目 录

1、概述.....1
1.1 建设项目特点.....1
1.2 环境影响评价的工作过程.....1
1.3 分析判定相关情况.....4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....4
1.5 环境影响评价的主要结论.....5
2.总则.....7
2.1 评价目的与原则.....7
2.2 编制依据.....8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....11
2.4 环境功能区划.....14
2.5 评价因子和评价标准.....19
2.6 污染控制目标与环境保护目标.....29
2.7 评价时段和评价重点.....31
2.8 评价方法.....31
3.建设项目工程分析.....32
3.1 工程概况.....32
3.2 工程分析.....47
3.3 清洁生产水平分析.....61
3.4 污染物排放总量控制.....67
3.5 相关法规、政策符合性分析.....68
3.6 相关规划符合性分析.....74
3.7 选址、选线合理性分析.....81
3.8“三线一单”符合性分析.....81
4 环境现状调查与评价.....84
4.1 自然环境概况.....84
4.2 生态环境现状调查与评价.....87
4.3 环境空气质量现状调查与评价.....102

4.4 声环境现状.....104
4.5 水环境现状调查与评价.....105
4.6 土壤环境现状调查与评价.....114
5.环境影响预测与评价.....119
5.1 生态环境影响分析.....119
5.2 大气环境影响分析.....125
5.3 声环境影响分析与评价.....132
5.4 水环境影响分析.....135
5.5 固体废物影响分析.....146
5.6 土壤环境影响分析.....148
5.7 环境风险评价.....155
6.环境保护措施及可行性论证.....173
6.1 设计期环境保护措施.....173
6.2 施工期环境保护措施.....174
6.3 运营期环境保护措施.....181
6.4 服役期满后环境保护措施.....187
7.环境影响经济损益分析.....191
7.1 社会效益和经济效益.....191
7.2 环境经济损益分析.....191
7.3 环境经济损益分析结论.....194
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系.....195
8.1 环境管理机构.....195
8.2 开发期环境管理及监测.....196
8.3 运营期环境管理及监测.....200
8.4 环境影响后评价.....204
9.结论与建议.....205
9.1 评价结论.....205
9.2 建议.....210

1、概述

1.1 建设项目特点

富满油田跃满-富源-富源III区块位于塔里木河以南，行政上主体隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约 6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约 33km。该区地势平坦，整体呈西高东低的特征，地表海拔在 940~990m 之间，地表为塔里木河中游南岸洪泛平原及沙漠区。气候为温带大陆性干旱型气候，冬季干冷，夏季酷热，终年干燥少雨。区内交通条件较差，主要以砂石路面临建路为主，公共通讯条件较差，除局部架设通讯基站外，其余地段基本无信号覆盖。

富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案项目计划部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站），新建各类集输管线 228.96km，新建产能 44×10^4t/a，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

本工程属石油天然气开采项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

项目区位于富满油田已开发区块内，所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区，项目占用地方公益林，属天然林。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响评价报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》中有关规定，2021 年 8 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程研究院委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案环境影响报告书》（委托书见附件 1）。

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。委托新疆中测测试有限责任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。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

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

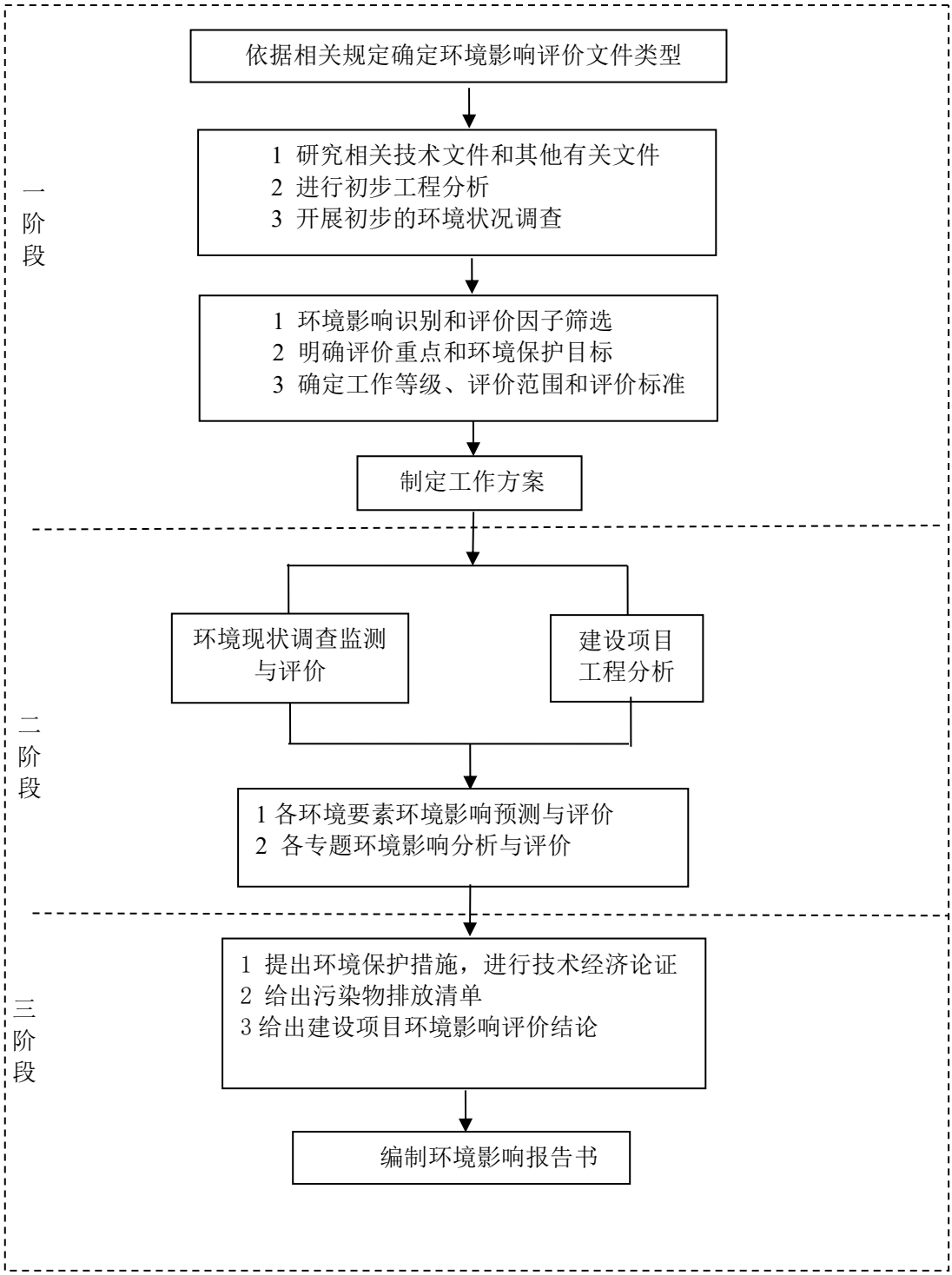

图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

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

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》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。

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》。

对照《新疆生态功能区划》，项目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（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为油气开采项目，本次评价对象为钻井及地面工程，环境影响因素主要来源于采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，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，本项目不涉及自然保护区、风

