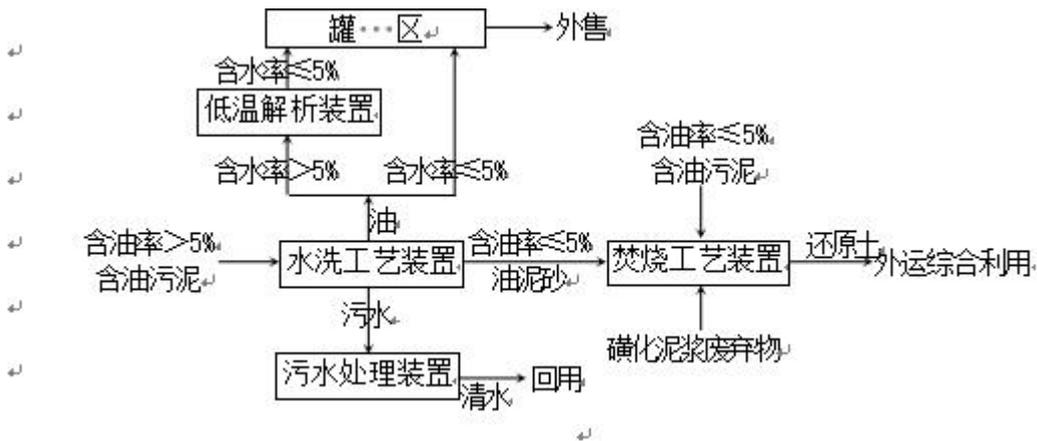


图 3.2-28 工艺流程图

(3) 依托可行性分析

库车畅源生态环保科技有限责任公司（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 27.6 万 t/a，富余处理量为 18.4 万

t/a；本项目运营期产生的油泥砂、清管废渣量分别为 9076t/a、0.14t/a，合计为 9067.14t/a，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）是可行的，依托可行性见表 3.2-16。

表 3.2-16 本项目油泥砂、清管废渣依托库车畅源生态环保科技有限责任公司(开发区)依托可行性分析

HW08 类 危险废弃物	设计处理能力 万 t/a	实际处理量 万 t/a	富余量 万 t/a	本项目 t/a	可行性
油泥砂、 清管废渣	46	27.6	18.4	9067.14	可行

3.2.6.5 沙雅县兴雅污水处理厂

(1) 基本情况

沙雅县兴雅污水处理厂位于沙雅县城西南方向 10km 处。

(2) 工艺及规模

沙雅县兴雅污水处理厂分一期、二期工程。

沙雅县污水厂一期工程 2010 年建成投用，处理规模 2 万 m³/d，生活污水与工业废水混合处理，工艺采用水解酸化+好氧+混凝沉淀工艺，出水达到城镇污水二级排放标准。

二期工程于 2018 年 8 月投入使用，处理规模 2 万 m³/d，生活污水与工业废水混合处理，工艺采用 MBBR 工艺。两期出水达到城镇污水排放标准二级标准。沙雅县兴雅污水处理厂接纳废水主要为沙雅县城生活污水及沙雅县循环经济工业园区工业废水及生活污水。

2019 年 6 月实施了沙雅县兴雅污水处理厂提标改造工程，出水水质按照《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准设计，提标改造工程在 2020 年 7 月已完成建设，目前正在开展调试及竣工验收工作。处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，暂存于储污库，出水用于下游万亩生态林灌溉。

(3) 依托可行性分析

目前，沙雅县兴雅污水处理厂实际处理规模为 1.7~1.8 万 m³/d，目前剩余能力约为 2000-3000m³/d。本项目施工期钻井队的生活污水最大产生量为 20640m³/（施工期），本项目施工期钻井队的生活污水依托沙雅县兴雅污水处理厂处理，是

可行的。

3.2.6.6 沙雅县生活垃圾填埋场

(1) 基本情况

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

(2) 工艺及规模

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

(3) 依托可行性分析

本项目施工期钻井队的生活垃圾依托沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 135 万立方米，实际有效库容为 108 万立方米，目前已经使用库容 32 万立方米，余下库容为 76 万立方米。本项目施工期钻井队的生活垃圾产生量为 148.5t，统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋是可行的。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期工程分析

施工期工程建设内容包括钻前、钻井及地面工程三部分。

(1) 钻井工程

钻井作业主要分为钻前工程(进场道路建设、井场平整、设备搬运及安装等)、钻井工程(钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分。

1) 钻前工程

①进场道路建设

根据工程设计图纸，结合区块道路建设情况，按照选定线路进行进场道路的修建，本次拟建单井进场道路共计 8km，采用砂石路面，路宽 4.5m。

②井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行应急池、放喷池等池体开挖作业，并利用应急池、放喷池等的挖方进行填方作业，对场地进行平整。场地平整作业结束后，进行设备基础、池体防渗层的建设。

③设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图 3.3-1。

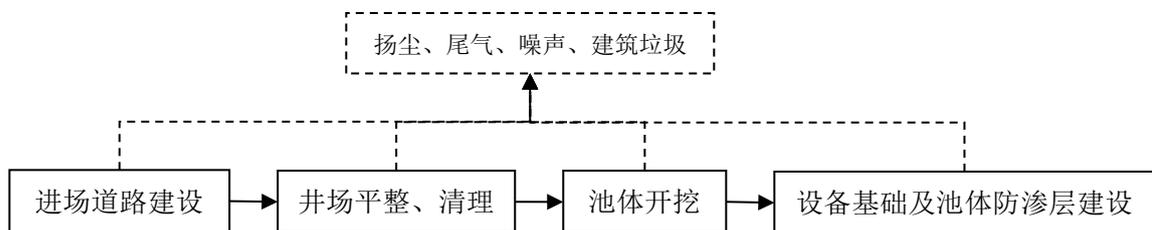


图 3.3-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

2) 钻井工程

本工程采用常规旋转钻井工艺，钻进过程采用电钻机，**钻机利用区域现有供电系统供电**。钻进时通过钻机、转盘，带动钻杆旋转，使钻头作用于地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于材料区，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1m 左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选

出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井作业流程及产污环节见图 3.3-2。

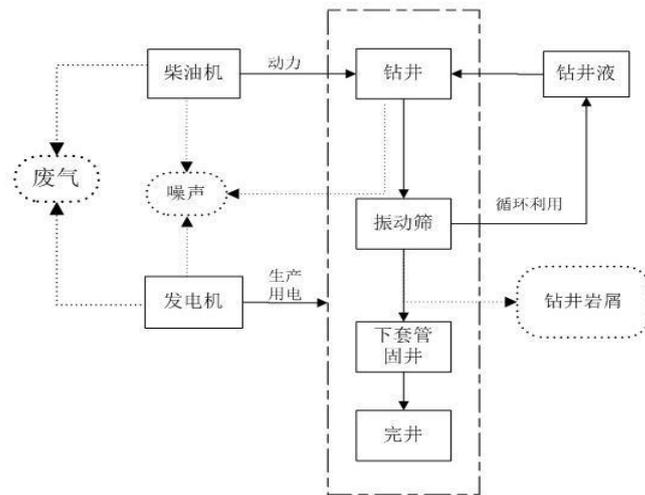


图 3.3-2 钻井作业流程及产污环节示意图

3) 测试放喷

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

4) 完井

完井后需换装井口装置（安装采油树或采气树），其余设施将拆除、搬迁。钻井液材料全部进行回收，钻井过程中产生的各类废物需进行清理，确保井场无遗留。临时占地区域应及时进行恢复。

本工程钻井期间主要废气污染物为进场道路建设、井场平整、设备及材料运输等过程产生的扬尘，运输车辆以及施工机械产生的尾气等，可通过洒水等措施减少扬尘产生；废水包括钻井废水以及生活污水，其中钻井废水随钻井固

废一同进入不落地系统处理，生活污水采用污水罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理；噪声主要为钻机、泥浆泵等施工机械噪声，通过选用低噪声机械设备、定期检修、合理布置作业任务等措施，减轻噪声影响；固体废物主要为钻井固废以及生活垃圾，钻井固废与钻井废水一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。生活垃圾收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场处置。

（2）井场和站场建设

拟建工程新建井场 35 座，扩建计转站 3 座，扩建计量阀组件 3 座。井场和站场施工内容主要为建构物基础建设、设备安装及管线连接、设备调试等。施工结束后，及时清除建筑垃圾，并对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备及建筑材料等运输和装卸时产生的扬尘，可通过洒水等措施减少扬尘产生量；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建筑废料等，生活垃圾收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场处置，施工废料收集后送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内工业固废填埋池填埋处置。

井场和站场建设流程及产污环节如图 3.3-3 所示。

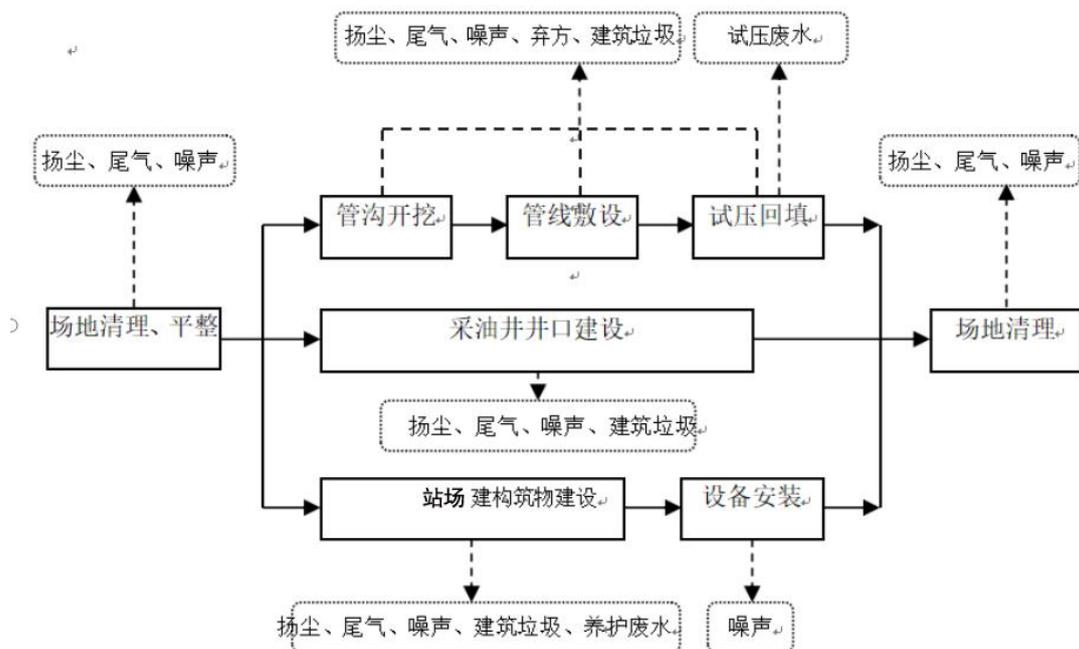


图 3.3-3 井场和站场建设流程及产污环节示意图

(3) 管道建设

管道建设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、连头等。管道工程施工阶段工艺流程及产污环节见图 3.3-4。

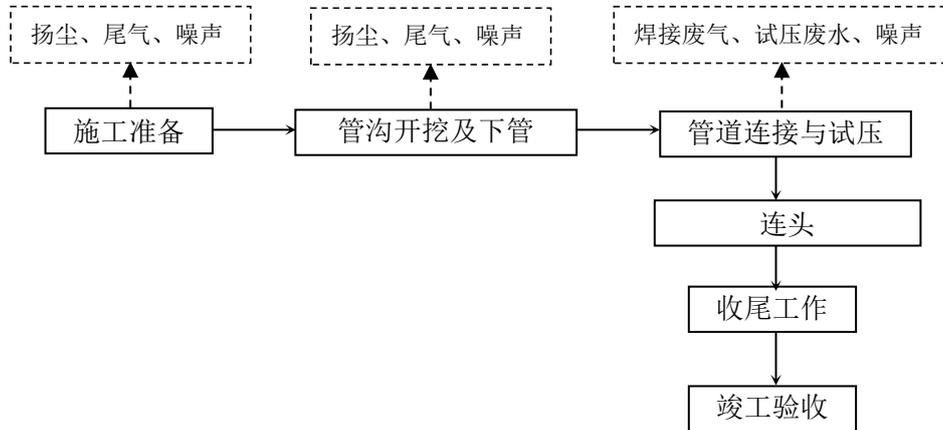


图 3.3-4 管道工程施工流程及产污环节示意图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间沿线设置施工便道，在施工做作业带范围内，单井管道作业带宽 8m，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

本工程管道有单井集输管道埋地保温敷设，管顶埋地深度不低于 1.2m。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。

*

图 3.3-5 一般地段管道施工方式断面示意图

*

图 3.3-6 管线与已建管线穿越示意图

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。

(4) 道路工程

本工程方案设计的油田道路总长 95.2km。其中：满深清管站至满深计转站，路段长 23km；果勒东 I1 号计转站输油输气干线管道道路 19km；果勒东 I2 号计转站输油输气干线管道道路 13km；果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路 40.2km。见 3.2-10 表。

表 3.2-10 道路主要工程量表

地区自然区划	VI2	VI2	VI2	VI2
项目	满深清管站至满深计转站道路	果勒东 I1 号计转站输油输气干线管道道路	果勒东 I2 号计转站输油输气干线管道道路	果勒东 I1 号计转站至满深 4 井油田干线公路
路线长度(km)	23	19	13	40.2
设计车速 (km/h)	30	30	30	30
路基(m)	7.5	7.5	7.5	7.5
路面(m)	3.25×2 (双车道)	3.25×2 (双车道)	3.25×2 (双车道)	3.25×2 (双车道)
土路肩加固(m)	2×0.5	2×0.5	2×0.5	2×0.5
路面结构	沥青混凝土	沥青混凝土	沥青混凝土	沥青混凝土
荷载等级	公路-II	公路-II	公路-II	公路-II
不设超高圆曲线最小半径(m)	350	350	350	350
平曲线一般长度(m)	150	150	150	150

本次修建的道路技术参数如下：

(1) 路基宽 7.5m，车道数为双车道，行车道宽 3.25×2m，行车道两侧设置 0.5m 宽的砂砾土加固路肩，路拱横坡 2.0%，土路肩路拱横坡 3.0%。（

(2) 遵循“阻、固、输”沙的有利原则，选择合理的流线型断面，全线路基边坡坡率采用 1：3，挖方路堑段落两侧各设置 1m 落沙台。

(3) 采用沥青混凝土路面结构为：4.0cm 厚中粒式沥青混凝土面层(AC-16C) +18cm 厚水泥稳定砂砾(4.5%) 基层+18cm 厚天然砂砾底基层+路基

(4) 按油田次干道标准设计，一般路基设计最大限度地降低路堤高度，以

减少对对沿线生态的影响，保护环境，使公路融入自然，本次路基填筑充分利用已建的探临砂砾路，局部路段对探临路两侧加宽，路基填料采用风积沙填筑，路基填高设计按 0.3m 左右控制，压实度 $\geq 95\%$ 。

(5) 防沙固沙采用 1m \times 1m 草方格防护，道路上风口防沙宽度 30m，下风口防沙宽度 20m。防沙总长 95.2km。

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。

施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

项目	污染源	排放规律	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
废气	车辆行驶、土方施工等扬尘	间歇	TSP	车辆低速行驶、保证车况良好、燃烧合格油品；适当洒水抑尘	环境空气
	施工机械及运输车辆尾气	间歇/连续	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，保证状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
废水	钻井废水	连续	石油类、COD 等	钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统处理	不外排
	生活污水	间歇	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	采用污水罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理	妥善处置
	管道试压废水	间歇	COD、SS	试压结束后用于区域洒水降尘	不外排
固体废物	钻井固废	连续	钻井泥浆、岩屑	膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理	妥善处置
	含油废物	间歇	含油废物	委托有资质的单位处置	妥善处置
	生活垃圾	间歇	生活垃圾	收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	妥善处置
	设备废弃包装、管道	间歇	建筑垃圾	部分回收利用，剩余收集后运至塔	综合利用