景名胜区、水源保护区等敏感区。重点保护目标是：评价范围内的塔里木河流域重点治理区、本项目 YueM1-3C 井、YueM1-5C 井、YueM1C 井周边耕地、YueM1-5C 井场东北侧约 260m 的库木博斯坦村、YueM1-3C 井场西北侧约 900m 的英博斯坦村、与项目区较近的新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区、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、新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区、沙雅国家沙漠公园、以及本项目占用的地方公益林。

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、计转站加热炉燃烧废气、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。

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，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 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年续订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	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 年修订）	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	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 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	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
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	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
9	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
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
11	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		

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	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（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	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	国家沙化土地封禁保护区管理办法	林沙发〔2015〕66 号	2015-07-01
13	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
14	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
15	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
16	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
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	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
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
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 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019.01.21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发[2007]175 号	2007-08-01
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
9	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
10	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330 号	2011-07-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389 号	2011-07-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
17	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
18	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
19	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
20	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
21	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
22	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
23	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01
24	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
25	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142 号	2020-7-30
26	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	/

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01

10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程研究院，2021.8；

（2）《富满油田跃满－富源－富源III区块产能建设方案及指标预测》，勘探开发研究院，2021.8。

（3）《富源油田富源、富源III及跃满区块初步开发地面方案》，勘探开发研究院，2021.9。

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

本项目计划采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站），新建各类集输管线 228.96km，新建产能 44×10^4t/a，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程，油气处理依托哈得一联合站。

本项目主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井井场、站场、管线、井场道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、井场、管线、道路建设，以生态影响为主。

①钻井

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新钻水平井单井设计井深 6700m，侧钻井单井设计井深 760m，钻井总进尺 118600m，钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及洗井等。

钻前工程：钻井的井位确定后，平整井场，修建井场道路；井场道路建好后，用汽车将钻井设备运至井场安装。井场道路建设的主要环境影响是施工占地造成的地表土壤和植被的破坏，引起水土流失和扬尘。

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行时产生废气，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的岩屑等固体废弃物。

②管线和道路建设

本项目新建各类集输管线 228.96km，其中单井集油管线 157km；集油干线 32km；输气干线 32km；各型号无缝钢管 7.96km、道路 32km。管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

③井场、站场建设

新建无人值守采油井场 31 座，其中 16 座 DN100 电磁加热含硫油井标准化井场和 15 座 DN100 常温含硫油井标准化井场；新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站）。这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物以及计转站加热炉燃烧废气，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为落地油泥。

（3）闭井期

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

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

表 2.3-1　　影响因素识别

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
		施工机械和车辆废气、施工扬尘	钻井废水、试压废水、生活污水	泥浆、岩屑、弃土弃方建筑垃圾、生活垃圾	钻机、施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢、颗粒物、SO_2、NO_2	生产废水、井下作业废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析油气开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； （3）油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油气开发对当地农牧业影响； （5）油气开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	石油烃
地表水	pH 值、溶解氧、COD、耗氧量、BOD5、挥发酚、氟化物、硫化物、氨氮、氰化物、铜、锌、砷、镉、汞、铅、六价铬、总磷、总氮、石油类	石油类
地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总	石油类

	数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类	
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、 CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	非甲烷总烃、H_2S、颗粒物、SO_2、NO_2
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	油泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	风险物质：原油、天然气、H_2S（1）对油田运营期可能发生的井喷事故进行影响分析；（2）结合当地的气象条件，对油田运行期间集输管道可能发生的泄漏事故进行预测分析；

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约 6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约 33km，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本项目 YuwM1-3C 井距离塔里木河约 7km，塔里木河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准。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，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。区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约 6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约 33km，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》（2005 版），项目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（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

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

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

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

表 2.4-1　　环境空气质量标准

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

2.4.2.2 水环境

（1）地表水

根据《中国新疆水环境功能区划》，塔里木河干流在项目区段为农业用水，主导功能为景观娱乐用水，水质目标为IV类，塔里木河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的IV类标准，有关标准限值见表 2.4-2。

表 2. 4-2　　地表水质量标准

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH	6-9	12	砷（mg/L）	≤0.1
2	高锰酸盐指数（mg/L）	≤10	13	汞（mg/L）	≤0.0001
3	化学需氧量（mg/L）	≤30	14	镉（mg/L）	≤0.005
4	五日生化需氧量（mg/L）	≤6	15	六价铬（mg/L）	≤0.05
5	氨氮（mg/L）	≤1.5	16	铅（mg/L）	≤0.05
6	总磷（mg/L）	≤0.3	17	氰化物（mg/L）	≤0.2
7	总氮（mg/L）	≤1.5	18	挥发酚（mg/L）	≤0.01
8	铜（mg/L）	≤1.0	19	石油类（mg/L）	≤0.5
9	锌（mg/L）	≤2.0	20	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3
10	氟化物（mg/L）	≤1.5	21	硫化物（mg/L）	≤0.5
11	硒（mg/L）	≤0.02			

表 2.4-2 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的IV类标准单位：mg/L，pH 除外

（2）地下水

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 2.4-3。

表 2.4-3　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	项目	标准限值
1	pH 值（无量纲）	6.5～8.5
2	NH^{4+}	≤0.50
3	NO^{3-}	≤20.0
4	NO^{2-}	≤1.00
5	酚	≤0.002
6	氰	≤0.05
7	As	≤0.01
8	Hg	≤0.001
9	Cr^{6+}	≤0.05
10	总硬度	≤450
11	Pb	≤0.01
12	F-	≤1.0
13	Cd	≤0.005
14	Fe	≤0.3
15	Mn	≤0.10
16	TDS	≤1000
17	CODMn	≤3.0
18	SO_4^{2-}	≤250
19	Cl^-	≤250
20	含油量	≤0.05

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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值及《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。见表 2.4-4、2.4-5。

表 2.4-4　　建设用地土壤污染风险筛选值

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

表 2.4-5　　农用地土壤污染风险筛选值

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

6	总汞	mg/kg	38
7	镍	mg/kg	900
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃（mg/kg）	mg/kg	4500

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准；锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6　　大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H_2S	厂界标准	0.06	GB14554-93
NOx	新建锅炉大气污染物排放浓度限值	200	（GB13271-2014）
SO_2		50	
烟尘		20	

2.4.3.2 废水

运行期本项目产生的采出水依托哈得一联合站污水处理系统处理达标后回注油层，井下作业废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm² 的标准，标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7　　《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（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

2.4.3.3 噪声

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

声限值见表 2.4-8。

表 2.4-8　　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

本工程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《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本次大气环境影响评价等级判定废气排放源选择富源III 1 号计转站加热炉排放的烟气以及富源III 1 号计转站和代表性井场无组织排放非甲烷总烃及硫化氢。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 SO_2、NO_X、烟尘、非甲烷总烃、硫化氢为候选因子核算，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：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi}—环境空气质量标准，μg /m³。一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。估算模式所用参数见表 2.5-2。

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}≥100%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

表 2.5-2　　估算模型参数表

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

根据预测结果可知，本工程对周边大气环境的影响主要来自富源III 1 号计转站无组织排放的非甲烷总烃，其最大占标率在 1%≤P_{max}＜10%范围内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）的要求，因此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）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，本工程的 D10%＜2.5km，以计转站为中心区域，边长为 5km×5km 的矩形。大气评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011），本项目所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区，项目占用地方公益林，属天然林，属于重要生态敏感区。本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。项目新增永久占地面积 19.44hm²，临时占地面积 193.43hm²，总占地面积为 212.87hm²，占地面积在 2-20km² 范围内，管线总长度共计 228.96km，据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.5-3，本工程生态环境影响评价工作等级确定为一级。

表 2.5-3　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km² 或 长度≥100km	面积 2-20km² 或 长度 20-100km	面积≤2km² 或 长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为单井、站场边界向外扩展 1000m 范围；集输管线两侧各 200m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

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

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-4）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 2.5-4　　地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于I类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-5，评价等级为二级。

表 2.5-5　　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

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目井场和站场调查、评价范围为 6km^2，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目，本项目 YuwM1-3C 井距离塔里木河约 7km，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，与地表水无水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

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

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

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

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.5-6。

表 2.5-6　　环境风险评价等级划分

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析 [a]
A 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。见附录 A。				

项目运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气、硫化氢，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油泄露和天然气、硫化氢的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）本项目风险评价等级判定如下：

2.5.6.1 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-7 确定环境风险潜势。

表 2.5-7　　建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	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
环境轻度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ+为极高环境风险				

（1）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-8。

表 2.5-8　　本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气（伴生气）	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等）	/	2500
3	硫化氢	7783-06-4	2.5

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

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

式中：q1，q2，・・・，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，・・・，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程不涉及危险物质的存储，工程共新建各类集输管线 228.96km，其中单井集油管线 157km（DN100 5.5MPa）；集油干线 32km（ 玻璃钢管 DN200 4MPa）；输气干线 32km（DN300 4MPa）；各型号无缝钢管 7.96km。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程单井管线至新建计量站均设置截断阀，本项目新建富源III 1 号计转站至哈一联集油干线约 22km、富源III 3 号计转站至哈一联集油干线约 10km、故本次评价对富源III 1 号计转站至哈一联约 22km 的集油干线、输气干线进行评价。

原油密度按照 0.8211t/m^3、天然气平均相对密度 0.8061，天然气中硫化氢平均含量约 2485mg/m^3。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 5.5Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

根据计算，集油干线最大储油量约为 453.8t，输气干线常压下储气量约为 1.62t，带压状态在储气量约为 64.16t，硫化氢含量约为 0.03t。

本工程辨识结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9　　本项目集油干线、输气干线危险单元 Q 值一览表表

序号	时期	位置	储存装置	物质名称	临界量（t）	最大储存量（t）	Q
1	运行期	集输管线	集油干线	原油	2500	453.8	0.18
2		输气干线	输气干线	天然气	10	64.16	6.4
				硫化氢	2.5	0.03	0.012
合计							6.592

根据上表计算结果，本项目 Q=6.592，1≤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≤20；5＜M3≤10；M4=5）。行业及生产工艺（M）详见表 2.5-10。

表 2.5-10　　行业及生产工艺（M）（附录 C 中表 C.1）

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

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

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

③危险物质及工艺系统危险性（P）

建设项目的危险物质及工艺系统危险性等级（P）的判断见下表 2.5-11，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 2.5-11　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

本项目 1≤Q＜10，危险物质及工艺系统危险性确定为 P4。

（2）E 的分级确定

①大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，具体分级原则见下表 2.5-12。

表 2.5-12　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

本项目距离塔里木河 7km，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 2.5-13、2.5-14。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 2.5-13　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。

表 2.5-14　包气带防污性能分级

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

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

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高

度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-15。

表 2.5-15　　地下水环境敏感程度分级

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

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

（3）建设项目环境风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分见下表 2.5-16。

表 2.5-16　　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。

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。

本项目的风险综合潜势判定过程见表 2.5-17。

表 2.5-17　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	

2.5.6.2 评价工作等级划分

评价工作等级划分依据详见表 2.5-18。

表 2.5-18　评价工作等级划分

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

根据表 2.5-20，本工程环境风险评价工作等级为三级。

2.5.6.3 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 100m 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 19.44hm^2，属于中型项目，且本工程 YueM1-3C、YueM1-5C、YueM1C 周边存在耕地，土壤环境为敏感，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 2.5-19。

表 2.5-19　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场和站场的土壤评价范围为井场和站场边界向外扩展 1000m 范围。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

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

（2）保证项目建成后，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

富满油田跃满-富源-富源III区块位于塔里木河以南，行政上主体隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约 6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约 33km。现场踏勘结果表明，本项目不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。项目部分井位占用地方公益林，YueM1-3C 井、YueM1-5C 井、YueM1C 井周边存在耕地、库木博斯坦村位于 YueM1-5C 井场东北侧约 260m、英博斯坦村位于 YueM1-3C 井场西北侧约 900m 以及与项目区较近的新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区、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、新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区、沙雅国家沙漠公园。本工程评价范围及环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	库木博斯坦村居民	YueM1-5C 井场东北侧约 260mm	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
		英博斯坦村居民	YueM1-3C 井场西北侧约 900m	
2	声环境	项目区声环境	项目区周边	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
3	地表水	塔里木河	YuwM1-3C 井距离塔里木河约 7km	不对地表水产生污染影响
4	地下水	评价区地下水	项目区及周边	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准
5	生态	塔里木河流域重点治理区	项目区	保护项目区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，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。
		新疆沙雅县塔里木河	FY105-H1C 井	保护湿地生态系统

		上游湿地自然保护区	750m 南侧约 2.76km	
		塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区	本项目周边	面积不减少、性质不改变、功能不降低
		新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区	YueM7-H3 井西侧约 50m	保护沙化封禁保护区生态系统
		沙雅国家沙漠公园	YueM7-H3 井西侧约 1.7km	保护沙漠公园生态系统
6	环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

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. 建设项目工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 项目基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案

项目性质：改扩建

3.1.1.2 建设地点

富满油田跃满-富源-富源III区块位于塔里木河以南，行政上主体隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约 6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约 33km。

本项目地理位置中心坐标为。地理位置图见图 3.1-1。

3.1.1.3 建设内容及规模

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站），新建各类集输管线 228.96km，新建产能 44×10^4t/a，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

项目工程组成见表 3.1-1。

表 3.1-1　　项目组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
产能			部署采油井31口（新钻水平井16口，侧钻井15口），新建产能44×10^4t/a
主体工程	钻井工程	水平井	16口，单井设计井深6700m，钻井总进尺10.72×10^4m，采用三开井身结构
		侧钻井	15口，钻井总进尺11400m，原井基础上侧钻
		钻井液体系	本项目钻井过程中，一开及二开上部采用水基非磺化钻井液体系，二开下部及三开采用聚磺钻井液体系。
	采油工程		衰竭式+注水开发，根据单井实际生产情况择机注水
	井场		新建31座采油井场
	单井集油管线		新建单井集油管线157km　玻璃钢管 DN100 5.5MPa
	集油干线		新建集油干线32km　玻璃钢管 DN200　4MPa
	输气干线		新建输气干线32km　DN300 4MPa
	无缝钢管		新建各类无缝钢管7.96km