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	包装材料、水泥基础			河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内工业固废填埋池处置	或妥善处理
	弃土弃渣	间歇		用于周边场地平整	
噪声	施工机械、运输车辆噪声	连续	噪声	选用低噪声施工机械和设备,加强维护保养	声环境
生态	占用土地、破坏植被	临时	植被破坏、土地占用、水土流失	严格控制施工作业宽度,在井场及站场周边、管线两侧、道路两侧设置草方格沙障	生态影响最小化

3.3.1.2 运营期工程分析

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

(1) 油气开采工艺

井口出液(20MPa-48MPa, 40℃)通过油嘴套节流(5.5MPa 以下, 20-30℃),通过集输管道输送至集油计量配水阀组站或计转站。油井套压、油井回压、出油温度等均上传。井场预留电磁加热器接口、预留清防蜡剂加药接口。井场工艺流程见图 3.3-3。

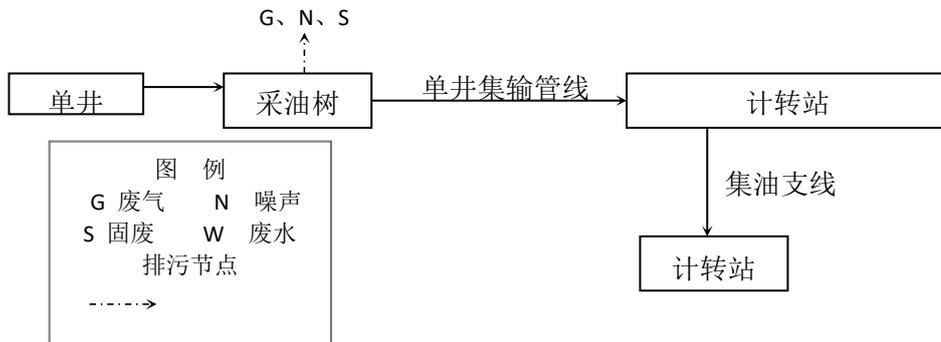


图 3.3-3 井场工艺流程图

单井油气开采期间废气污染源主要为井场采油树阀门泄露形成的无组织挥发性有机废气,油气采取管道密闭输送,通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发;废水污染源主要为采出水及井下作业废水,采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理;噪声污染源主要为抽油机噪声,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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

本项目油气集输采用单井、阀组组合进站，井口→阀组站→计转站（设阀组）→联合站的三级布站+二级布站组合方式，单井及计转站均采用不加热输送，采出液密闭集输进计转站处理后，油气分输至联合站。

拟建工程运营期污染源及治理措施一览表见表 3.3-2。

表 3.3-2 拟建工程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	G1	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	W1	采出水	--	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W2	井下作业废水	--	间歇	送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	N1	井场抽油机	Leq	连续	选用低产噪设备、基础减震
	N2	站场泵类		连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S1	油泥(砂)	危险废物	间歇	委托有库车畅源环保科技有限公司接收处置
	S2	清管废渣			
	S3	落地油			
	S4	废洗井液	一般固体废物	间歇	送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理

3.3.1.3 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。

本项目闭井期危险废物属性一览表见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目闭井期危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	行业来源	代码	产生过程	危险特性
沾油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	非特定行业	900-249-08	其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物	T, I

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本项目建设结束后，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。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。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-3、图 3.3-4。

表 3.3-3 环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
		管线、道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-		
2	运营期	施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
		采出水	石油类	-

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	(正常工况)	井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃、硫化氢	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		油泥砂, 清管废渣	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
3	运营期 (事故工况)	集输管线、阀组破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼, 拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“-”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”为正影响较大；“+”为正影响较小。

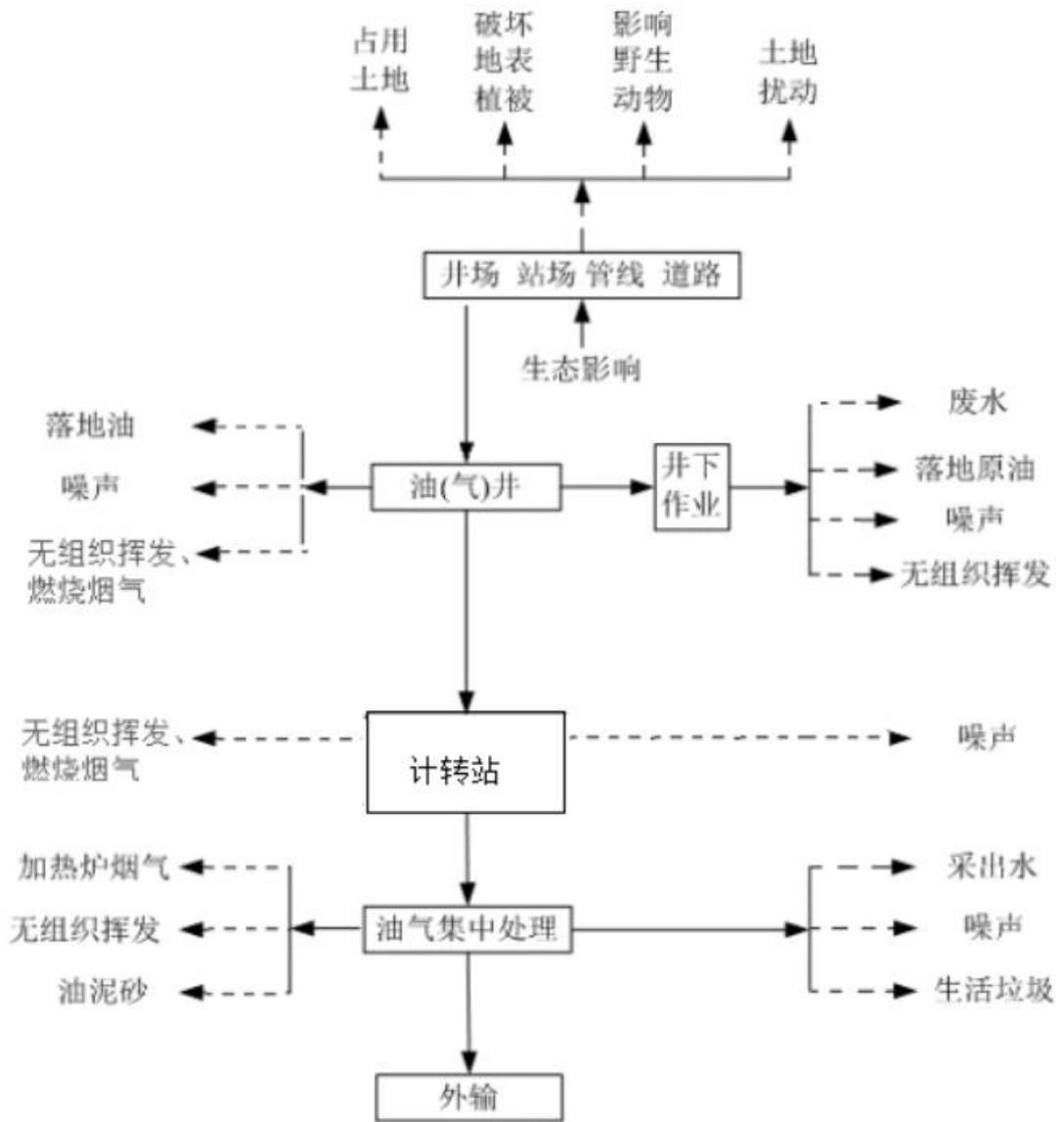


图 3.3-4 油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 施工期污染源

3.3.3.1 生态环境影响因素分析

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

生态影响主要体现在新建 35 口井，本次新建各类管线 248.8km，其中新建单井管道 155km、新建哈四联至富源联合站间转水管道 13.5km、新建富源联合站至计转站转水管道 57km；新建 3 座计转站至 3 座阀组站间供水管道 23.3km。；井场、站场、管线和道路建设阶段，占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。本项目选址选线应避让柞柳等植被生长茂密地段。本项目占地情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 工程占地情况一览表 (hm²)

序号	建设内容	占地性质		总占地面积	说明
		永久	临时		
1	井场	5.6	53.2	58.8	单井永久占地 40×40m。钻井期井场总占地面积为 120m×140m，新建井场 35 口，临时占地布置草方格，永久占地外宽 20m
2	集输管线	0	217.8	217.8	管线总计长 248.8km，单井集输管线 155km，管径 DN80-100mm，临时占地扰动范围为 8m；供水管线共 93.8km，管径 DN150-200mm，两管同沟敷设，临时占地扰动范围为 10m；
3	道路	71.4	19.04	90.44	道路总计长 95.2km，路宽 7.5m，临时占地布置草方格，道路两侧各 2m
合计		77	290.04	367.04	

本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地 367.04hm²，永久占地面积 77hm²，临时占地面积 290.04hm²，占地类型均为沙地。

3.3.3.2 大气污染物

施工期废气污染主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和柴油钻井机、柴油发电机烟气。

(1) 废气

本工程利用区域电网钻井，降低了对大气环境的影响。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

该工程施工过程中的大气污染物主要来自于施工场地的扬尘。根据相关类比监测数据，施工场地扬尘浓度平均值为 1.5~3.0mg/m³，在距离施工场地 50m 处，施工场地产生的扬尘 ≤1.0mg/m³，低于《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中规定的颗粒物无组织排放监控浓度限值，工程施工过程中要定期洒水降尘，减少对外环境空气的影响。

②车辆行驶扬尘

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

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

式中: Q——汽车行驶时的扬尘, kg/km 辆;

V——汽车速度, km/h;

W——汽车载重量, t;

P——道路表面粉尘量, kg/m²。

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

表 3.3-4 不同车速和地面清洁程度时汽车扬尘产生量 单位: kg/km.辆

路况 车速 (km/h)	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15	0.0850	0.1429	0.1937	0.2403	0.2841	0.4778
20	0.1133	0.1950	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

③焊接烟气、机械设备和车辆废气

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

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

3.3.3.3 施工废水

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和施工人员生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗, 还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。其产生量与钻井深度和钻井周期有关。根据类比调查, 钻井废水中主要污染物浓度见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

根据《工业污染源产排污系数手册（2010年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本工程新井钻井进尺 8229m，产生单井钻井废水为 1320.75t，35 口新钻井共产生废水量为 46226.25t，钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。

（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。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 248.8km，试压废水为 622m^3 ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

（3）生活污水

本工程的生活废水主要有钻井工程和地面工程的施工人员产生的生活污水。

钻井工程施工人数为 50 人，单井钻井周期时间约为 180 天。按每人每天生活用水量按 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，生活污水产生量按用水量 80% 计，35 口井施工期生活污水共产生量为 20160m^3 。钻井工程生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处置，钻井结束后对防渗生活污水池进行平整恢复。

地面工程施工人数为 50 人，施工期为 150 天，按每人每天生活用水量按 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，生活污水产生量按用水量 80% 计，施工期生活污水共产生量为 480m^3 。生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处置，钻井结束后对防渗生活污水池进行平整恢复。

施工期生活污水共产生 20640m^3 。

3.3.3.4 固体废物

施工期固体废物主要为施工弃土弃渣、钻井岩屑、泥浆、落地油、废机油和沾油废物、建筑垃圾和施工人员生活垃圾。

（1）施工弃土弃渣

本项目建设 35 口井场、新建集输管线 248.8km；3 座计转站及计量阀组件内

扩建装置；新建单井道路 95.2km。

计算过程：项目区永久占地为 77hm²，根据地势，移挖做填，场平高度为 1m，开挖量为 77 万 m³，全部回填。

改建道路 95.2km，宽 7.5m，砂砾石填方高度为 0.3m，填方量 21.4 万 m³；

单井管线长 155km，开挖宽度 1.5m、开挖深度 1.4m，挖方量 32.5 万 m³。

转水管线长 93.8km，开挖宽度 1.7m、开挖深度 2.6m，挖方量 41.46 万 m³。

各类管线合计挖方量为 73.96 万 m³。因管线的管径分布范围为 DN100mm-400mm，管径较小，回填土方经压实后覆盖在管线上方，无弃方量。

预计本项目挖方量约为 150.96m³，外借土石方量（砂石料）9.75 万 m³，填方总量为 160.71 万 m³，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场及道路施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本项目土石方平衡表见下表 3.3-6。

表 3.3-6 工程土石方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	77.0	0	0	0	77.0	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	77.0	77.0	①	0		0	/	0	/
③	管线	73.96	73.96	0	0	0		0	/	0	/
④	道路	0	9.75	9.75	外运	0	②	9.75	料场	0	/
	合计	150.96	160.71	86.75		77.0		9.75		0	/

(2) 钻井固体废物

① 钻井泥浆

本工程钻井期间所用的泥浆为膨润土体系泥浆和聚磺体系泥浆。返排泥浆利用不落地系统进行两相分离，液相进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。返排泥浆产生量采用以下公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径（m）；

h——井深（m）。

计算得本工程钻井期间非磺化返排泥浆（膨润土体系泥浆）产生量为 18529m³，磺化返排泥浆（聚磺体系泥浆）产生量为 269486m³。

②岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统。钻井岩屑产生量按下列公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

计算得本工程膨润土体系钻井岩屑产生量约为 15777.65m³，聚磺体系钻井岩屑产生量约为 7679.7m³。

本工程泥浆及岩屑统计详见 3.3-8

表 3.3-8 本工程钻井泥浆、岩屑估算表

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	泥浆量 (m ³)	W 岩屑量 (m ³)	钻井液体系
一开	0.4445	1500	250.33	232.65	水基非磺化类 钻井液
二开上部	0.3334	2500	279.07	218.14	
二开下部	0.3334	936	154.53	81.67	水基磺化类钻 井液
三开	0.2413	2749	241.79	125.65	
四开	0.1683	544	105.63	12.10	
单口井小计		8229	1031.35	670.21	
35 口井总计		288015	36097.25	23457.35	

本工程各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）含油废物

本工程钻井期间可能会产生一定量的含油废物，包括落地油、废防渗膜等，产生量约为 0.5t/井。预计 35 口新钻井共产生含油废物约 17.5t。含油废物属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。

(4) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。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 49.76t。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。

(5) 生活垃圾

施工期钻井工程施工人员产生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 计，钻井工程（4950 天）的生活垃圾产生量为 0.03t/d（148.5t/施工期），统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。地面工程不设施工营地，不产生生活垃圾。

3.3.3.4 噪声

施工过程中的噪声源分别为钻机、泥浆泵、施工机械噪声和运输车辆噪声，声压级一般在 75~105dB(A)。详见表 3.3-9。

表 3.3-9 施工期主要设备噪声源强 单位：dB(A)

序号	地点	设备	噪声级
1	井场	柴油发电机	100~105
2		钻机	100~105
3		泥浆泵	95~100
4	井场、站 场	运输车辆	75
5		挖掘机	92
6		推土机	90
7		混凝土搅拌机	95
8		微型混凝土翻斗车	90

3.3.3.5 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总情况下表 3.3-10。

表 3.3-10 本工程施工期污染物排放情况汇总表

类别	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	洒水降尘，使用合格燃料，科学确定测试放喷时间
废水	钻井废水	COD、石油类	46226.25t	钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统，分离后循环利用，不外排
	管道试压废水	SS	622m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水用作场地降尘用水，不外排
	生活污水	COD、氨氮等	20640m ³	由生活污水罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理
固体	钻井井场	钻井泥浆	36097.25m ³	钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