	单座计转站工程量		
	新建富源III 1号计转站、富源III 3号计转站		8 井式管汇橇 2 座
			计量橇 1 座
			1000kW 加热炉橇 3 座
			生产分离器橇 3 座
			外输油泵 3 座
			50m^3 事故罐 3 座
辅助工程	道路		井场道路32km，砂石路面，宽4.5m
	供电工程		供电电源考虑引自35kV钻井线跃果线供电，后期正式开发方案考虑自就近可靠电源点引接。
	供水工程		钻井过程用水由罐车拉运，运行期不消耗新鲜水
	通信工程		油田内部传输采用光纤以太网传输，井场、阀组数据接入各计转站上传哈一联。
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，油气通过管道就近混输各计转站，再分输至哈得一联合站进行处理。
		加热炉燃气废气	本项目新建2座计转站内加热炉燃气排放，燃料为干气（处理后的返输天然气），属于清洁燃料，烟囱高度为10m。
	废水	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	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。
	固废	含油污泥	本项目产生的含油污泥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	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得一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。
依托工程	哈得一联合站		本项目油气水通过管道输送至哈得一联合站进行处理。哈得一联合站是哈得油田第 2 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北 7.0km，占地面积 3.5×10^{4}m^3，设计原油处理规模 145×10^{4}t/a，天然气已建处理规模 200×10^{4}Nm^3/d，含油污水处理规模 5000m^3/d，注水规模 3050m^3/d，清水处理能力为 90m^3/d（消防用水、生活用水）。
	富源联合站		本工程运营期后期，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。

3.1.1.4 工程投资

工程总投资 106520.7 万元（钻井工程 97995.7 万元、地面工程 8525 万元）。

3.1.1.5 劳动组织及定员

本项目运营期不新增劳动定员，均依托富满油田工作人员，井场无人值守。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 地层特征

富满油田自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，其中奥陶系为主要目的层。根据已钻井钻遇地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中奥陶统一间房组，中-下奥陶统鹰山组，其中一间房组区内厚度 150m 左右，岩性以浅褐灰、灰褐色亮晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩为主，夹瓶筐石生物障积岩和藻粘结岩，电性跟上覆地层相比，具有低的自然伽玛和较高的电阻率值，是本区主要的储层段和油气产层段。

3.1.2.2 构造特征

富满油田主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。跃满－富源－富源III区块位于富满油田的北部，区块内奥陶系一间房组整体表现为一个向东南倾斜的斜坡。

3.1.2.3 储层特征

富满油田奥陶系一间房组储层主要是岩溶缝洞型储层，岩心物性体现的是基质物性，不代表储层的真实物性，次生的溶蚀孔、洞、缝是主要储集空间，成像测井、钻录井的放空漏失、试井、试采等综合分析，才能真实的反映缝洞型碳酸盐岩非均质储层特征。

3.1.2.4 油藏特征

（1）油藏类型

跃满－富源－富源III区块区块奥陶系碳酸盐岩油藏是富满油田的一部分，是受断裂和岩溶储层共同控制的缝洞型碳酸盐岩油藏，目前整体上天然能量充足，驱动类型以天然水驱为主，弹性驱动为辅，油藏中部埋深 7060m 左右，油藏中部海拔深度-6100m 左右。

（2）温度、压力系统

根据实测油藏温度与压力资料回归分析，油藏温度为 146.93～153.86℃，

油藏压力为 82.35～84.82MPa，压力系数为 1.14～1.16，属于正常温度压力系统。

（3）流体性质

富满油田原油属于低粘度、低含硫、少胶质和沥青质的中轻质原油。地面原油密度 0.7950～0.8772g/cm^3，平均 0.8211g/cm^3，整体表现为果勒、玉科区块低，跃满、跃满西及富源区块较高，哈得 23 区块最高；50℃原油粘度 1.23～6.27mPa·s，平均 2.58mPa·s；原油凝固点-30～22℃，平均-8.5℃；原油含硫量 0.008%～0.700%，平均 0.197%；胶质+沥青质含量 0.11%～7.71%，平均 1.14%。

天然气取样分析结果表明，天然气相对密度 0.6059～1.2750，平均 0.8061；甲烷含量 42.28%～87.50%，平均 69.64%；乙烷以上含量 2.50%～30.95%，平均 12.10%；表现出典型湿气特征。富满油田 H_2S 含量总体偏高，目前已钻单井 H_2S 含量最高为 89600mg/m^3（YueM801-H6 井），但个别井不含 H_2S，分布范围 0～89600mg/m^3，平均 2485mg/m^3，天然气总体属于中含硫天然气。

PVT 数据分析，地层原油密度 0.5770～0.7400g/cm^3，平均为 0.6527g/cm^3；地层原油粘度 0.44～1.16mPa·s，平均为 0.74mPa·s；原油体积系数 1.1780～2.0238，平均为 1.5588；饱和压力 12.60～42.63MPa，平均为 25.39MPa。根据相态研究成果，大部分井地层温度低于临界温度，地层压力远高于泡点压力，地饱压差大（38.2～68.5MPa），平均为 50.0MPa，属于未饱和油藏。富满油田总体为黑油油藏，局部为挥发性油藏，玉科 3 井区以东为凝析气藏。

3.1.2.5 储量概况

富满油田跃满区块奥陶系一间房组油藏 2015 年上交探明石油地质储量 2725.56×10^{4}t，溶解气 80.73×10^{8}m^3，含油面积 245.82km^2；富源区块奥陶系一间房组油藏 2018 年上交探明石油地质储量 2092.08×10^{4}t，溶解气 37.72×10^{8}m^3，含油面积 31.96km^2，富源III区块奥陶系一间房组油藏预计 2021 年底上交预测石油地质储量 7435.85×10^{4}t，溶解气 185.85×10^{8}m^3，含油面积 325.62km^2。

3.1.3 开发方案

3.1.3.1 本项目部署方案

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站），新建各类集输管线 224.98km，新建产能 44×10^{4}t/a，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

（1）富源区块

本工程富源区块的 10 口井中，有 4 口井可进富源 1 计转站，6 口井进富源 2 计转站。

采用单井进站工艺既井口→计转站（设阀组）→联合站的三级布站方式，最终输送至哈得一联合站处理。

（2）富源III区块

本工程富源III区块的 15 口井中，7 口单井（FY303-H2、FY3-H1、FY3-H2、FY302-H3、FY302-H2、FY302-H4、FY303-H6）进入拟新建富源III 1 号计转站；6 口单井（HD32-H5、HD32-H7、HD32-H9、HD32-H3、HD302-H1、HD302-H2）进入拟新建富源III 3 号计转站；HD30-H4 就近接入 1#计量间，HD30-H8 就近接入 9#计量间，最终均输送至哈得一联合站处理。

（3）跃满区块

本工程跃满区块的 6 口井就近接入阀组，转输至跃满转油站。

采用单井进站工艺既井口→计转站（设阀组）→联合站的三级布站方式，最终输送至哈得一联合站处理。

3.1.3.2 开发指标预测

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建产能 44×10^4t/a，稳产 4 年。

3.1.4 主体工程

主体工程包括钻井工程、采油工程和地面工程，其中地面工程包括井场、计转站、集输管线建设。

3.1.4.1 钻井工程

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新钻水平井单井设计井深 6700m，侧钻井单井设计井深 760m，钻井总进尺 118600m。新钻井及侧钻井基本情况见表 3.1-2。

表 3.1-2　　各基本情况统计表

序号	井号	井类别	井口坐标		目的层位
			X	Y	
跃满区块					
1	YueM1-5C	侧钻井			一间房组

2	YueM5-1C	侧钻井			一间房组
3	YueM7-H3	开发井			一间房组
4	YueM3-1C	侧钻井			一间房组
5	YueM1-3C	侧钻井			一间房组
6	YueM1C	侧钻井			一间房组
富源区块					
1	富源 103C	侧钻井			一间房组
2	富源 202C	侧钻井			一间房组
3	FY201-1C	侧钻井			一间房组
4	FY105-H1C	侧钻井			一间房组
5	FY203C	侧钻井			一间房组
6	FY208C	侧钻井			一间房组
7	FY204-1XC	侧钻井			一间房组
8	FY204C	侧钻井			一间房组
9	FY103-1XC	侧钻井			一间房组
10	FY103-H3C	侧钻井			一间房组
富源III区块					
1	FY303-H2	开发井			一间房组
2	FY303-H6	开发井			一间房组
3	HD302-H1	开发井			一间房组
4	HD302-H2	开发井			一间房组
5	HD30-H8	开发井			一间房组
6	HD32-H3	开发井			一间房组
7	HD32-H5	开发井			一间房组
8	HD32-H7	开发井			一间房组
9	HD32-H9	开发井			一间房组
10	FY3-H1	开发井			一间房组
11	FY3-H2	开发井			一间房组
12	FY302-H3	开发井			一间房组
13	FY302-H2	开发井			一间房组
14	FY302-H4	开发井			一间房组
15	HD30-H4	开发井			一间房组

（1）井身结构

本项目新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口，采用三开水平井井深结构。井身结构图见图 3.1-2。

一开 16″井眼，下入 10 3/4″表层套管至 1500m 左右；二开 9 1/2″井眼，

下入 7 7/8″技术套管封吐木休克泥岩段；三开 6 3/4″井眼，裸眼完井(筛管备用)。侧钻井在井眼条件允许的条件下选择裸眼侧钻，6 3/4″井眼，裸眼完井(筛管备用)；无法裸眼侧钻的选择 7 7/8″技术套管开窗侧钻，一开 6 3/4″井眼，下入 5 1/2″技术套管封吐木休克泥岩段，二开 4 5/8″井眼，裸眼完井。

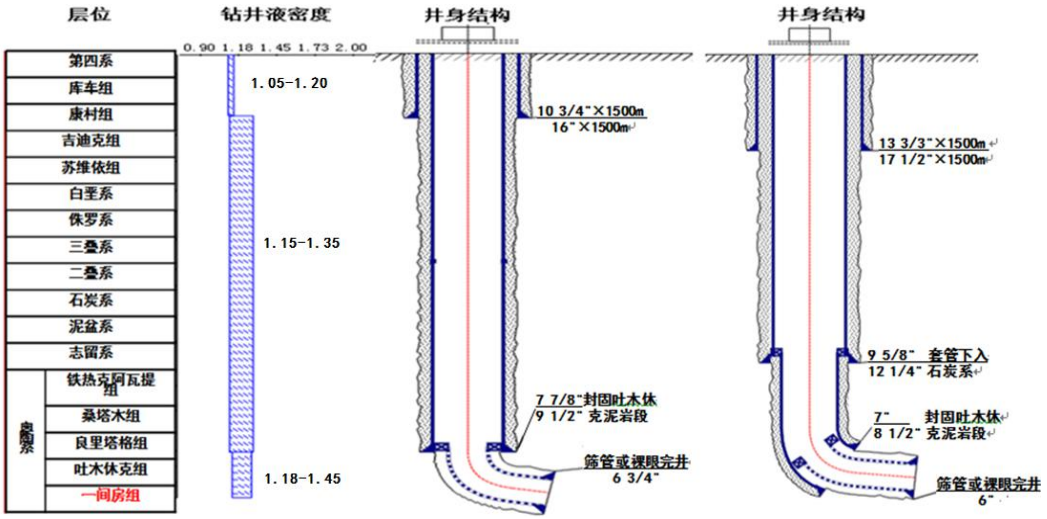

图 3.1-2　　井身结构示意图

（2）钻井液

本项目钻井过程中，一开及二开上部采用水基非磺化钻井液体系，二开下部及三开采用聚磺钻井液体系。

一开采用膨润土-聚合物体系，密度 1.05～1.20g/cm^3。

二开上部古近系-白垩系采用聚合物体系，密度 1.15～1.35g/cm3；二开下部白垩系-石炭系采用聚磺体系，密度 1.15～1.35g/cm^3，二开长裸眼井段易井壁失稳，加强钻井液封堵、抑制及防塌性能。

三开采用聚磺体系，密度 1.18～1.45g/cm^3。

（3）固井

一开采用常规密度水泥浆一次上返固井。

二开若钻井过程未发生漏失，则采用 1.20g/cm^3 超低密度水泥浆+1.88g/cm^3 常规密度水泥浆一次上返固井；若钻进过程发生漏失，则采用封隔式分级箍双级固井。三开采用常规密度水泥浆尾管固井。

（4）完井方式

结合油藏工程方案设计，储集空间类型以洞穴、溶蚀孔洞及裂缝储层为主，易漏失，对漏失储层不宜采用套管固井射孔完井，鉴于哈拉哈塘油田部分油井

该区地层良里塔格与土木休克垮塌严重问题，推荐完井方式如下：

若油层套管可以下到一间房组井则采用裸眼完井，以便后期加深和侧钻；

其余均采用筛管完井，管外封隔器可以隔挡上部地层垮塌，防止油井砂埋。

3.1.4.2 采油工程

采用衰竭式+注水开发，根据单井实际生产情况择机注水。

结合哈拉哈塘油田其它井区现场应用的举升方式和实际应用效果，初步确定前期采用自喷采油，后期地层能量不足时采用抽油机井注水替油方式采油，并配套相应的防砂措施。

3.1.4.3 地面工程

（1）井场

本工程新建无人值守采油井场 31 座，其中 16 座 DN100 电磁加热含硫油井标准化井场和 15 座 DN100 常温含硫油井标准化井场，采油井场由采油树、RTU 柜、气体报警控制器柜、配电柜等组成。

（2）集输管线

本项目新建各类集输管线 228.96km，其中单井集油管线 157km；集油干线 32km；输气干线 32km；各型号无缝钢管 7.96km。

（3）计转站

本工程新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站）。

各区块油气集输设计工作量见表 3.1-3-3.1-5。

表 3.1-3 富源区块油气集输设计工作量统计表

序号	名称	单位	数量	备注
一	**集油区**			
1	采油井场			
1）	DN100 电磁加热含硫油井标准化井场	座	10	
二	**集输线路**			
1	单井集油管线 玻璃钢管 DN100 5.5MPa	km	47	埋地保温