废物		岩屑	23457.35m ³	进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到综合利用要求后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理
		含油废物	17.5t	交由有资质的单位进行处置
	施工场地	建筑垃圾	49.76t	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工业固废填埋池填埋处置
	生活垃圾	生活垃圾	148.5t	集中收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场进行处置
噪声	施工机械、运输车辆	/	85~105dB(A)	选用低噪声设备，加强施工管理

3.3.4 营运期污染源

3.3.4.1 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挥发少量的烃类。

(1) 无组织排放非甲烷总烃

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

单座井场和单座计转站的源强核算过程：

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

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

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

式中：

e_{toc} 某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A 某类密封点排放系数；（见表 3.3-12。每个阀门、每个法兰分别取 10 个密封点）

WF_{TOC} 物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采

出液最大含油率，取 95%)

W_F 甲烷 物料流中甲烷的平均质量分数，最大取 10%；

N 某类密封点的个数

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中：

e_{VOCs} 物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC} 物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

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

WF_{TOC} 物料流中 TOC 的平均质量分数；

本工程无组织废气源强一览表见表 3.3-11。

表 3.3-11 设备与管线组件 FA,i 取值参数表

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

根据油气水物性参数，项目 WF 甲烷最大取 10%， WF_{TOC} 核算值为 95%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-12 所示。

表 3.3-12 拟建工程各井场和站场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间(h)	年排放量 (t)
1	单座采油井场 阀(重液体)	10	0.00023	0.0244	7920	0.193

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

2		法兰	20	0.00025	0.0531	7920	0.42
合计					0.0775	-	0.613
33 口井					2.17		17.164
1	集油计量配水阀组站	阀(重液体)	9	0.00023	0.00207	7920	0.016
合计					0.00207		0.016
1	满深计转站	阀(重液体)	15	0.00023	0.00345	7920	0.027
2	果勒东 12 号计转站	阀(重液体)	18	0.00023	0.00414	7920	0.033
3	果勒东 11 号计转站	阀(重液体)	18	0.00023	0.00414	7920	0.033
合计					0.01173		0.093
总计					2.1838		17.273

经过核算，本项目部署 35 口油井，改扩建 2 座集油计量配水阀组站，扩建 3 座计转站，非甲烷总烃合计排放总量为 17.273t/a。

(2) 无组织排放 H₂S

根据满深-果勒东区块所取得的天然气样分析结果，天然气中 H₂S 平均含量为 0.334%，根据上文挥发性有机气体 e_{toc} 的计算，那么无组织废气中硫化氢排放量=e_{toc}×0.334%，按年有效工作时间 7920h 计算，拟建工程各井场和站场无组织废气硫化氢核算一览表详见表 3.3-13。

表 3.3-13 拟建工程各井场和站场无组织废气硫化氢核算一览表

序号	设备名称	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
1	单座采油井场	0.000259	7920	0.00205
35 座采油井场合计		0.0085		0.068
2	果勒东 11 计转站	0.00077	7920	0.0061
3	果勒东 12 计转站	0.00077	7920	0.0061
3	满深 1 号计转站	0.00052	7920	0.0041
4	计量阀组件 (3) 个	0.00156	7920	0.012
总计		0.01212		0.096

本项目部署 35 口油井及改扩建站硫化氢排放总量为 0.096t/a。

3.3.4.2 废水污染源

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

(1) 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 3.3-14），计算井下作业废水的产生量。

表.3.3-14 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	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 35 口井，则每年产生井下作业废水 1330t、化学需氧量 1.83t、石油类 0.15t。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。

（2）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，经计转站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”采水产污系数核算核算详见表3.3-15。

表 3.3-15 石油和天然气开采行业系数表

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	排放量
非稠油	非低渗油田<80%	二次采油+三次采油	所有规模	化学需氧量	克/吨—产品	1354A/ (1-A)	物理+回注	0
				氨氮	克/吨—产品	10.83A/ (1-A)		0
				石油类	克/吨—产品	12.97A/ (1-A)		0
				总氮	克/吨—产品	59.1A/ (1-A)		0
				挥发酚	克/吨—产品	1.6A/ (1-A)		0
				工业废水量	吨/吨—产品	A/ (1-A)		0

注：A表示原油含水率，取值范围0~1。

根据产量预测，产油量最高为 100 万吨，对应含水率为 30%，故 A 取 0.3，产品取值 100 万吨，计算本工程采出水中污染物产生量见表 3.3-16。

表 3.3-16 采出水中污染物产生量一览表

污染物指标	产污系数 (克/吨—产品)	污染物产生量 (吨)	产生浓度 (mg/L)	排放量
化学需氧量	580.29	249.52	580.29	0
氨氮	4.64	1.99	4.64	0
石油类	5.56	2.39	5.56	0
总氮	25.33	10.90	25.33	0
挥发酚	0.69	0.30	0.69	0
工业废水量	0.43 (吨/吨—产品)	43 万吨	—	0

根据上表分析，本工程产生废水量 43 万 t/a (1178m³/d)，其中化学需氧量产生量为 249.52t/a，产生浓度 580.29mg/L；氨氮产生量为 1.99t/a，产生浓度 4.64mg/L；石油类产生量为 2.39t/a，产生浓度 5.56mg/L；总氮产生量为 10.90t/a，产生浓度 25.33mg/L；挥发酚产生量为 0.3t/a，产生浓度 0.69mg/L。

(3) 生活污水

运营期新增劳动定员 10 人，按每人每天生活用水量 100L 核算，全年用水量为 73t/a，每人每天排生活污水 80L 计，生活污水最大产生量为 292t/a，生活污水主要污染物为 COD、NH₃-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH₃-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活污水排入防渗污水池中，定期拉运至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。

3.3.4.3 噪声污染源

运营期间的噪声源主要为井场抽油机和井下作业机械、集油计量阀组站、计

转站等、罐车和巡检车辆等，噪声值为 70-120dB(A)，噪声排放情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 运营期噪声排放情况

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

3.3.4.4 固体废物污染源

拟建工程运营期产生的固体废物主要为油泥(砂)、落地原油、清管废渣、废洗井液和废脱硫剂。根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，油泥(砂)和清管废渣、落地原油均属于危险废物，桶装收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.3-18。

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 3.3-18。

表 3.3-18 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，35口采油井全部投产后预计最大产油量 100 万 t，计算含油污泥最大产生量为 9076/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。

②井下作业废液

本工程运营期井下作业为压裂作业、酸化作业和修井作业，此过程会产生一定量的压裂液、酸化液和洗井液。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 3.3-19。

表 3.3-19 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	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	119.94m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	废酸化液（酸化返排液）	26.56m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/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液产生量为 2098.095m³/a，废酸化液产生量为 464.8m³/a，废洗井液产生量 442.58t/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。

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 0.35t/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，本工程新建各类管线 248.8km，每次废渣量约 0.14t。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 35 口油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 17.5t，油井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约 8.75t/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。

⑥生活垃圾

本工程新增工作人员 10 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，每年可产生的生活垃圾为 1.83t/a。产生的生活垃圾收集后，运至已建的塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋场进行填埋处理。

本项目营运期危险废物产排污统计表详见表 3.3-20。

表 3.3-20 拟建工程营运期废物产生、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	9076	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保科技有限责任公司接收处置。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.14/2a	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	0.35	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	废防渗材料	HW08	900-249-08	8.75	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保科技有限责任公司进行处理

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-21。

表 3.3-21 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向			
废气	无组织排放	烃类	17.27t/a	17.27t/a	大气			
		硫化氢	0.096t/a	0.096t/a	大气			
废水	采出水	采出水量	43×10 ⁴ t/a	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	249.52t/a	0				
		氨氮	1.99t/a	0				
		石油类	2.93t/a	0				
		总氮	10.90t/a	0				
		挥发酚	0.3t/a	0				
	生活污水	水量	水量	292t/a	0	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。		
			井下作业废水量	井下作业废水量	1330t/a		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	1.83t		0	
石油类	石油类	0.15t	0					
	固体废物	油泥(砂)	石油类	9076t/a	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	0.14t/2a	0				
废防渗材料		石油类	8.75t/a	0				
废压裂液		石油类	2098.095m ³ /a	0	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。			
废酸化液		石油类	464.8 m ³ /a	0				
废洗井液		石油类	442.58t/a	0				
生活垃圾		生活垃圾	1.83t/a	0	运至已建的塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋场进行填埋处理			
落地原油		石油类	0.35t/a	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。			

3.2.4.6 污染物排放三本账

本项目位于富满油田满深和果勒东区块，本项目已经开展的环评工作为满深区块已经开展的环评工作；（1）《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（2）《富满油田满深—果勒东区块初步开发方案环境影响报告书》，自治区生态环境厅以新环审[2021]186 号进行了批复，（3）《富满油田果勒东 I 区奥陶系油藏试采方案地面工程方案环境影响报告书》自治区生态环境厅以新环审[2021]197 号进行了批复。（4）《满深区块 11 口井地面工程环境影响报告书》阿克苏生态环境局以阿地环审〔2022〕595 号进行了批复。（5）《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程环境影响报告书》自治区生态环境厅以新环审[2022]194 号进行了批复。

本项目引用以上报告的污染物排放数据，作为满深区块现有工程（已建工程+在建工程）的污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本账”核算，见表 3.3-22。

项目 类别	单位	现有工程	
		产生量	排放量
一、废气			
SO ₂	t/a	0.334	0.334
NO _x	t/a	1.369	1.369
VOCs	t/a	34.32	34.32
H ₂ S	t/a	0.13	0.13
二、废水			
采出水	万 t/a	14.89	0
作业废水	m ³ /a	1776.31	0
三、固废			
油泥（砂）	t/a	8734.06	0
落地原油	t/a	6.4	0
清管废渣	t/a	0.56	0
废洗井液	t/a	596.22	0

3.4 清洁生产水平分析

本工程隶属哈得采油气管理区管辖。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。

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）哈得采油气管理区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。

因此哈得采油气管理区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采油气管理区的管理制度当中，只有这样才能真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

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	采油	井筒设施完好	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		套管气回收装置	20	20
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		5	5	
		集输流程		全密闭流程,并具有轻烃回收装置		5	5	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核,并通过验收				20	12	
		制订节能减排工作计划				5	5	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

3.5 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

根据污染物排放总量控制要求，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，运营期废气污染物为无组织排放非甲烷总烃，估算量为 17.273t/a，总量来自联合站“泄漏检测与修复”（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）》（2021 年修改），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	本工程位于富满油田开发区块。整体布局进行了优化，采用单井→计转站的布站方式，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，应采取保护措施，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，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	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先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本工程集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	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	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	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	符合
新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	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	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	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	符合

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
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》的通知（新环评价发2020）142号）	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。	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。	
	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，并对存在的生态环境问题提出整改措施。	符合
	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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	本工程生产井井场不使用燃气加热炉。	符合

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	排放标准要求		
	<p>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。</p>	<p>本工程各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井期间废弃泥浆和岩屑一同进入不落地系统进行处理，固液分离后液相部分回用于泥浆制备，固相部分中膨润土体系经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系集中收集后，由钻井队及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。</p>	符合
	<p>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。</p>	<p>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。</p>	符合

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《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、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本工程施工周期较短，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。	本工程不涉及生态保护红线区。	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》的通知（新环评价发〔2020〕142号）	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划，塔里木油田“十四五”发展规划环评已完成报批（新环审〔2022〕214号）。	符合
	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	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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	批区块环评或单井环评。		
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》 (DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,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福满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	工程井场、道路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
《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(生态环境部公告 013 年 第 31 号)	对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件,制定泄漏检测与修复(LDAR)计划,定期检测、及时修复,防止或减少跑、冒、滴、漏现象		符合
关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	各地要以石油炼制、石油化工、合成树脂等石化行业,有机化工、煤化工、焦化(含兰炭)、制药、农药、涂料、油墨、胶粘剂等化工行业,涉及工业涂装的汽车、家具、零部件、钢结构、彩涂板等行业,包装印刷行业以及油品储运销为重点,并结合本地特色产业,组织企业针对挥发性有机液体储罐、装卸、敞开液面、泄漏检测与修复(LDAR)、废气收集、废气旁路、治理设施、加油站、非正常工况、产品 VOCs 含量等 10 个关键环节,认真对照大气污染防治法、排污许可证、相关排放标准和产品 VOCs 含量限值标准等开展排查整治。	根据调查,哈得采油气管理区根据相关政策、标准及塔里木油田的相关要求,现正在开展针对哈一联合站和哈四联合站的 LDAR 工作。本工程提出项目运行期间,应按照《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》要求,持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》	本项目地处塔克拉玛干沙漠,本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响,并提出	符合

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
知》	(HJ19-2011) 要求, 强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	了有效可行的防沙治沙措施。	

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
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用, 提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点, 严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染, 加强油(气)田开发土壤污染防治, 以历史遗留工业企业污染场地为重点, 开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念, 强化修复过程二次污染防控。	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	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境	符合

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

规划名称	规划要求	本工程	符合性
	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。	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。	
	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合
	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
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	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、聚醚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	富满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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

规划名称	规划要求	本工程	符合性
	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、博孜一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。	本工程为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区，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。	本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本工程属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。	符合
《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草及胡杨林保护生态功能区	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，在项目的建设过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。	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	本项目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，	《塔里木油田“十四五”发展规划》

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

规划名称	规划要求	本工程	符合性
	总新钻开发井 370 口, 新建总产能 569 × 10 ⁴ t, 主要围绕塔河南岸碳酸盐岩油藏进行产能建设。	并于 2022 年 10 月 17 日取得审查意见 (新环审 (2022) 214 号)。	

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。

本工程位于沙雅县县境内, 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)、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发〔2021〕162号)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), 本工程管线选址不在生态保护红线内, 项目所在阿克苏地区属于“天山南坡片区”, 项目区属于沙雅县一般管控单元, 项目与新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求符合性分析见表3.6-3, 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3.6-4。本工程与生态保护红线位置关系见图3.6-1, 工程与分区管控方案关系见图3.6-2。

表 3.6-3 项目与新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求符合性分析一览表

序号	管控要求	符合性分析
1	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原, 合理利用天然草地, 稳步推进草原减牧, 加强保护区管理, 维护自然景观和生物多样性。	项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内, 项目建设符合本管控要求。
2	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护, 规范油气勘探开发作业, 建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系, 逐步形成生态屏障。	项目施工及运营期维护依托现有公路, 项目建成后将实施草方格防沙固沙措施, 工程建设符合本管控要求。
3	推进塔里木河流域用水结构调整, 维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	项目不涉及新增取水用水, 项目建设符合本管控要求。
4	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度, 实施	项目距离塔里木河 18km, 项目建设符合本管控要求。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	波斯腾湖综合治理。	
5	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	项目运营固废均能得到妥善处置,正常运营不会污染周围土壤,项目建设符合本管控要求。

表 3.6-4 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)、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发〔2021〕162号)、《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发展布局、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质量的影响,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。	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,为规划编制和审批决策提供重要依据。	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。本工程占地类型主要为裸地、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
生态环境	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	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	符合

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

名称	文件要求	符合性分析	结论
境准入清单	<p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p>	

表 3.6-5 项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田。	
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治;对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为石油、天然气开采工程，项目用占地为沙地，污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放管控	1 执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。			本项目按要求进行总量控制和削减污染物排放总量，符合本单元管控要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。			项目投产后，由哈得采油气管理区，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1 执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高			本项目会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。
--

3.7 选址、选线合理性分析

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 48km, 满深 501H 井距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近为约 38km, 距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近约 17km, 距离盖孜库木沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园约 46km, 本工程所有占地均不涉及生态敏感区。

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。本工程地理位置中心坐标为*。地理位置图见 4.1-1。

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。

表 4.1-1

主要气象要素表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	7	年最大冻土深度	0.77m
2	年极端最高气温	41.2℃	8	年平均相对湿度	49%
3	年极端最低气温	-24.2℃	9	年平均大气压	956.5 hPa

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
4	年主导风向	NE	10	多年平均风速	1.37 m/s
5	年平均降水量	47.3mm	11	最大风速极限	28.0 m/s
6	年平均蒸发量	2044.6 mm			

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 45.11×10⁸m³。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，地下水大致流向为由西北向东南。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 4-满深 501H 井区地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部，行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县管辖。

根据资料搜集和现场调查，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）判定，评价等级为三级。评价范围为井场边界向外扩展 200m 范围，管线、道路两侧 300m 带状区域的范围，评价范围面积约为 94.61km²。

4.2.1 生态系统现状调查及评价

4.2.1.1 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），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（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 工程区域生态功能区划

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	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区 (IV1)
	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, 不在拟定的生态保护红线内。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 48km, 满深 501H 井距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近为约 38km, 距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近约 17km, 距离盖孜库木沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园约 46km, 本工程所有占地均不涉及生态敏感区。

4.2.1.2 生态系统结构和特征

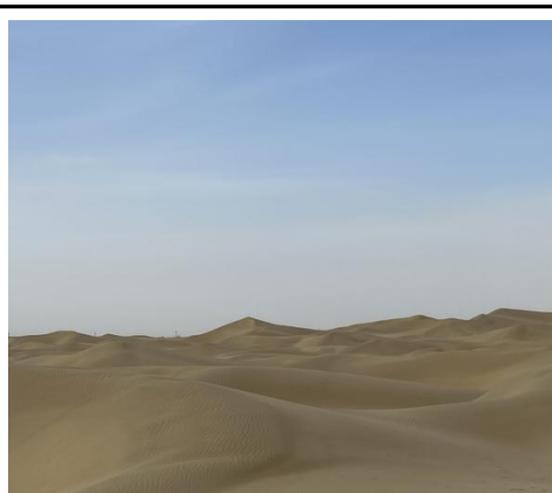
本工程部署采油井 67 口, 其中 35 口为新钻井, 扩建满深 3-1 号阀组及满深 4-1 号阀组, 改扩建已建满深计转站、果勒东 I1 号计转站及果勒东 I2 号计转站, 新建单井管道 155km, 新建转水管道 93.8km, 新建油区沥青道路 95.2km, 新建 1 座果勒东 35kV 变电站及 35kV 架空线路。

工程区位于塔里木盆地腹地, 塔克拉玛干沙漠北部, 区域生态系统类型属于

荒漠生态系统，工程区为流动沙丘所覆盖，基本无植被，土地利用类型为沙地。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

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。



满深 501 井周边



现状道路

*

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.2 土地利用现状

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。工程区土地利用现状见图 4.2-2。

本工程土地利用类型全部为沙地。

图 4.2-2 工程区土地利用图

4.2.3 植被现状调查与评价

4.2.3.1 区域植被区系

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。

工程区全部为流动沙丘所覆盖，基本无植被。部分大的沙丘间的洼地，有零星多枝怪柳群系生长。群落组成贫乏单一，结构简单。

4.2.3.2 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和稀疏胡杨为主，没有人工植被分布。主要植物名录见表 4.2-2。项目区的植被类型及分布见图 4.2-3。

评价区高等植被有 16 种，分属 8 科。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）》，评价区没有国家和

自治区保护植物分布。

*

图 4.2-3 工程区的植被类型及分布图

表 4.2-2 项目区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus diversifolia</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>K.Schrenkianum</i>
	刺沙蓬	<i>Salsolaruthenica Iljin var.ruthenica</i>
	假木贼	<i>Anabassis spp.</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus (Bieb.) C. A. Mey.</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
柽柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝柽柳	<i>Tamarix ranosissima</i>
	刚毛柽柳	<i>T.hispida</i>
菊科 <i>Compositae</i>	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>
	藨毛	<i>Aeluropus litoralis</i>

4.2.4 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

评价区域地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部，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

根据资料搜集和现场实地调查，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。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 13 种，主要是鸟类。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-4。

表 4.2-4 项目区域主要脊椎动物名录

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
爬行类				
1	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
2	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
3	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
4	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
5	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
6	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
7	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
8	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
9	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
10	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
11	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
12	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
13	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
14	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
15	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。

（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

根据《新疆国家重点保护野生动物名录》、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》，评价范围内为沙漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，没有国家和自治区级保护动物分布。

4.2.5 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。

本项目位于沙雅县境内，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。

根据《新疆维吾尔自治区2018年自治区级水土流失动态监测报告》、《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)，判断本项目沙漠区为中度风力侵蚀。结合

项目区地表植被、土壤状况、气象等资料综合分析项目区环境状况确定土壤侵蚀模数，沙漠区地表基本无植被，土壤类型为风沙土，因此确定原生地貌土壤侵蚀模数为 $5000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ；根据《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434-2018)，北方风沙区容许土壤流失量为 $1000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ - $2500\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ，因工程沙漠区接近沙漠腹地，因此确定项目沙漠区容许土壤流失量为 $4000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

4.2.6 土地沙化现状

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，项目区域土地利用类型为沙地，主要为风蚀荒漠化区域。项目主要处于风沙土荒漠区，属于潜在沙漠化土地和轻度沙漠化土地类型。当地表土层和植被遭受破坏后，易使半固定沙丘活化，导致沙粒流动形成沙源，促使土地沙化。

项目区地处塔克拉玛干沙漠。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。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 50~80m 之间，少数高达 200~300m。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。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 60~80mm，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。

4.2.7 区域主要环境问题

本工程地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部，行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县管辖。

项目区主要环境问题为：

- (1) 生态功能维护压力较大，生态系统敏感性、脆弱性高

根据全国生态功能区划(修编版)，项目位于塔里木河流域防风固沙重要区。塔里木河流域防风固沙功能区沙漠化敏感性和盐渍化敏感性极高，防风固沙功能极为重要。主要生态问题是由于水、土和生物资源的不合理开发利用带来生态系统功能的严重退化，表现为退化草地面积大、沙漠化加快、珍稀特有野生动植物

减少。

根据《全国生态脆弱区保护规划纲要》，项目所在的塔里木盆地外缘荒漠绿洲为生态脆弱重点区域。

(2) 土地荒漠化问题严重

根据《阿克苏地区环境功能区划》，阿克苏地区荒漠化土地面积为 7790000 公顷，占地区面积的 59.3%。其中风蚀荒漠化面积占荒漠化土地面积的 80.80%，水蚀荒漠化面积占 4.95%，盐渍化荒漠化面积占 9.57%，冻融荒漠化面积占 4.68%；按荒漠化程度，轻度荒漠化土地面积占 11.30%，中度荒漠化土地面积占 31.68%，重度荒漠化土地面积占 24.06%，极重度荒漠化土地面积占 32.96%。项目所在地区为风蚀荒漠化土地集中分布区。

4.2.8 小结

工程地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部。工程区域均为荒漠生态系统，项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》（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。区域生态系统类型属于荒漠生态系统，主要土壤类型为风沙土，土地利用类型为沙地。工程区为流动沙丘所覆盖，基本无植被和野生动物分布。

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》（HJ.2.2-2018）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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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。

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 监测点位

由于本工程果勒东 I2 号计转站距离满深 503H 计量阀组约 345.4m，满深计转站距离 ManS1-H3 井约 773.6m，本工程两个计转站与两个大气监测点位均未超过 2.5km，且这两个大气监测点由新疆新环监测检测研究院（有限公司）对特征污染物进行了监测，监测时间为 2021 年 6 月 28 日~2021 年 7 月 4 日。因此本次引用《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》中满深 503H 计量阀组、ManS1-H3 井的监测数据，监测点位基本信息见表 4.3-2，本工程与大气监测点位关系见图 4.3-1。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
满深 503H 计量阀组	*	非甲烷总烃、 硫化氢	2021 年 6 月 28 日~2021 年 7 月 4 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。
ManS1-H3 井	*	非甲烷总烃、 硫化氢	

(2) 监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

(3) 监测时间及频次

监测时间：2021 年 6 月 28 日~2021 年 7 月 4 日连续监测 7 天。非甲烷总烃、

硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

(4) 采样及分析方法

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

表 4.3-3 大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限 (mg/m ³)
1	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07
2	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	0.005

(5) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2000 μg/m³ 作为环境质量标准限值；H₂S 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 μg/m³)。

(6) 评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：P_i——污染物 i 的占标率；

C_i——污染物 i 的实测浓度，μg/m³；

C_{oi}——污染物 i 的评价标准，μg/m³。

(7) 监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 非甲烷总烃监测结果统计一览表 单位：μg/m³

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
满深 503H 计量阀组	NMHC	1h 平均	2000	*	*	*	达标
	H ₂ S		10	*	*	*	达标
ManS1-H3 井	NMHC		2000	*	*	*	达标
	H ₂ S		10	*	*	*	达标

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，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 10 个噪声监测点位，在拟建 ManS401-H3 井场和已建 3-1 号阀组站、满深 1 号计转站四周。监测时间为 2021 年 11 月 18 日~11 月 19 日，监测工作由新疆新环监测检测研究院(有限公司)完成。2023 年 2 月 18 日~2 月 19 日，满深 3 号计转站、满深 3 号计转站主干道起点、满深 3 号计转站主干道终点和满深 1 号计转站道路终点监测工作由新疆齐新环境服务有限公司完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测方法

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

4.4.3 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 类标准和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.4 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.5 监测结果

监测结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测时间	监测点	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
2021.11.18	拟建 ManS401-H3	*	60	达标	*	50	达标
2021.11.19		*			*		
2021.11.18	已建 3-1 号阀组站	*		达标	*		
2021.11.19		*			*		

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

2021.11.18	已建满深 1 号计 转站西北	*	60	达标	*	50	达标
	已建满深 1 号计 转站西南	*			*		
	已建满深 1 号计 转站东南	*			*		
	已建满深满深 1 号计转站东北	*			*		
2021.11.19	已建满深计转 站西北	*		达标	*		达标
	已建满深满深 1 号计转站西南	*			*		
	已建满深满深 1 号计转站东南	*			*		
	已建满深满深 1 号计转站东北	*			*		
2023.2.18	满深 3 号计转站	*	达标	*	达标		
2023.2.19		*		*			
2023.2.18	满深 3 号计转站 主干道起点	*	达标	*	达标		
2023.2.19		*		*			
2023.2.18	满深 3 号计转站 主干道终点	*	达标	*	达标		
2023.2.19		*		*			
2023.2.18	满深 1 号计转站	*	达标	*	达标		
2023.2.19		*		*			
2023.2.18	满深 1 号计转站 道路终点	*	达标	*	达标		
2023.2.19		*		*			

4.4.7 评价结果

从表 4.4-1 可以看出，拟建 ManS401-H3 井场、满深 3 号计转站主干道起点、满深 3 号计转站主干道终点和满深 1 号计转站道路终点昼、夜间噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。已建 3-1 号阀组站、满深 1 号计转站、满深 3 号计转站和满深 1 计转站满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

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 48km，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

项目区地处塔克拉玛干沙漠北缘，地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深 1.43~5.13m，含水层岩性为第四系细砂，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》（新环审[2021]197号）和《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程环境影响评价报告书》（新环审〔2022〕194号）中的地下水监测数据。

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。根据项目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，位于项目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，采样时间分别为 2021 年 9 月和 2022 年 3 月，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、ManS504-H2、满深 701。地下水监测点情况表 4.5-1、点位见图 4.3-1 所示。

表 4.5-1 本工程地下水监测点情况统计表

监测点位置	坐标	与项目位置关系	井深	监测对象	备注
MS1	*	侧向 9.5km	40m	潜水	《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》（新环审[2021]197号）
MS2	*	侧向 1.9km			
MS3	*	上游 700m			

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

				采样时间 2021 年 9 月
ManS504 -H2	*	下游 5.2km		《塔中区块满深 17 等 10 口井地面工程环境 影响评价报告书》(新 环审〔2022〕194 号) 采样时间 2022 年 3 月
满深 701	*	侧向 6.1km,		

4.5.2.3 监测时间及频率

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及检出限值一览表

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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

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 HJ484-2009	0.004	mg/L
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）（酸碱滴定法）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）（酸碱滴定法）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

评价方法采用单因子指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

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 4.5-3~4。

表 4.5-3 地下水现状监测及评价结果

监测项目	III 类标准值	标准值	单位	监测值			对标结果			评价结果		
				MS1	MS2	MS3	Pi MS1	Pi MS2	Pi MS3	MS1	MS2	MS3

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

1	pH 值	6.5 ~ 8.5	无量纲	*	*	*	0.6	0.67	0.6	达标	达标	达标
2	总硬度	≤450	mg/L	*	*	*	8.25	8.72	7.62	超标	超标	超标
3	溶解性总固体	≤1000	mg/L	*	*	*	10.23	11.13	10.31	超标	超标	超标
4	硫酸盐	≤250	mg/L	*	*	*	8.36	8.88	8.88	超标	超标	超标
5	氯化物	≤250	mg/L	*	*	*	12.80	14.16	12.48	超标	超标	超标
6	铁	≤0.3	mg/L	*	*	*	0.57	0.4	0.33	达标	达标	达标
7	锰	≤0.10	mg/L	*	*	*	1.20	1.4	0.3	超标	超标	达标
8	挥发酚	≤0.002	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
9	耗氧量	≤3.0	mg/L	*	*	*	0.13	0.13	0.11	达标	达标	达标
10	氨氮	≤0.50	mg/L	*	*	*	0.11	0.12	0.08	达标	达标	达标
11	硫化物	≤0.02	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
12	钠	≤200	mg/L	*	*	*	7.85	8	8.1	超标	超标	超标
13	总大肠菌群	≤3.0	MPN/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
14	细菌总数	≤100	CFU/ml	*	*	*	0.73	0.85	0.44	达标	达标	达标
15	氰化物	≤0.05	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
16	亚硝酸盐氮	≤1.0	mg/L	*	*	*	0.06	0.01	/	达标	达标	达标
17	硝酸盐（以氮计）	≤20	mg/L	*	*	*	0.10	0.13	0.08	达标	达标	达标
18	氟化物	≤1.0	mg/L	*	*	*	1.92	1.53	2.62	超标	超标	超标
19	汞	≤0.001	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
20	砷	≤0.01	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
21	镉	≤0.005	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
22	六价铬	≤0.05	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

23	铅	≤0.01	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
24	钾	/	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
25	钙	/	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
26	镁	/	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
27	碳酸盐	/	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
28	重碳酸盐	/	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标
29	石油类	≤0.05	mg/L	*	*	*	/	/	/	达标	达标	达标

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

监测项目	III 类标准值	标准值	单位	监测值		标准指数		评价结果	
				ManS504-H2	满深 701	Pi ManS504-H2	Pi 满深 701		
1	pH 值	6.5 ~ 8.5	无量纲	*	*	*	*	达标	达标
2	总硬度	≤450	mg/L	*	*	*	*	超标	超标
3	溶解性总固体	≤1000	mg/L	*	*	*	*	超标	超标
4	硫酸盐	≤250	mg/L	*	*	*	*	超标	超标
5	氯化物	≤250	mg/L	*	*	*	*	超标	超标
6	铁	≤0.3	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
7	锰	≤0.10	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
8	挥发酚	≤0.002	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
9	耗氧量	≤3.0	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
10	氨氮	≤0.50	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
11	硫化物	≤0.02	mg/L	*	*	*	*	/	/
12	钠	≤200	mg/L	*	*	*	*	/	/
13	总大肠菌群	≤3.0	MPN/L	*	*	*	*	达标	达标
14	细菌总数	≤100	CFU/ml	*	*	*	*	达标	达标
15	氰化物	≤0.05	mg/L	*	*	*	*	达标	达标