表 3.1-4 富源Ⅲ区块油气集输设计工作量统计表

序号	名称	单位	数量	备注
一	**集油区**			
1	采油井场			
1）	DN100 常温含硫油井标准化井场	座	15	
二	**集输线路**			

序号	名称	单位	数量	备注
1	单井集油管线　玻璃钢管 DN100 5.5MPa	km	80	埋地保温
2	集油干线　玻璃钢管 DN200　4MPa	km	32	
3	输气干线　DN300 4MPa	km	32	
三	**计转站及计量阀组**			
一）	富源III 1、3 转站（800t/d 级）（单座工程量）			
1	8 井式管汇橇	座	2	
2	计量橇	座	1	
3	1000kW 加热炉橇	座	3	
4	生产分离器橇	座	3	
5	外输油泵	座	4	
6	50m^3 事故罐	座	6	
7	事故泵	座	2	
8	油缓蚀剂加药橇	座	1	
9	零位罐	座	1	
10	放散管	座	1	
11	伴生气压缩机橇	座	4	
12	气缓蚀剂注入橇	座	1	
13	放空火炬系统	套	1	
14	注甲醇橇	座	1	
15	燃料气过滤分离橇	座	1	
16	燃料气脱硫橇	座	1	
17	放空火炬	座	1	
18	发球筒	座	1	
19	管道			
	无缝钢管 D33.7×3.5/20G	m	80	
	无缝钢管 D60.3×4/20G	m	800	
	无缝钢管 D88.9×4.5/20G	m	200	
	无缝钢管 D114.3×5/20G	m	500	
	无缝钢管 D168.3×6/20G	m	600	
	无缝钢管 D219×8/20G	m	800	
	无缝钢管 D273×9/20G	m	800	
	无缝钢管 D406×9/20G	m	200	
20	阀门			
	抗硫平板闸阀 DN400 2.5MPa	套	10	
	抗硫平板闸阀 DN250 2.5MPa	套	30	

序号	名称	单位	数量	备注
	抗硫平板闸阀 DN200 2.5MPa	套	30	
	抗硫平板闸阀 DN150 2.5MPa	套	40	
	抗硫平板闸阀 DN100 2.5MPa	套	50	
	抗硫平板闸阀 DN80 2.5MPa	套	40	
四	道路	km	32	

表 3.1-5　跃满区块油气集输设计工作量统计表

序号	名称	单位	数量	备注
一	**集油区**			
1	采油井场			
1）	DN100 电磁加热含硫油井标准化井场	座	6	
二	**集输线路**			
1	单井集油管线　玻璃钢管 DN100 5.5MPa	km	30	埋地保温

3.1.5 辅助工程

辅助工程包括仪表及自动控制、通信、防腐与保温等。

3.1.5.1 供配电工程

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

3.1.5.2 仪表及自动控制

为了保证各工艺站场安全、可靠、平稳、高效、经济地运行，对于该工程下辖工艺站场的自动控制系统采用以计算机为核心的全线监控和数据采集（SCADA）系统。SCADA 系统应达到在哈一联调控中心对各工艺站场进行自动监视、控制、调度、管理的技术水平。

在计转站设 DCS 控制系统，井场、阀组、阀池设远程终端装置（RTU——Remote Terminal Unit）进行监控。在井场、阀组、阀池和计转站达到“数据自动采集、无人值守、定期巡检”的自控水平。

3.1.5.3 通信

油田内部传输采用光纤以太网传输，井场、阀组数据接入各计转站上传哈一联。

3.1.5.4 防腐与保温

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

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

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

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

3.1.6 依托工程

3.1.6.1 哈得一联合站

本工程原油、天然气、采出水处理前期依托哈得一联合站处理，后期依托富源联合站处理。

（1）基本情况

哈得一联合站是哈得油田第 2 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北 7.0km，占地面积 $3.5\times10^4m^3$，哈得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 9），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（附件 10）。

设计原油处理规模 $145\times10^4t/a$，天然气处理规模 $200\times10^4Nm^3/d$，含油污水处理规模 $5000m^3/d$，注水规模 $3050m^3/d$，清水处理能力为 $90m^3/d$（消防用水、生活用水）。

（2）平面布置

哈得一联合站由大庆设计院设计，大庆油建承建，以“简单、实用、国产化”为宗旨进行设计建设，具有设备选型先进可靠，站内布局分类明晰紧凑，功能区相对独立、流程简化、密闭、安全等特点。

站内平面布置详见图 3.1-3。

（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 3.1-4。

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

③含油污水处理流程

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

含油污水处理流程见图 3.1-5。

（4）依托可行性分析

①原油依托可行性分析

本项目的原油处理依托哈得一联合站原油处理系统处理，设计处理规模为 145×10^4t/a，目前日处理量约 85×10^4t/a，富余量为 60×10^4t/a。本项目原油产量最大约 44×10^4t/a，依托可行。

②天然气依托可行性分析

本项目天然气依托哈得一联合站天然气处理系统处理，设计天然气处理规

模为 $200\times10^4Nm^3/d$，目前日处理量约 $130\times10^4Nm^3/d$，富余量为 $70\times10^4Nm^3/d$。本项目天然气产量最大约 $1.43\times10^8m^3/a$（$4.3\times10^4Nm^3/d$），依托可行。

③采出水依托可行性分析

本项目采出水依托哈得一联合站含油污水处理系统处理，设计处理规模 $5000m^3/d$，目前处理量约 $4500m^3/d$，富余量为 $500m^3/d$，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。本项目采出水量最大约 $262m^3/d$，依托可行。

3.1.6.3 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，设施的中心坐标为北纬，东经。站址西部由北向南依次为 2 座 $10000m^3$ 生活垃圾填埋池、$20000m^3$ 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、$1500m^3$ 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 $10000m^3$ 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、$15000m^3$ 聚磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 $150m^3/d$，钻试修废水处理规模 $300m^3/d$。

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

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图 3.1-6。

①聚磺体系泥浆

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站设计处理能力 $120m^3/d$，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处理后的固体废物可满足新疆维吾尔自治区地方标准：《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》

(DB65/T3997-2017)表 1 综合利用污染限值，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场或填埋、固废封场覆土等。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图 3.1-7。

②井下作业废水

钻试修污水处理工艺：采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注水质指标要求中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准后回注油层。废水处理工艺具体流程见图 3.1-8。

（2）依托可行性

本工程施工期产生的生活垃圾、施工废料、钻井聚磺泥浆和岩屑；运营期产生的井下作业废水均依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。目前，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋池设计容量 20000m^3，本工程产生生活垃圾 89.7t，依托可行；一般工业固废填埋池设计容量 20000m^3，本工程产生的施工废料较少约 45.8t，依托可行；聚磺泥浆暂存池设计容量 15000m^3，本工程单井钻井产生的聚磺泥浆、岩屑量较小，依托可行；污水暂存池设计容量 20000m^3，钻试修废水处理规模 300m^3/d，本工程产生的井下作业废水量较小 1178t/a（3.57m^3/d），依托可行。

3.1.6.4 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，该厂址位于库车市经济技术开发区内（简称开发区），中心坐标为北纬，东经。

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。《库车畅源生态环保科技有限责任公司 50 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新