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

16	亚硝酸盐氮	≤1.0	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
17	硝酸盐(以氮计)	≤20	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
18	氟化物	≤1.0	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
19	汞	≤0.001	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
20	砷	≤0.01	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
21	镉	≤0.005	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
22	六价铬	≤0.05	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
23	铅	≤0.01	mg/L	*	*	*	*	达标	达标
24	钾	/	mg/L	*	*	*	*	/	/
25	钙	/	mg/L	*	*	*	*	/	/
26	镁	/	mg/L	*	*	*	*	/	/
27	碳酸盐	/	mg/L	*	*	*	*	/	/
28	重碳酸盐	/	mg/L	*	*	*	*	/	/
29	石油类	≤0.05	mg/L	*	*	*	*	达标	达标

备注：K⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻等无标准值，不参与评价。

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

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

工程区域主要以风沙土为主。工程区土壤类型图见图 4.6-1。

本工程部分位于沙漠腹地，区域气候极端干旱，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。

工程区土壤类型图见图 4.6-1。

4.6.2 土壤理化性质

工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本次拟建的 FY302-H16 井井场外表层样。分析结果如表 4.6-1 所示。

工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为满深 1 计转站外表层样。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		满深 1 计转站外
采样深度/层次		0-0.2m
现场记录	颜色	黄棕色
	土壤结构	砂土结构
	土壤质地	砂土
	砂砾含量	少量
	其他异物	无
实验室测定	pH 值（无量纲）	8.7
	阳离子交换量 cmol+/kg	2.15
	氧化还原电位（MV）	306
	饱和导水率 cm/s	0.543
	土壤容重 g/cm ³	1.78
	孔隙度%	18.94
	含水率%	2.2

4.6.3 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，占地规模为大型，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为一级。

4.6.3.1 监测点位

本次现状监测采用现场监测及引用数据两种方式。引用监测点来源《富满油田果勒东 I 区奥陶系油藏试采方案地面工程方案》，监测时间 2021 年 6 月 29 日。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

项目区占地范围内：5 个柱状样，2 个表层样；

项目区占地范围外：井场外 200m 范围内共 4 个表层样。

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-1 土壤监测点位信息

监测项目	监测点位	监测时间	监测频率/要求	监测因子	备注				
土壤	占地范围内	1	果勒东I 1号计转站 (*)	2 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子； ②特征因子：石油烃	引用《富满油田果勒东 I 区奥陶系油藏试采方案地面工程方案》	
		2	满深计转站 (*)					本次监测	
		3	满深计转站 (*)	5 个监测点		柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样		特征因子：石油烃	本次监测
		4	果勒东I 2号计转站 (E83°26'40", N40°23'15.40")						引用《富满油田果勒东 I 区奥陶系油藏试采方案地面工程方案》
		5	ManS5-H4 (*)						
		6	满深501H井场 (*)						
		7	满深503H计量阀组 (*)						
	占地范围外	8	ManS501-H1井场外 200m范围内 (*)	4 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：石油烃	引用《富满油田果勒东 I 区奥陶系油藏试采方案地面工程方案》	
		9	ManS1-H3井场外 200m范围内 (*)						
		10	果勒东I 1号计转站外 200m范围内 (*)						
		11	果勒东I 2号计转站外 200m范围内 (*)						

4.6.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2021 年 12 月，监测单位为新疆新环监测检测研究院（有限公司）。

4.6.3.3 监测因子

土壤监测因子如下：

(1) 占地范围内

果勒东 I1 号计转站站内（表层）、满深计转站站内（0-50cm）监测项目为：《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 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，以及石油烃。

其余柱状样监项目为：石油烃。

(2) 占地范围外

监测项目为：《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。

4.6.3.4 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。

4.6.3.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

4.6.3.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2、4.6-3、4.6-4。

由监测结果可知：工程区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

工程区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.6-2 表层样监测结果统计表 单位：mg/kg pH 无量纲

序号	污染物项目	单位	监测结果				标准限值 (mg/kg)	是否 达标
			果勒东 I 计 转站内 (0~20cm)	Pi	满深计 转站内 (0~ 50cm)	Pi		
1	砷	mg/kg	*	*	*	*	60	达标
2	镉	mg/kg	*	*	*	*	65	达标
3	铜	mg/kg	*	*	*	*	18000	达标
4	铅	mg/kg	*	*	*	*	800	达标
5	汞	mg/kg	*	*	*	*	38	达标
6	镍	mg/kg	*	*	*	*	900	达标
7	氯甲烷	mg/kg	*	*	*	*	37	达标
8	氯乙烯	mg/kg	*	*	*	*	0.43	达标
9	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	*	*	*	*	66	达标
10	二氯甲烷	mg/kg	*	*	*	*	616	达标
11	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	*	*	*	*	54	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	*	*	*	*	9	达标
13	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	*	*	*	*	596	达标
14	氯仿	mg/kg	*	*	*	*	0.9	达标
15	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	*	*	*	*	840	达标
16	四氯化碳	mg/kg	*	*	*	*	2.8	达标
17	苯	mg/kg	*	*	*	*	4	达标
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	*	*	*	*	5	达标
19	三氯乙烯	mg/kg	*	*	*	*	2.8	达标
20	1,2-二氯丙烷	mg/kg	*	*	*	*	5	达标

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

21	甲苯	mg/kg	*	*	*	*	1200	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	*	*	*	*	2.8	达标
23	四氯乙烯	mg/kg	*	*	*	*	53	达标
24	氯苯	mg/kg	*	*	*	*	270	达标
25	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	*	*	*	*	10	达标
26	乙苯	mg/kg	*	*	*	*	28	达标
27	间, 对二甲苯	mg/kg	*	*	*	*	570	达标
28	邻二甲苯	mg/kg	*	*	*	*	640	达标
29	苯乙烯	mg/kg	*	*	*	*	1290	达标
30	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	*	*	*	*	6.8	达标
31	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	*	*	*	*	0.5	达标
32	1,4-二氯苯	mg/kg	*	*	*	*	20	达标
33	1,2-二氯苯	mg/kg	*	*	*	*	560	达标
34	萘	mg/kg	*	*	*	*	70	达标
35	苯并[a]蒽	mg/kg	*	*	*	*	15	达标
36	蒽	mg/kg	*	*	*	*	1293	达标
37	苯并[b]荧蒽	mg/kg	*	*	*	*	15	达标
38	苯并[k]荧蒽	mg/kg	*	*	*	*	151	达标
39	苯并[a]芘	mg/kg	*	*	*	*	1.5	达标
40	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	*	*	*	*	1.5	达标
41	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	*	*	*	*	15	达标
42	2-氯酚	mg/kg	*	*	*	*	2256	达标
43	苯胺	mg/kg	*	*	*	*	260	达标
44	硝基苯	mg/kg	*	*	*	*	76	达标
45	六价铬	mg/kg	*	*	*	*	5.7	达标
46	石油烃	mg/kg	*	*	*	*	4500	达标

表 4.6-3 土壤监测及评价结果 (石油烃) 单位: mg/kg

占地范围内		监测层位	标准限值	监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
柱状样监测点位						
S2	T2-1-1	0~0.5m	4500	*	<0.0013	达标
	T2-1-2	0.5~1.5m		*	<0.0013	达标
	T2-1-3	1.5~3.0m		*	<0.0013	达标
S3	T3-1-1	0~0.5m		*	0.0013	达标
	T3-1-2	0.5~1.5m		*	0.0038	达标
	T3-1-3	1.5~3.0m		*	0.0027	达标
S4	T4-1-1	0~0.5m		*	0.0018	达标
	T4-1-2	0.5~1.5m		*	0.0015	达标
	T4-1-3	1.5~3.0m		*	0.0018	达标
S5	T4-1-1	0~0.5m		*	<0.0013	达标
	T4-1-2	0.5~1.5m		*	<0.0013	达标

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	T4-1-3	1.5~3.0m		*	<0.0013	达标
S6	T4-1-1	0~0.5m		*	<0.0013	达标
	T4-1-2	0.5~1.5m		*	<0.0013	达标
	T4-1-3	1.5~3.0m		*	<0.0013	达标
	占地范围外 表层样监测点位		监测层位		监测结果 (mg/kg)	标准指数
	S6	0~0.2m		*	0.002	达标
	S7	0~0.2m		*	0.002	达标
	S8	0~0.2m		*	<0.0013	达标
	S9	0~0.2m		*	<0.0013	达标

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

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 对区域生态完整性的影响

本工程部署采油井 67 口，其中 35 口为新钻井，扩建满深 3-1 号阀组及满深 4-1 号阀组，改扩建已建满深计转站、果勒东 I1 号计转站及果勒东 I2 号计转站，新建单井管道 155km，新建转水管道 93.8km，新建油区沥青道路 95.2km，新建 1 座果勒东 35kV 变电站及 35kV 架空线路。

项目各工程呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布在评价区范围内。本项目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，不在拟定的生态保护红线内。项目区地处塔里木盆地腹地，塔克拉玛干沙漠北部，生态系统类型为荒漠生态系统。环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征，生态环境十分脆弱，植被低矮，物种贫乏，异质性较差，破坏后较难恢复。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。工程施工过程中的机械运输、搬运以及施工人员的活动将破坏工程区的植被和土壤表层结皮，易形成新的风蚀沙源。由于评价区大风天气较多，将使施工扰动区遭受风力侵蚀，从而造成一定的水土流失。

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。根据估算，本工程总占地面积 367.04hm²，其中永久性占地面积为 77hm²，临时占地面积 290.04hm²，工程占地类型全部为沙地。项目各工程呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布在评价区范围内，占地面积小，对局部沙地格局影响较小。道路、管线等线状工程分布，将局部流动沙地、半固定沙地进行分割、破碎，但是采用草方格进行防护，起到一定的防风固沙作用。因此工程建设不会对荒漠生态系统完整性造成较大影响。

5.1.2 施工期生态环境影响

5.1.2.1 对土地利用格局影响

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，主要集中在施工期。

本工程永久性占地面积为 77hm²，全部为沙地，主要是井场、道路占地。施工结束后，被本工程永久占用的沙地区域被构筑物代替，井场区域的原沙地被覆盖一层砾石或由处理达标后的岩屑铺垫，呈面状分布；道路永久占沙地区域呈线状分布，将局部流动沙地、半固定沙地进行分割、破碎，均起到一定的防风固沙作用；同时井场、站场、道路周边区域将采用草方格进行防风固沙，该部分永久占地对区域的有利影响占主导。

本工程临时占地面积 290.04hm²，全部为沙地。主要是管线、道路临时占地。施工期井场建设、管线敷设工程、道路工程建设、输变电路建设均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。但是施工结束后土地重新回到原来的自然状态，影响减弱。

5.1.2.2 对植被影响

工程区大部分为流动沙丘所覆盖，基本无植被。部分高大沙丘间地分布有柽柳灌丛，植被盖度低于 5%。工程选址选线占地范围内无植被分布。

(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。

5.1.2.3 对野生动物的影响

工程区位于沙漠腹地，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

项目各工程呈点块状（如井场等）和线状（如道路、管线、输变电路等）分布在评价区范围内，施工可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.4 水土流失影响评价

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

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的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。

5.1.2.5 项目实施对土地沙化的影响

本项目包括钻井工程、集输管线建设和道路建设，道路和井场修筑、管沟开挖作业时会产生土石方。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场建设、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。

5.1.3 运营期生态环境影响

5.1.3.1 对土地利用的影响

对于永久占地，由于改变了原有土地和利用性质，沙地区域被构筑物代替。地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；

5.1.3.2 对植被影响

永久占地主要是井场、站场和道路占地。油田开发后，在油田开发区域内的防风固沙措施改善了区域小环境。

5.1.4 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垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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。

5.1.5 小结

本工程总占地面积 367.04hm²，其中永久性占地面积为 77hm²，临时占地面积 290.04hm²，占地类型均为沙地。占地以临时占地为主，由于工程去地表基本无植被，由工程建设造成的生物量损失较小，对植被影响较小。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。

5.1.6 生态环境影响评价自查表

本工程生态环境影响评价自查表见表 5.1-2。

表 5.1-1 生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （种群结构） 生境 <input type="checkbox"/> （ 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （主要保护对象、生态功能等） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （天然林）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（94.61）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

预测与评价	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
生态保护 对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input type="checkbox"/> ; 无 <input checked="" type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

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

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

(1) 施工机械(包括柴油钻机、发电机)和运输车辆燃料废气

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

(2) 运输车辆扬尘的影响分析

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

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

(3) 施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自: ① 井场和站场的地基开挖、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程, 遇大风天气, 会造成粉尘、扬尘等大气污染; ② 水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的

泄漏，产生扬尘污染；③ 灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④ 物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本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。

表 5.2-1 沙雅县各月平均风速统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风速	0.92	1.56	1.56	1.52	1.63	1.73	1.74	1.50	1.47	0.93	0.88	1.05

*

图 5.2-1 沙雅县全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

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

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

表 5.2-2 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目	风向	平均	污染												
风向	频率	风速	指数												
N	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
NNE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
NE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
ENE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

ESE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
SE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
SSE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
S	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
SSW	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
SW	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
WSW	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
W	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
WNW	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
NW	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
NNW	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
C	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

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%。

*

图 5.2-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

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、阀组以及计转站中估算最大落地浓度的 ManS2-H4 井场、满深 5-1 号阀组、果勒东 I1 号计转站的面源进行无组织估算预测，预测因子为 NMHC 和 H₂S，无组织源强详见表 5.2-3。

表 5.2-3 运营期油气无组织挥发面源参数一览表

污染源名称	海拔高度 (m)	矩形面源		年排放 小时数 (h)	污染物 排放速率 (kg/h)	
		长度 (m)	宽度 (m)		NMHC	H ₂ S
满深 5-1 号阀组	949	40	40	7920	0.00069	0.00052
果勒东 I1 号计转站	949	105	145	7920	0.00414	0.00052

(2) 无组织废气估算及评价

本工程对 ManS2-H4 井场、满深 5-1 号阀组和果勒东 I1 号计转站的油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢估算结果见下表 5.2-4~表 5.2-6。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

表 5.2-4 ManS2-H4 井场无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离 (m)	NMHC		H ₂ S	
		落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
1	10	*	*	*	*
2	32	*	*	*	*
3	50	*	*	*	*
4	100	*	*	*	*
5	150	*	*	*	*
6	200	*	*	*	*
7	250	*	*	*	*
8	300	*	*	*	*
9	350	*	*	*	*
10	400	*	*	*	*
11	450	*	*	*	*
12	500	*	*	*	*
13	550	*	*	*	*
14	600	*	*	*	*
15	650	*	*	*	*
16	700	*	*	*	*
17	750	*	*	*	*
18	800	*	*	*	*
19	850	*	*	*	*
20	900	*	*	*	*
21	950	*	*	*	*
22	1000	*	*	*	*
23	1100	*	*	*	*
P_{\max} (%)		4.50		*	
D_{\max} (m)		0		*	

表 5.2-5 满深 5-1 号阀组无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离 (m)	NMHC		H ₂ S	
		落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
1	10	*	*	*	*
2	28	*	*	*	*
3	50	*	*	*	*
4	100	*	*	*	*
5	150	*	*	*	*
6	200	*	*	*	*
7	250	*	*	*	*
8	300	*	*	*	*
9	350	*	*	*	*
10	400	*	*	*	*
11	450	*	*	*	*
12	500	*	*	*	*
13	550	*	*	*	*
14	600	*	*	*	*
15	650	*	*	*	*
16	700	*	*	*	*
17	750	*	*	*	*
18	800	*	*	*	*
19	850	*	*	*	*

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

20	900	*	*	*	*
21	950	*	*	*	*
22	1000	*	*	*	*
P_{\max} (%)		0.05		*	
D_{\max} (m)		0		*	

表 5.2-6 果勒东 I1 号计转站无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离 (m)	NMHC		H ₂ S	
		落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
1	10	*	*	*	*
2	50	*	*	*	*
3	100	*	*	*	*
4	125	*	*	*	*
5	144	*	*	*	*
6	150	*	*	*	*
7	200	*	*	*	*
8	250	*	*	*	*
9	300	*	*	*	*
10	350	*	*	*	*
11	400	*	*	*	*
12	450	*	*	*	*
13	500	*	*	*	*
14	550	*	*	*	*
15	600	*	*	*	*
16	650	*	*	*	*
17	700	*	*	*	*
18	750	*	*	*	*
19	800	*	*	*	*
20	850	*	*	*	*
21	900	*	*	*	*
22	950	*	*	*	*
23	1000	*	*	*	*
24	1100	*	*	*	*
25	1200	*	*	*	*
26	1300	*	*	*	*
27	1400	*	*	*	*
28	1500	*	*	*	*
29	1600	*	*	*	*
30	1700	*	*	*	*
31	1800	*	*	*	*
P_{\max} (%)		0.14		*	
D_{\max} (m)		0		*	

有表 5.2-4~表 5.2-6, 根据 ManS2-H4 井场、满深 5-1 号阀组和果勒东 I1 号计转站的 NMHC 和 H₂S 估算结果可知, ManS2-H4 井场的最大落地浓度出现在 32m 处, 其中 NMHC 最大落地浓度占标 4.50%, 最大落地浓度为 90.01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, H₂S 最大落地浓度占标 3.01%, 最大落地浓度为 0.3008 $\mu\text{g}/\text{m}^3$; 满深 5-1 号阀组的最大落地浓度出现在 28m 处, 其中 NMHC 最大落地浓度占标 0.05%, 最大落地

浓度为 $0.9885\mu\text{g}/\text{m}^3$, H_2S 最大落地浓度占标 7.45%, 最大落地浓度为 $0.7449\mu\text{g}/\text{m}^3$; 果勒东 I1 号计转站的最大落地浓度出现在 144m 处, 其中 NMHC 最大落地浓度占标 0.14%, 最大落地浓度为 $2.7210\mu\text{g}/\text{m}^3$, H_2S 最大落地浓度占标 5.06%, 最大落地浓度为 $0.5061\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

ManS2-H4 井场、满深 5-1 号阀组和果勒东 I1 号计转站无组织排放的 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、阀组以及计转站正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。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 大气污染物核算

本工程部署 33 个井场、3 个阀组和 3 个计转站, 运行期大气污染物排放量见表 5.2-7。

表 5.2-7 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/m^3)	
无组织排放						
1	井场、 阀组、 计转站	非甲烷总烃	日常维护, 做好 密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	井场外 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$	17.273
		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 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$	0.096

5.2.2.4 大气环境影响评价自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-8。

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。

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

表 5.2-8

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2020) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (/)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>			k>-20% <input type="checkbox"/>				
环境监测	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、硫化氢)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

计划	环境质量监测	监测因子: (/)	无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	监测点位数 (/个)	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
评价结论	大气环境防护距离	距 () 场界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (/) t/a	NO _x : (/) t/a	颗粒物: (/) t/a	VOCs: (17.273) t/a
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

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

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

钻井过程中的噪声源主要是钻机和各类泵的噪声，其中钻井液循环泵噪声级在 80dB (A) ~ 100dB (A) 之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB (A) ~ 105dB (A) 之间。

(2) 敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内无声环境敏感点。

(3) 声环境影响分析

施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.3.1.2 地面工程施工声环境影响分析

本项目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。

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
钻机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45
泥浆泵	100	80	74	68	62	60	54	48	42	40
运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过类比分析可知，本项目在钻井、运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 80m 以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间限值，夜间施工场地 400m 以外《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）夜间限值。施工期的这些噪声源均为暂时性的，项

目施工区周围无人声环境敏感点，本工程施工只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

1) 预测源强

运营期间的噪声源主要为井场、满深计转站、井下作业机械和巡检车辆等，噪声值为 60-120dB (A)，噪声排放情况见表 5.3-2。

表 5.3-2 运营期噪声排放情况

噪声源名称		声功率级 [dB (A)]	降噪[dB (A)]	降噪措施	
正常工况	单井井场	抽油机	75~80	15-20	减震
	计量配水阀组 站	注水泵	70	20	隔声、减震
	计转站	转油泵 (1 台)	70	26	隔声、减震
	交通噪声	巡检车辆	60~90	/	/
非正常工况	单井井场	井下作业(压裂、修井等)	80~120	/	/

2) 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009)中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

(1) 噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —距声源 r 处的倍频带声压级，dB (A)；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处倍频带声压级，dB (A)；

A_{div} —声波几何发散引起的衰减量，dB (A)；

A_{bar} —屏障引起的衰减量，dB (A)；

A_{atm} —空气吸收引起的衰减量，dB (A)；

A_{gr} —地面效应引起的衰减量，dB (A)；

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量，dB (A)。

(2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{di}} \right]$$

式中： L_{eqg} — n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB (A)；

L_{Ai} —噪声源达到预测点的连续 A 声级，dB (A)；

n—噪声源个数。

3) 预测点设定

拟建项目采油井场、站场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：

- (1) 选取 ManS401-H3 井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。
- (2) 选取满深 1 号计转站、计量阀组站厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

4) 评价标准

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

5) 预测结果

井场、计量阀组站、满深计转站正常运行时其噪声预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3 井场、站场正常运转时井场厂界及声环境敏感点噪声贡献值

评价点	昼间 (dB (A))			夜间 (dB (A))			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
ManS401-H3 井场	46	42	47.5	43	42	45.5	达标
满深 1 号计转站	44	42	46.1	42	42	45	达标
计量阀组站	44	42	46.1	42	42	45	达标

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

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

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

5.3.3 退役期声环境影响分析

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

5.3.4 声环境影响评价自查表

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input checked="" type="checkbox"/>		已有资料 <input type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>			

5.3.5 声环境影响评价小结

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

5.4 水环境影响分析

5.4.1 评价区水文地质条件

5.4.1.1 地质条件

①地层

本项目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，单层厚度在一般

在 1~3m，最大厚度为 5.18m。

②地质构造

项目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。本项目位于塔里木河以南，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。区域水文地质图及水文地质剖面图见图 5.4-1 和 5.4-2。

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），本项目所在区域潜水位埋深约 2.13~11.63m 不等，钻孔揭露的含水层厚度约 20~37.62m，含水层岩性为第四系细砂、粉细砂、粉砂；换算涌水量为 22.1~535.72m³/d，水量中等~贫乏；渗透系数 0.21~4.34m/d。典型水文钻孔的水文地质剖面简图见图 5.4-3。

表 5.4-1 评价区潜水含水层水文地质特征一览表

钻孔编号	含水层类型	孔深 (m)	静水位埋深 (m)	含水层岩性	揭露含水层厚度 M (m)	平均渗透系数 K (m/d)	换算涌水量 (降深 5m、井径 8 吋) (m ³ /d)	富水性分区
HD1	潜水	40	4.57	粉细砂	33.03	1.5	225.13	水量中等
HD2	潜水	40	3.5	粉细砂	35.29	4.33	535.72	水量中等
HD3	潜水	40	4.35	粉细砂	34.65	3.73	433.41	水量中等
DH4	潜水	40	4.35	粉砂	35.65	2.67	352.08	水量中等
ZC2-1	潜水	40	6.54	粉砂	31.7	0.41	69.17	水量贫乏
ZC2-2	潜水	40	4.65	粉细砂	32.85	1.3	217.09	水量中等
ZC2-3	潜水	40	5.13	粉细砂	33.87	2.59	326.26	水量中等

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

钻孔编号	含水层类型	孔深 (m)	静水位埋深 (m)	含水层岩性	揭露含水层厚度 M (m)	平均渗透系数 K (m/d)	换算涌水量 (降深 5m、井径 8 吋) (m ³ /d)	富水性分区
ZC2-4	潜水	40	4.82	粉细砂	27.08	4.34	393.62	水量中等
ZC2-5	潜水	40	5.93	粉细砂	32.87	1.46	195.33	水量中等
ZC2-6	潜水	40	7.17	粉细砂	22.7	0.8	84.11	水量贫乏
ZC2-7	潜水	40	8.53	粉细砂	31.47	2.07	269.87	水量中等
ZC2-8	潜水	40	6.46	细砂	33.54	3.57	346.66	水量中等
ZC2-9	潜水	40	7.3	细砂	32.7	1.87	194.3	水量中等
ZC1-1	潜水	40	5.33	细砂	34.39	0.21	22.1	水量贫乏
ZC1-2	潜水	40	7.26	粉细砂	29.04	1.15	165.08	水量中等
ZC1-3	潜水	40	5.25	粉细砂	32.8	1.72	373.69	水量中等
ZC1-4	潜水	40	7.83	粉细砂	32.17	2.28	268.08	水量中等
ZC1-5	潜水	40	5.91	粉细砂	34.09	0.39	97.29	水量贫乏
ZC1-6	潜水	40	6.77	细砂	33.23	1.98	283.74	水量中等
ZC1-7	潜水	40	7.72	细砂	30	0.27	41.62	水量贫乏
ZC1-8	潜水	40	8.31	细砂	31.69	1.49	149.14	水量中等
ZC1-9	潜水	40	9.33	细砂	30.67	2.07	202.09	水量中等

*

图 5.4-1 评价区综合水文地质图

*

*

图 5.4-3 区内典型钻孔水文地质柱状图简图

5.4.1.4 地下水的补给、径流、排泄

(1) 补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠北缘，无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下 2 个方面：

a.南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

b.降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有 25~35mm，年平均蒸发量高达 3000~4000mm，蒸降比高达 116 以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

(2) 径流

项目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南向东北。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。区内生长有怪柳等植物，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、ZC1-5 孔）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、ZC1-5 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 月底开始地下水水位出现小幅回升，从 4 月中开始地下水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，一般是地下水水位滞后塔河水位 15—30 天。



图 5.4-4 区内典型水文地质钻孔地下水动态曲线图（ZC2-5）

5.4.1.6 地下水水化学特征

项目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，决定了项目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。本项目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 Cl-SO₄-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

本项目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，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据本项目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，本项目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，地方部门对区内地下水没有开采利用及规划。评价区内地下水主要用于油田生产。

5.4.2 水环境影响分析

由于工程区附近无地表水体，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在开发建设、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

在施工期，对地下水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、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 钻井废水

根据《工业污染源产排污系数手册（2010年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 $16.05\text{t}/100\text{m}$ 进行估算。本工程新井钻井进尺 8229m ，产生单井钻井废水为 1320.75t ，35 口新钻井共产生废水量为 46226.25t ，钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。

② 施工期施工人员生活污水

本工程的生活废水主要有钻井工程和地面工程的施工人员产生的生活污水。

钻井工程施工人数为 50 人，单井钻井周期时间约为 180 天。按每人每天生活用水量按 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，生活污水产生量按用水量 80% 计，35 口井施工期生活污水共产生量为 20160m^3 。钻井工程生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处置，钻井结束后对防渗生活污水池进行平整恢复。

地面工程施工人数为 50 人，施工期为 150 天，按每人每天生活用水量按 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，生活污水产生量按用水量 80% 计，施工期生活污水共产生量为 480m^3 。生活营地设置防渗污水收集池收集生活污水，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处置，钻井结束后对防渗生活污水池进行平整恢复。

施工期生活污水共产生 20640m^3 。

③ 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。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 248.8km ，试压废水为 622m^3 ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

(3) 运营期的采出水

① 采出水

根据工程分析，本工程产生废水量 43 万 t/a ($1569.5\text{m}^3/\text{d}$)，其中化学需氧

量产生量为 249.52t/a，产生浓度 580.29mg/L；氨氮产生量为 1.99t/a，产生浓度 4.64mg/L；石油类产生量为 2.39t/a，产生浓度 5.56mg/L；总氮产生量为 10.90t/a，产生浓度 25.33mg/L；挥发酚产生量为 0.3t/a，产生浓度 0.69mg/L。

本项目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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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 5000m³/d，现状剩余处理能力 800m³/d，可满足本项目处理需求。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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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

本项目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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，未外排。

综上，正常情况下，本项目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，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

(1) 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环

境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(2) 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Cl·SO₄-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，m²/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。

表 5.4-2 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.008m/d	地下水的平均实际流速 $u = KI/n$ ，根据区内水文地质条件，评价区内渗透系数 0.39~4.34m/d，考虑最不利情况，本次预测取最大值 4.34m/d，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、评价区潜水等水位线图，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%。本次预测考虑最不利情况，取最大值 0.809%。
2	D _L	纵向弥散系数	0.08m ² /d	$D_L = \alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》（李国敏、陈崇希）中孔隙介质数值模型的 $\lg \alpha L - \lg L$ ，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	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，确定区域有

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
				效孔隙度取 42%。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	根据工程分析，石油类污染物浓度取 5.56mg/L。	

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。

表 5.4-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	5.560	*	*	*	*
5	1.490	*	*	*	*
10	0.112	*	*	*	*
12	0.050	*	*	*	*
14	0.010	*	*	*	*
15	0.002	*	*	*	*
20	0.00	*	*	*	*
25	0.000	*	*	*	*
30	0.000	*	*	*	*
35	0.000	*	*	*	*
40	0.000	*	*	*	*
45	0.000	*	*	*	*

表 5.4-4 预测结果统计表

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

*

图 5.4-5 发生长期泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

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。

(3) 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行性较小。

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

项目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 5.4-5，图 5.4-6。

表 5.4-5 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
石 油 类	0	*	*	*	*	*
	5	*	*	*	*	*
	10	*	*	*	*	*
	15	*	*	*	*	*
	20	*	*	*	*	*
	25	*	*	*	*	*
	30	*	*	*	*	*
	35	*	*	*	*	*
	40	*	*	*	*	*
	45	*	*	*	*	*
	50	*	*	*	*	*

*

图 5.4-6 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

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，防止其泄露进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，由于项目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

地下水的的影响属可接受范围。

5.4.3 退役期水环境影响分析

对完成采油（气）的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。项目区 1km 范围内无密集人群、水源井，属于无敏感受体，如井筒无明显破损，环境风险等级为“无风险”，基本无地下水环境影响；如井筒发生破损，环境风险等级为“中风险”，有一定的地下水环境影响。

5.4.4 小结

施工期产生的废水主要是钻井废水、生活污水及管线试压废水。钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。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。

本项目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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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。本项目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，本项目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

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣、钻井岩屑、泥浆、含油废物、施工废料和施工人员生活垃圾。

(1) 施工弃土弃渣

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

(2) 钻井岩屑和泥浆

本工程各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 含油废物

本工程钻井期间可能会产生一定量的含油废物，包括落地油、废防渗膜等，产生量约为 0.5t/井。预计 35 口新钻井共产生含油废物约 17.5t。含油废物属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。

(4) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。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 49.76t。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。

(5) 生活垃圾

施工期钻井工程施工人员产生生活垃圾产生量为 0.03t/d（148.5t/施工期），统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。地面工程不设施工营地，不产生生活垃圾。

5.5.2 运营期固体废物影响

本工程运营期产生的固体废物主要有油泥砂、井下作业废液、落地油、清管废渣、废防渗材料和生活垃圾等。

(1) 油泥(砂)

油泥(砂)是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物,特别是在油井开采和井下作业施工过程中,会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场,这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大,而且还含有其他有害物质。本工程产生的油泥(砂)最大产生量为 9076t/a,委托库车畅源环保科技有限公司接收处置,对周边环境影响较小。

(2) 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 0.35t/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。委托库车畅源环保科技有限公司或有资质的单位进行处理。

(3) 清管废渣

本工程每次废渣量约 0.14t。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,委托库车畅源环保科技有限公司进行处理。

(4) 井下作业废液

经计算本工程油井废压裂液产生量为 2098.095m³/a,废酸化液产生量为 464.8m³/a,废洗井液产生量 442.58t/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。