环函[2019]26 号)（附件 12），危险废物经营许可证见附件 13。

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 3.1-9。

（2）依托可行性

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 35 万 t/a，富余处理量为 11 万 t/a；本项目运营期产生含油污泥约为 98.48t/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。

3.1.6.5 沙雅县兴雅污水处理厂

沙雅县兴雅污水处理厂位于沙雅县城区西南 7.9km 处，中心地理坐标为 N，E"。项目总占地面积为 55000m^2，采用“厌氧+缺氧+好氧”生物处理工艺，处理总规模为 10.0 万 m^3/d：工业园区污水 60000m^3/d，城镇生活污水 40000m^3/d。出水水质满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）二级标准，排入已建好的储污库内进一步净化后，用于库区外的沙漠生态林灌溉。该污水处理厂进出水水质要求见表表 3.1-6。

表 3.1-6 沙雅县兴雅污水处理厂进出水水质要求

类别 / 项目	COD	BOD_5	SS	NH_3-N	pH
进水水质	≤500mg/L	≤300mg/L	≤400mg/L	≤45mg/L	6.5~9
出水水质	≤100mg/L	≤30mg/L	≤30mg/L	≤25mg/L	6~9

本工程距沙雅县兴雅污水处理厂东南约 74km，本工程施工期生活污水总量为 2870m^3，污水处理厂现有日处理能力 10 万 m^3/d，仍有较大余量，可接纳本工程生活污水。

3.2 工程分析

3.2.1 影响因素及污染源构成

本项目油田建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

施工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。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。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于施工建设期和生产运营期的建设活动。项目建设污染源构成见表 3.2-1。

表 3.2-1　　项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井	钻井废水	临时性污染源，随作业结束而消除
	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆 钻井岩屑	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	采油废水	持续性影响环境的污染源
	加热炉燃烧烟气、烃类气体、H_2S	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

环境影响因素主要来源于钻井、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。

项目钻井工艺过程及排污节点见图 3.2-1，开发过程污染物排放流程见图 3.2-2。

3.2.2 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自钻井、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，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.2.2.1 生态影响因素

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站），新建各类集输管线 228.96km，井场道路 32km。

生态影响主要体现在井场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场和阀组站占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本项目总占地面积 212.87hm^2，其中永久性占地面积为 19.44hm^2，临时占地面积 193.43hm^2，工程占地类型主要为草地（中覆盖度草地和低覆盖度草地）、林地、沙地，详见表 3.2-2。

表 3.2-2　　占地面积统计表

序号	建设项目	面积（hm^2）		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	3.84	32.86	新钻井 16 口，单井临时占地 100×130m，单井永久占地 40×60m，临时占地已扣除永久占地范围；侧钻井永久占地已在前期环评中核算，本次在原井基础上侧钻，仅核算临时占地。
2	计转站	1.2	0	新建计转站 2 座，60m×100m
3	道路	14.4	0	32km，砂石路面，宽 4.5m
4	各类集输管线	0	157.57	新建单井集油管线 228.96km，作业带宽

				度 8.0m，其中集油干线 32km、输气干线 32km 同沟敷设。
5	生活营地	0	3.0	设 20 座临时生活区，每座临时生活区占地为 30m×50m
	合计	19.44	193.43	

3.2.2.2 施工期污染源分析

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑及钻井废水、钻井噪声，平整场地和堆放设备破坏地表等。

（1）废气

1）钻井废气

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），水平井单井钻井周期 120d，侧钻井单井钻井周期 58d。钻井周期总计 2790d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 5580t。

根据《气田开发环境影响评价文集》，柴油机每耗柴油 175g，产生 CO 2.40g、NO_2 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、总烃和 NO_2 量可用下式计算：

$$Q_{CO}=2.40\times\frac{m}{175}\qquad Q_{CnHm}=4.08\times\frac{m}{175}\qquad Q_{NO_2}=10.99\times\frac{m}{175}$$

式中：m －柴油机消耗柴油量；175－经验系数。

我国规定柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此按柴油中硫含量为 0.035% 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 0.70kg。因此，本工程钻井期间共向大气中排放 CO：76.53t，烃类：130.09t，NO_2：350.42t，SO_2：3.91t。

2）扬尘

①车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.2-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.2-3　不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

车速 \ P	0.1(kg/m²)	0.2(kg/m²)	0.3(kg/m²)	0.4(kg/m²)	0.5(kg/m²)	1.0(kg/m²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

②裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员生活废水。

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表3.2-4。

表 3.2-4　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（≥3.5km 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本次按总进尺深 118600m 计算，则钻井废水产生量为 19035.3m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，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 2.5m³ 计算，本工程新建各类集输管线 228.96km，试压废

水为 572.4m³，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

本工程单井钻井施工人员 60 人、生活用水量 20L/人·d 计算，排水量按用水量的 80%计算，水平井单井钻井周期 120d，侧钻井单井钻井周期 58d，钻井周期总计 2790d，则钻井期内生活污水量约为 2678m³；地面工程施工人员 60 人、生活用水量 20L/人·d 计算，按照周期 200 天计算，排水量按用水量的 80%计算，则地面工程生活污水量约为 192m³。

本工程施工期生活污水总量为 2870m³，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，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，粪便排入环保厕所内。

（3）噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声，其中柴油发电机、钻机噪声级在 90dB（A）～100dB（A）之间，钻井液循环泵噪声级在 95dB（A）～100dB（A）之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB（A）～100dB（A）之间。

（4）固体废物

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑和建筑垃圾。

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，m； 取 0.25

h——井深，m。

本项目采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），钻井总进尺 118600m，根据计算，钻井泥浆产生量约 7261m³。

②钻井岩屑

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，进入不落地系统中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，m；取 0.25

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，水基钻井液取 d=2.2。

本工程钻井总进尺 118600m，据此，可计算得出本工程钻井过程产生岩屑共计 12808m^3。

本工程钻井采用泥浆不落地系统。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）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部、三开为磺化水基泥浆，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。

③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，本工程新建各类集输管线 228.96km，施工废料产生量约为 45.80t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

④生活垃圾

钻井期常驻井场人员 60 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，水平井单井钻井周期 120d，侧钻井单井钻井周期 58d，钻井周期总计 2790d，则本工程钻井期共产生生活垃圾 83.7t；地面工程常驻井场人员 60 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，地面工程按照合计 200 天算，则本工程地面工程产生生活垃圾 6.0t。本工程施工期共产生生活垃圾 89.7t，生活垃圾集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋场进行处置。

⑤机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，本工程产生量约 3.1t，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物污染防治技术政策》（环发[2001]199 号）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

⑥施工弃土、弃渣

本工程施工挖填方主要在管线施工过程产生，工程共新建各类集输管线 228.96km，开挖宽度为 2m，深度为 1.5m。本工程共开挖土方 68.7 万 m^3，回填土方 68.7 万 m^3，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本工程土石方平衡见下表 3.2-5。

表 3.2-5　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	弃方量
			数量
管道工程	68.7	68.7	0

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

（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见表 3.2-6。

表 3.2-6　　本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	钻井	钻井机械	CO	76.53	使用合格燃料，加强施工管理
			NO_X	350.42	
			烃类	130.09	
			SO_2	3.91	
	管线、道路	施工场地	TSP、SO_2、NO_x等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废	钻井、	钻井废水	浮物、石油类、	19035.3m^3	采用不落地技术进行固液分离