(5) 废防渗材料

废防渗膜主要在修井作业过程中产生。修井作业时,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,根据工程分析,本工程产生废弃防渗布最大量约 8.75t/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。

(6) 生活垃圾

本工程新增工作人员 10 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，每年可产生的生活垃圾为 1.83t/a。产生的生活垃圾收集后，运至已建的塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋场进行填埋处理。

5.5.3 退役期固废环境影响分析

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站填埋处理，对场地内影响土壤和地下水环境质量较小。

5.5.4 小结

本工程各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，分离后的液相部分循环使用，固相部分中膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

本工程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。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料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。废压裂液、废酸化液、废洗井液采用带罐作业，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，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。运营期产生的生活垃圾收集后，运至已建的塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋场进行填埋处理。

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，主要是站场建设、管道敷设过程中，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，导致沙化加重。站场和管道的施工场地、临时施工营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) 线性工程施工对土壤环境的影响

本工程电力线路、道路、管线施工作业带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，导致沙化加重。

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 77hm²，占地规模为大型，本工程土壤环境不敏感，土壤影响评价等级确定为一级。

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。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线、储罐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

运营期正常工况下，本工程管线采为全密闭管路连接，且在管线上做好标识；油罐位于地面，实现可视可控，不会出现溢出和泄露情况，因此本工程正常状况下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

(1) 项目污染物产生情况

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，集输管道原油泄露，引起的垂直入渗对土壤的环境影响。

(2) 土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径,土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析,拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有:管线、储罐发生泄露对土壤造成的影响。

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

*

图 5.6-1 溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

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

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

(3) 预测方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)8.7.3 规定:污染影响型建设项目,其评价工作等级为一-级、二级的,预测方法可参见附录 E 或进行类比分析。本次采用类比分析法进行预测。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 预测结果

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

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

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生管线泄漏、储罐泄露等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表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，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

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		富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类型图
	占地规模	(77) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标(无)、方位()、距离()	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>					
	全部污染物	石油类					
	特征因子	石油烃					
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ;					
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ;					
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/> ;					
	理化特性	/				同附录 C	
	现状监测点位	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	4	0-0.2m		
柱状样点数		5	-	0-3m			
现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）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	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃及《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					
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他（）					
	现状评价结论	工程区占地范围内土壤监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。 工程区占地范围外土壤监测因此满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 的风险筛选值要求。					
影响预测	预测因子	-					
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他（ <input checked="" type="checkbox"/> ）					
	预测分析内容	影响范围（事故状态下管线、储罐原油泄露进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）					
	预测结论	达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他（）					
	跟踪监测	层位	占地范围内	占地范围外 200m	深度	监测指标	监测频次
		表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每 5 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

5.7.1.1 评价工作等级

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本工程环境风险潜势为 I，因此本工程的风险评价等级为简单分析。见表 5.7-1。

表 5.7-1 评价工作等级划分

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

5.7.1.2 环境风险评价范围

本工程环境风险评价工作等级为简单分析，因此无环境风险评价范围。

5.7.2 风险调查

5.7.2.1 建设项目风险源调查

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

(1) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。			

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>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。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。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。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>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）。</p> <p>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。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>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。</p>			
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	<p>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。</p>			
毒理学资料	<p>LD₅₀：50%（小鼠吸入，2h）。</p> <p>LC₅₀：无资料。</p>			
生态学资料	<p>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。</p>			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>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指定场所掩埋。</p>			

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

运输信息	<p>运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>
------	--

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

表 5.7-3 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

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

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	<p>砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制 个体防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。[工程控制]：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-0.917	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	引燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD₅₀: >4300mg / kg（大鼠经口）</p> <p>LC₅₀: 无资料</p>			
生态学资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/。</p> <p>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。</p>			
废弃处置	<p>废弃物性质：废有机液体。</p> <p>废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理，处理前必须先收集，在空旷安全地带点火充分焚烧。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</p>			
运输信息	<p>运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</p>			

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令 第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令 第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

(3) 硫化氢

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

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.7-4。

表 5.7-4 硫化氢对人的生理影响及危害

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

(4) 甲醇

拟建工程运营期 3 个计转站油气处理中使用甲醇（防冻剂）、缓蚀剂全部罐装拉运至计转站，其中甲醇（防冻剂）主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成。3 个计转站均设有 1 座甲醇储罐，容积为 5m³，用量约为 19.795kg/d，年使用天数 330 天，年用量为 6.53t。

甲醇 LD₅₀=5628mg/kg，对人体有毒，其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 5.7-6。

表 5.7-6 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56-1
分子式	CH ₄ O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚酒精
外观形状	无色类似果酒气味的挥发性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9℃	蒸汽压	(20℃) 12.8kPa。
沸点	65℃	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11℃	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等大多数有机溶剂
相对密度	0.7914 (水=1) : 1.11 (空气=1)	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44 (V/V, %)		
危险性类别	3.2 类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m ³ ×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD ₅₀ : 5.66kg，大鼠经口 LD ₅₀ : 1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m ³ ，4 小时死亡。甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸气与液体都能严重损害眼睛和粘膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部，甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作，数日后失明的报导。		
危险特性	易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃。自燃点 385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险		
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		
接触限值	职业接触限值：PC-TWA：25mg/m ³ （皮）；PC-STEL：50mg/m ³ （皮）；IDLH：6000ppm		
泄露应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容：用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。回收或运至废物处理场所处置。		
防护措施	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。		

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	<p>手防护:戴橡胶手套。</p> <p>其它:工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕,淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。</p>
<p style="text-align: center;">急救措施</p>	<p>皮肤接触:脱去被污染的衣着,用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。</p> <p>眼睛接触:提起眼睑,用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难,给输氧。如呼吸停止,立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入:饮足量温水,催吐,用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。</p> <p>灭火方法:尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音,必须马上撤离灭火剂:抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p>
<p style="text-align: center;">储运须知 包装标志</p>	<p>易燃液体。副标志:毒害品。包装方法:(II)类。储运条件:注意轻装轻卸,防止容器破损,避免日光曝晒,严禁接触火源。夏天高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内,与氧化钙隔绝,远离火源,炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理:首先切断所有火源,戴好防毒面具与手套。用水冲洗,对污染地面进行通风处理。</p>

5.7.2.2 环境敏感目标调查

本工程地处塔克拉玛干沙漠北部边缘,现场踏勘结果表明,区域大部分被风沙土所覆盖,本工程距离塔里木河 48km,满深 501H 井距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近为约 38km,距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近约 17km,距离盖孜库木沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园约 46km,评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

5.7.3 风险识别

5.7.3.1 井场危险性识别

(1) 井喷事故风险、柴油储罐泄漏事故风险

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

钻井过程使用的柴油储罐,泄漏污染土壤和地下水,遇明火产生火灾、爆炸。

(2) 井漏事故风险

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

5.7.3.2 集输管道危险性识别

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

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

5.7.3.3 注醇系统危险性识别

本工程甲醇储罐位于满深计转站、果勒东 I1 号计转站以及果勒东 I2 号计转站内,一旦破裂,如发生溢流、泄漏等现象,直接污染周围土壤,还可能对区域地下水造成污染,如遇明火,就可能导致火灾或爆炸。

5.7.3.4 风险类型识别

通过分析中本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井喷、井漏、油类和甲醇储罐泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期站场储液装置、管线、甲醇储罐发生破损造成原油、甲醇泄漏,会污染土壤和大气,泄漏;原油、甲醇有可能通过包气带渗漏进入地下含水层,污染地下水。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

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

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

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

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

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

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

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

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

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

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是

非常显著的,石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移,基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中,其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此,即使发生输油管线泄漏事故,做到及时发现、及时处理,彻底清除泄漏油品、被污染的土壤,不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

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

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

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

综上所述,本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。

5.7.4.6 对植被的影响

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

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故无论是人为因素引起的,还是自然因素所致,都可以采取必要的预防措施,以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免;而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。塔里木油田分公司哈得采油气管理区编制有《塔里木油田公司哈得油气开发部突发

环境事件应急预案》（备案编号：652924-2022-026），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采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充，详见附件 9。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

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

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

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

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

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

(7) 定期对管线进行巡视, 加强管线和警戒标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理, 定期进行环境监测。

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

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

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 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/T6277-2017) 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。

(2) 预防措施

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

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

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

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

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

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

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

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

5.7.5.5 管线安全运行措施

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

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

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

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

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

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

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。① 管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；② 每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 甲醇储罐风险防范措施

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

5.7.5.7 危险废物运输事故风险防范

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- (1) 运输时应当采取密闭、遮盖、捆扎、喷淋等措施防止扬散；
- (2) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用；
- (3) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物；
- (4) 转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告；
- (5) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

(6) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用；

(7) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；

(8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；

(9) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.7.5.8 重视和加强管理

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

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

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

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

(4) 塔里木油田公司哈得采油气管理区应按照本工程情况补充完善应急预案的原则及要求。

5.7.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括天然气、原油、硫化氢、柴油、甲醇，可能发生的风险事故包括井喷事故、柴油、甲醇储罐和管线泄露事故。原油、柴油和甲醇发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本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 5.7-7。

略

6.环境保护措施及其可行性论证

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 井场选址

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) 井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》GB50183-2004、《建筑设计防火规范》（2018 版）GB50016-2014、《油田油气集输设计规范》GB50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）。

(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) 设计选址过程中，避开植被区域，减少植被破坏。

(4) 井场在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 井场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道和道路路由选择

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

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50

253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)、《油气输送管道跨越工程设计规范》(GB50459-2009)。

(2) 线路总体走向力求顺直, 线路总体走向确定以后, 局部线路走向应根据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, 利于将来管线和道路的管理与维护, 做到经济合理, 安全可靠。

(4) 线路在无人区穿越, 不涉及征地和拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区, 保证管道运行安全可靠。

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

6.2 施工期环境保护措施

本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 井场、管线工程生态保护措施

(1) 对油田区域内的永久性占地(井场、道路)和临时性占地(井场、集输管线)合理规划, 严格控制临时占地面积, 尽量避让植被较多的区域, 对井场地表进行砾石压盖, 防止由于地表扰动造成的水土流失, 见图 6.1-1。对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用, 禁止乱轧乱碾, 避免破坏自然植被, 造成土地松动。井场施工在开挖地表、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 6.1-1。

——井场永久性占地 40m×40m;

——井场施工临时性占地 120m×140m;

——管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m;

——道路施工占地作业度宽度不得超过 4m。

图 6.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

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

(3) 严禁任何施工活动进入塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区内。

(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) 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。

(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) 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。

(8) 及时清理施工现场，工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.1.2 道路、输变电路生态保护措施

优化道路选线，严格控制占地范围，道路临时占地宽度应控制在 4.0m 以内。禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复。

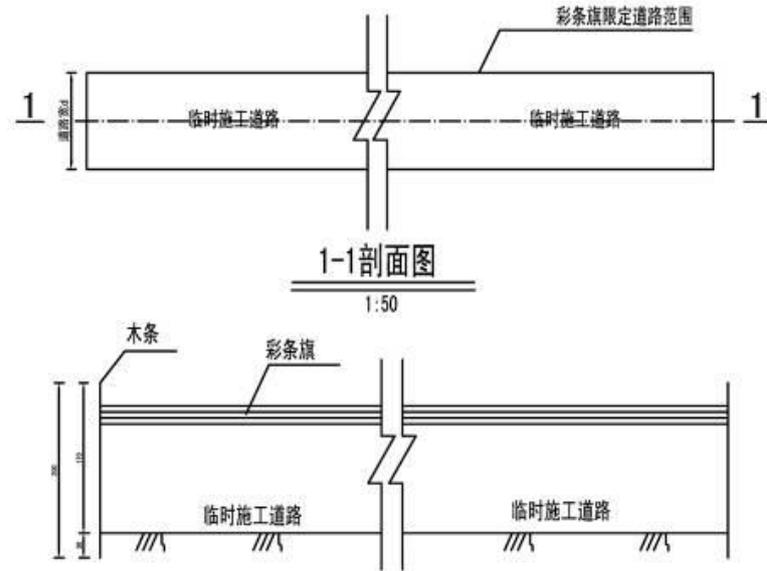


图 6.2-2 彩条旗拦挡典型设计图

塔基施工临时占地主要位置塔基周边，塔基开挖时要将土石方堆放在临时占地区域，用于施工结束后基坑回填，塔基护坡；临时堆土采取四周拦挡、上铺下盖的措施，回填后及时整平。减少破坏原地貌、植被的面积。

6.2.1.3 对野生动植物的生态保护措施

(1) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

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

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

6.2.1.4 防沙治沙措施

由于本项目全部位于沙漠内，根据《中华人民共和国防沙治沙法》《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)及《国家林业局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》等文件要求，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地

及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。合理选择管线走向，应避免植被茂盛的区段，减少植被破坏。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。

(1)防沙治沙采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年11月14日修订)；

②《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)；

③《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)。

④《国家林业局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)

(2)制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，土地沙化扩展趋势得到遏制。

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

采取设置草方格+阻沙栅栏防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。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30m，电杆周围10m。草方格采用芦苇制作，方格尺寸1.0m×1.0m，插入土体15cm，外露20cm。阻沙栅栏主要设置在流动沙丘道路两侧，迎风侧方格沙障宽120m，下风侧宽80m，高度1m阻沙栅栏，迎风侧和下风侧各设1道阻沙栅栏，阻沙栅栏间和到草方格的间距均为10m。草方格固沙典型设计见图6.2-3。

(4)植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(5)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③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。④在施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(6)各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，在项目建设完成投入运行之前完成。

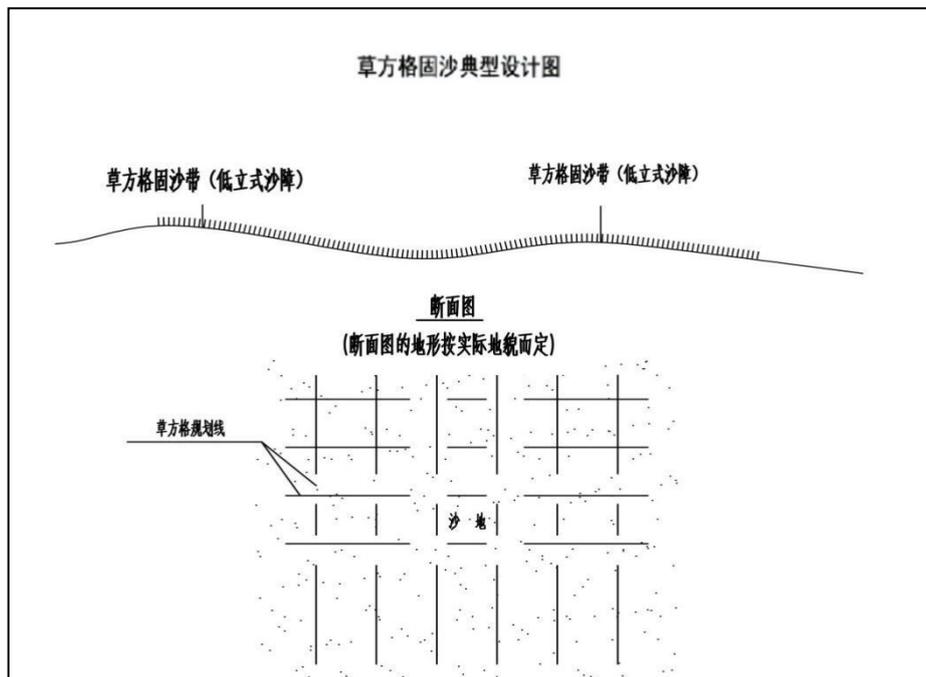


图 6.2-3 草方格固沙典型设计图

6.2.1.5 水土流失防治措施

本项目区块开发建设工程建设期主要的水土流失影响以风蚀为主，油田开发建设区域为水土流失的防治责任范围。

(1) 防护措施

① 对于工程建设，必须做好水土流失的预防工作，认真贯彻“谁造成水土流失，谁投资治理，谁造成新的危害，谁负责赔偿”和“治理与生产建设相结合”的原则。

② 加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

③ 工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

(2) 管理措施

① 施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围和线路，不得离开运输道路随意行驶。在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

② 根据工程需要严格限定占地面积，不得任意从场外取土，填埋井场周边时也应优先取用废弃土方，尽量减少场外取土量及取土范围。

③ 严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

(3) 工程防治措施

① 管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

② 站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③ 地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多惜土。

④对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

⑤施工作业结束后，并将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

⑥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。

⑦碎石覆盖，在井场区空地采用碎石覆盖，采用 0.5cm 厚碎石铺砌，压实系数为 93%，粒径为 2~3cm。

(4) 各措施实施进度及管理

水土保持防治措施可按工程预定总进度进行。

实施情况在工程环境保护设施竣工验收时进行检查，在运营期环境监测时，对实施效果进行监测，并及时上报主管部门。

6.2.1.6 临时占地恢复措施

(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) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本工程新建采油井场 35 座，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。

(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 155km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

单井管道作业带宽 8m，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层开挖，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，公益林区工程按照林草部门要求进行恢复，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植被恢复。地处沙地的油气设施，平整土地，自然恢复。

退役期采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行。

6.2.1.7 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地为沙地，征用的土地需按照沙雅县自然资源部门的相关规定，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。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，在井场周围、管道上方和道路两侧设置草方格进行防风固沙。

——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。

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。



井场砾石铺垫措施



井场道路情况



草方格防沙措施

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) 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。

(7) 对井场、站场及道路等周边的草方格进行定期维护。

采取上述措施后可有效减缓生态环境影响，措施可行。

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。

(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

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水及管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。本工程钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。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

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工弃土弃渣、钻井固体废物、落地油和含油废物和施工人员生活垃圾。

(1) 施工弃土弃渣

本工程无废弃土方产生，施工土方去全部回填至挖方处或回填至周边低洼场地。

(2) 钻井固体废物

本工程各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河

南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

钻井期间产生的含油废物采用铁桶收集后暂存于危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间面积约为 15m²，工程结束后送库车物源生态环保科技有限责任公司处置。

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》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。危险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。

（3）含油废物

本工程钻井期间可能会产生一定量的含油废物，包括落地油、废防渗膜等，产生量约为 0.5t/井。预计 35 口新钻井共产生含油废物约 17.5t。含油废物属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。

（4）施工废料

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

（5）生活垃圾

施工期钻井工程施工人员产生生活垃圾统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。地面工程不设施工营地，不产生生活垃圾。

（6）优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

（7）加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

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) 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。

(7) 对井场、站场及道路等周边的草方格进行定期维护。

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防治措施：

(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) 按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。

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。

6.3.4 营运期废水污染防治措施

本工程运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

本工程运营期的主要废水是采出水、井下作业废水和生活污水。

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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。生活污水依托哈得作业区公寓生活污水处理系统进行处理。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.3.5 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。

6.3.5.1 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、废水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。

（3）定期对开发井固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固

井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

(4) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3.5.2 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。

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，项目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：

表 6.3-4 项目污染防渗区划分

区域	项目		防渗要求
井场	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB16889 执行
站场	一般防渗区	装置区	
集输管线	一般防渗区	集输管线	采用玻璃钢管或柔性复合管，埋地保温非金属管钢接头外壁防腐：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.30m$ ，管道的连接方式应采用焊接。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
其他区域	简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

*

图 6.3-1 井场分区防渗图

6.3.5.3 管道刺漏防范措施

(1) 各新建场站设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场及试采点内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.3.5.4 地下水环境监测与管理

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。

表 6.3-5 地下水监测计划

点位	监测层位	监测频率	主要监测项目
MS3	孔隙潜水	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	石油类
ManS504-H2			

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。

6.3.5.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

建议在制定井场、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，并纳入到哈得采油气管理区应急预案中。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

6.3.6.1 固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的油泥（砂）、落地油、清管废渣和废防渗材料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》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。危险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》（DB65/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。

生活垃圾集中收集后运至已建的塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋场进行填埋处理。

6.3.6.2 固体废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本工程产生的油泥（砂）、井下作业废液、落地油、清管废渣和废防渗材料收集后委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔里木油田公司内部有较完善的道路系统，道路畅通且沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物处置单位

库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，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，满足本工程危废处置需求。因此，本工程危险废物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.3.7 土壤污染防治措施

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、计转站、管线泄漏点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 5 年监测 1 次。

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

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

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》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。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。③土地利用需符合用地指标政策。

按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作，对关停、搬迁和退役生产设施采取防止土壤和地下水污染的措施，对油气生产和储运等设施要制定退出方案，实施清除设施内残存物料、清理遗留污染等措施。地处沙地的退役油气井，平整土地，自然恢复。

退役期主要生态保护和恢复措施如下：

(1) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。

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

(3) 凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

(4) 拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。

(5) 在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

(6) 设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至临近环保站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

(7) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层成为污染地下水的通道。

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，本工程在促进新疆经济发展，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 8.15 亿，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，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 环保投资估算

工程总投资 8.15 亿元，在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 2420.28 万元，环境保护投资占总投资的 2.97%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施		费用（万元）	备注
生态恢复	施工迹地平整清理、永久占地硬化		50	总占地 367.04hm ²
	井场、站场、道路草方格防护		99.69	草方格布设面积 72.24hm ² ，每平方米 1.38 元
	水土保持措施		/	纳入水土保持方案投资
生态补偿	土地征购费及复垦费		40	可研提供
废水处理	施工期生活污水拉运及处理		12.09	共计 20160m ³ ，每方 6 元
	井下作业废水拉运与处理		70	35 口井，每口井/2 万
地下水	井场防渗	井口用永久占地等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行	52	单井防渗面积 10 m ² ，共计 350m ²
	集油计量阀组站	8 井式管汇撬、计量分离器撬		单座防渗面积 150m ² ，共计 525m ²
	满深 1 号计转站	生产分离器撬		防渗面积 150m ²
	果勒东 I	8 井式集油阀组撬、中		防渗面积 300m ²

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

	计转站	压计量分离器撬、生产分离器撬、事故罐(缓冲罐)、零位罐、污油泵		
固体废物处置	泥浆不落地设施		1050	35 口井，每口 30 万元
	施工期生活垃圾、建筑垃圾收集及运输		35	35 口井，每口 1 万元
	废机油、沾油废物等危险废物安全处置、落地油回收		56	/
环境风险	井口防喷器		828	8000 元×钻井天数×0.3
	应急放喷池		35	35 口井，1 万元/口
	硫化氢、可燃气体报警器		17.5	35 口井，每口 0.5 万元
环境管理	环境影响评价		20	
	环境保护竣工验收		20	
	环境监测		15	
	施工期环境监理		20	
合计			2420.28	

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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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 43 万 m³/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/m³进行计算，产生的经济效益为 86 万元/a。

(3) 固体废物

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，由于工程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 675 万元，环境保护投资占总投资的 0.59%。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，由哈得采油气管理区负责运行。

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，由哈得采油气管理区负责运行，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采油气管理区负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

阿克苏地区生态环境局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，审查该项目的环评报告书，指导阿克苏地区生态环境局沙雅县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本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。

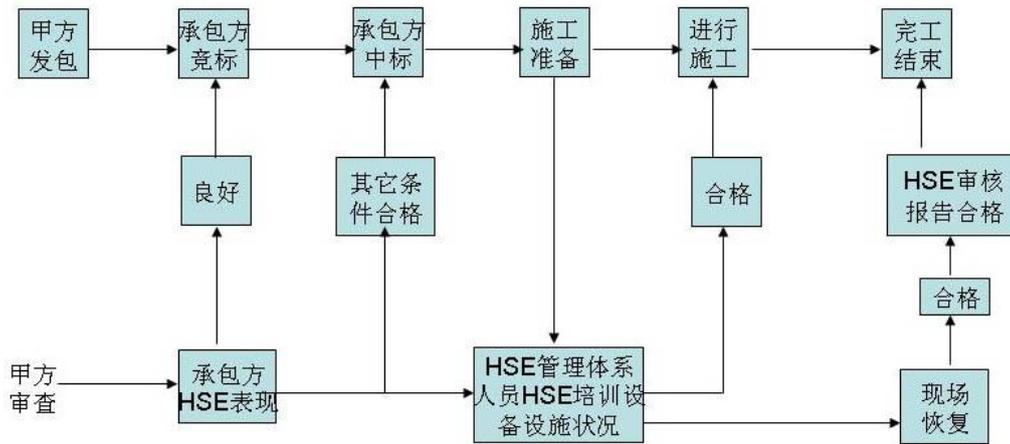


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(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管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 8m。

②道路工程

本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 2m 的范围内。

③井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(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、站场、 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。	

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围; ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施; ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌,是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施; ②施工季节是否合适; ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被,有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况,包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况,防止闲置和正常运行; 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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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采油气管理区 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，在管理上要强制制度的落实，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	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
2	噪声	井场厂界	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、砷、六价铬	每年 2 次
4	土壤	井场内、外土壤	石油烃	5 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

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
	非甲烷总烃	井场	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 ）

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程环境影响报告书

项目	污染源	产生位置	验收清单	验收标准
	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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中的有关标准后回注油层。	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
噪声	井口、站场装置、井下作业	井场、试采点	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中2类区标准
固废	油泥(砂)、清管废渣等危废	井场、管线	委托库车畅源环保科技有限公司等有资质的单位无害化处置	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	井下作业废液	井场	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	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	落地油	井场	委托库车畅源环保科技有限公司等有资质的单位无害化处置	《危险废物转移管理办法》
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、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	纳入哈得采油气管理区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	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	--	17.273	-	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技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	做好固井、井控,防污染地下水
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
		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	--	--			
		SS			0	0	0	--	--			
	井下作业废水	石油类	0	0	0	--	--					
		SS	0	0	0	--	--					
	生活污水	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、废防渗材料、清管废渣	集中收集	委托库车畅源生态环保科技有限公司进行处理	0	0	0	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)		
			井下废液	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	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	做好固井、井控,防污染地下水
		落地油	集中收集	送哈一联回收	0	0	0	--	--	--	--	

9. 结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

富满油田满深 4-满深 501H 井区开发地面工程位于塔里木河以南，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，本项目位于富满油田满深区块及果勒东区块范围内，距离沙雅县哈德墩镇奥普坎村约 45km，生产运行管理由塔里木油田分公司哈得采油气管理区。

主要建设内容为：①工程方案地质总体部署 67 座，其中新钻 35 口井（包括 ManS5-H11、ManS2-H4、ManS3-H10、ManS3-H4、ManS301-H4、ManS3-H1、ManS401-H2、ManS502-H4、ManS502-H2、ManS301-H1、ManS503-H2、ManS502-H7、ManS5-H1、ManS2-H6、ManS2-H2、ManS3-H13、ManS3-H11、ManS401-H3、ManS502-H6、ManS502-H8、ManS2-H8、ManS3-H12、ManS2-H3、ManS3-H9、ManS501-H4、ManS503-H5、ManS502-H3、ManS5-H10、ManS2-H1、ManS301-H2、ManS4-H5、ManS4-H4、ManS503-H7、ManS502-H5、ManS301-H3），平均进尺深 8229m，总进尺 28.8×10^4 m；单井采用放射状管网布局，井口→阀组站（可跨越直接进计转站）→计转站→联合站的布站方式，②扩建 2 座集油计量配水阀组站（简称阀组站），分别为满深 3-1 号阀组及满深 4-1 号阀组；③改扩建已建满深计转站、改扩建果勒东 I1 号计转站及已建果勒东 I2 号计转站；④共新建单井管道 155km；⑤新建哈四联至富源联合站间转水管道 13.5km；新建富源联合站至满深计转站、果勒东 I1 号计转站、果勒东 I2 号计转站转水管道 57km；新建 3 座计转站至 3 座阀组站间供水管道 23.3km；⑥新建油区沥青道路 95.2km；⑦新建 1 座果勒东 35kV 变电站及 35kV 架空线路。同时工程相配套的自控仪表、通信、供配电、结构、消防、防腐等辅助设施。最大新建原油产能 100×10^4 t/a，天然气产能 4.53×10^8 Nm³/d。

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）》（2021 修正），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“十四五”发展规划》、《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

本工程距生态保护红线区约 17km，敷设管线、道路等工程未穿越红线，不在生态保护红线范围内；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	排放量	排放去向	
废气	无组织排放	烃类	17.27t/a	17.27t/a	大气	
		硫化氢	0.096t/a	0.096t/a	大气	
废水	采出水	采出水量	43×10 ⁴ t/a	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	249.52t/a	0		
		氨氮	1.99t/a	0		
		石油类	2.93t/a	0		
		总氮	10.90t/a	0		
		挥发酚	0.3t/a	0		
	生活污水	水量	292t/a	0	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。	
		井下作业废水	井下作业废水量	1330t/a	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	1.83t	0	
石油类	0.15t	0				
固体废物	油泥(砂)	石油类	9076t/a	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	0.14t/2a	0		
	废防渗材料	石油类	8.75t/a	0		
	废压裂液	石油类	2098.095m ³ /a	0	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。	
	废酸化液	石油类	464.8 m ³ /a	0		
	废洗井液	石油类	442.58t/a	0		
	生活垃圾	生活垃圾	1.83t/a	0	运至已建的塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋场进行填埋处理	
	落地原油	石油类	0.35t/a	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《2021 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，2021 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂、PM_{2.5} 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 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。

(2) 水环境质量现状

地下水环境质量现状监测结果表明：各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准类标准。超标与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性。

(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。工程区域主要为荒漠生态系统，本工程距离塔里木河 48km，满深 501H 井距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近为约 38km，距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近约 17km，距离盖孜库木沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园约 46km，本工程所有占地均不涉及生态敏感区。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。井区地表主要以半固定沙丘和流动沙丘为主，

地表无植被，零星生长有柽柳灌丛。主要土壤为风沙土，土地利用类型为沙地，工程区全部为流动沙丘所覆盖，基本无植被。部分大的沙丘间的洼地，有零星多枝柽柳群系生长。群落组成贫乏单一，结构简单。

9.1.5 环境影响预测与分析

9.1.5.1 生态环境影响分析

本项目的占地包括永久占地和临时占地，总占地 367.04hm²，永久占地面积 77hm²，临时占地面积 290.04hm²，占地类型均为沙地，占地以临时占地为主，占地以临时占地为主，工程区基本无植被，对土地资源和植被影响较小。

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、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，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。

项目运营期噪声较小，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钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污

水。钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统，分离后循环利用，不外排。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。生活污水由生活污水罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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

本工程在施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。施工土方用于周边场地平整。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工业固废填埋池填埋处置。生活垃圾集中收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场处置。

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对油田区域内的永久性占地（井场）和临时性占地（井场、集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被区域，对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，优化管道选线，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，单井管线施工临时占地作业带宽度不得超过 8m，减少对地表的碾压。

③施工期充分利用现有油田道路，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动。

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。。

⑥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，

⑦施工结束及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。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施工期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）。避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率。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。

②运营期采用密闭集输流程，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施工期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。

②运营期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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。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技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

(4) 固体废物污染防治措施

①本工程在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。施工土方用于周边场地平整。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工业固废填埋池填埋处置。生活垃圾集中收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场处置。

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，委托库车畅源环保科技有限公司进行处理；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。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运营期生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋场进行处置。

（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，使项目的建设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）》（2021 修正），“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》《石油天然气开采也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》《塔里木油田“十四五”发展规划》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) 工程完成后，尽快组织开展竣工环境保护验收。

(3) 严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》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。