水	管线		COD等		后，液相回用于钻井液配备。
		管道试压废水	SS	572.4m^3	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
		生活污水	COD、氨氮等	2870m^3	依托沙雅县兴雅生活污水处理厂处理
固体废物	钻井	泥浆	/	7261m^3	本工程钻井采用泥浆不落地系统。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）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部、三开为磺化水基泥浆，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。
		岩屑（一般固废）	/	12808m^3	
	钻井、地面	施工废料	/	45.8t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置
		废油、含油废弃物	/	3.1t	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置
		生活垃圾	/	89.7t	集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋场进行处置。
噪声	钻井、管线、道路	施工机械、运输车辆	/	85~100dB(A)	加强施工管理

3.2.3 运营期污染源分析

3.2.3.1 废水

（1）采出水

根据开发方案，本项目前期采出水量较小，根据方案预测中稳产期间最大采出水量核算约为262m^3/d（8.64×10^{4}t/a），采出水中主要污染物为SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为3.8t、338.8t、

6.0t、0.013t。

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及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

（2）生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。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 3.2-7），计算井下作业废水的产生量。

表.3.2-7　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	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

本项目油藏储层为高孔、高渗储层，根据表 3.2-6 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，本项目共部署 31 口井，则每年产生井下作业废水 1178t、化学需氧量 1.62t、石油类 0.27t。井下废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

3.2.3.2 废气污染源

本项目运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类、硫化氢挥发以及试采点伴生气燃烧废气。

（1）无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，单井加热采用电加热，本工程对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在井口、管线设备接口、阀门处。

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。

本工程运营期采用密闭集输，运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢，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，对单座计转站和单井井场无组织废气排放量进行估算。

单座井场和单座计转站的源强核算过程：

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：

etoc　某类密封点的TOC排放速率，kg/h；

FA　某类密封点排放系数；（阀门取0.00023、法兰取0.00025）

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84%）

$WF_{甲烷}$ 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（每个阀门取10个密封点、每个法兰取20个密封点）

计算VOCs的排放速率：

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

式中：

e_{VOCS}　物料流中VOC_S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；

表 3.2-8 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	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 $WF_{甲烷}$取最大值 10%，WF_{TOC} 核算值为 84%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-9 所示。

单座计转站和单井井场无组织废气源强一览表见表 3.2-9。

表 3.2-9 本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	0.022	7920	0.17
2		法兰	20	0.00025	0.095	7920	0.75
合计					0.117	-	0.92
1	单座计转站	阀(重液体)	30	0.00023	0.066	7920	0.52
2		法兰	60	0.00025	0.286	7920	2.27
合计					0.352	-	2.79

经过核算，本工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.117kg/h，按年有效工作时间 7920h 计算，单座井场非甲烷总烃年排放量为0.92t/a；单座计转站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.352kg/h，按年有效工作时间 7920h 计算，单座计转站非甲烷总烃年排放量为 2.79t/a。

本项目部署 31 口井，新建富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站，非甲烷总烃合计排放总量为 34.1t/a。

（3）无组织排放 H_2S

根据富满油田油藏天然气取样分析结果表明，天然气相对密度 0.6059～1.2750，平均 0.8061；富满油田 H_2S 含量总体偏高，目前已钻单井 H_2S 含量最高为 89600mg/m^3（YueM801-H6 井），但个别井不含 H_2S，分布范围 0～89600mg/m^3，平均 2485mg/m3，天然气总体属于中含硫天然气。

此次产能建设最大天然气产量 1.43×10^{8}m^3/a。无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.0001kg/h 考虑。按年有效工作时间 7920h 计算，单座井场硫化氢年排放量为 0.0008t/a。

单座计转站无组织废气中硫化氢排放量类比同类计转站，排放速率按 0.0002kg/h 考虑。按年有效工作时间 7920h 计算，硫化氢年排放量为 0.0016t/a。

故本工程硫化氢排放总量为0.028t/a。

本工程运营期采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止H_2S的泄漏。

（3）加热炉燃烧废气

本工程在新建的富源III 1号计转站、富源III 3号计转站分别设置3台1000kW加热炉，燃料为干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为10m，单台加热炉日最大用气量2027m^3（30.41万m^3/a），单座计转站3台加热炉的最大气量6080m^3（91.20万m^3/a），年用气天数为150d（3600h），工业废气量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021年第24号）中4430锅炉产排污量核算系数手册中工业废气量产污系数（107753标立方米/万立方米-原料）计算；二氧化硫、氮氧化物根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019) 附录F中产排污系数表（燃气工业锅炉）计算，见表3.3-14；天然气属清洁能源，实际运行中烟尘产生量较少，评价以《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中颗粒物的标准浓度进行核算。本工程加热炉污染物排放情况详见表3.2-10。

表 3.2-10　燃气工业锅炉的废气产排污系数表

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	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S①
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71	直排	18.71

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。评价中考虑到燃料气的不稳定性，本次评价燃料中含硫量（S）为 200 毫克/立方米，则 S=200。

计算得，本工程单座计转站 3 台加热炉燃烧天然气排放废气总量 982.7 万 m^3/a，排放 $SO_2$0.36t/a、NO_X1.71t/a、烟尘 0.18t/a，浓度分别为：烟尘：18.3mg/m^3，SO_2：36.6mg/m^3，NO_X：174mg/m^3，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值烟尘：20mg/m^3，SO_2：50mg/m^3，NO_X：200mg/m^3。

故本工程新建的富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站合计排放排放 $SO_2$0.72t/a、NO_X3.42t/a、烟尘 0.36t/a。

3.2.3.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物 HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5~2.2t/万 t 采出液，本项目新建产能 44×10^4t/a，油泥（砂）最大产生量为 96.8t/a。本项目产生的油泥（砂）委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油产生量约 3.1t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08。

根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至哈得一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

（3）清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建各类集输管线 228.96km，每次废渣量约 0.26t。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。

（4）废润滑油

本项目废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本项目共部署 31 口井，每次产生废润滑油约 1.55t，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）沾油废物（含油抹布、劳保用品）

修井作业在作业时会产生一些沾染废物（含油抹布、劳保用品），产生量较小，运行期修井一般平均两年一次，每口井每次产生含油废物约 0.05t，本项目共部署 31 口井，每次产生含油废物约 1.55t，集中收集后运至哈得作业区固废场。

3.2.3.4 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、拉油罐车和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 60～105dB(A)，见表 3.2-11。

表 3.2-11　　噪声源设备

噪声源名称		声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性
采油井场	井下作业	80～105	间歇	机械
	机泵	85～90	连续	机械
	抽油机	75～80	连续	机械
巡检车辆、拉油罐车	交通噪声	60～90	间歇	机械

3.2.3.5 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 3.2-12。

表 3.2-12　　运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
油气集输	加热炉燃烧烟气	烟尘	0.36t/a	0.36t/a	燃烧后排放
		NOx	3.42t/a	3.42t/a	
		SO_2	0.72t/a	0.72t/a	
	无组织排放	烃类	34.1t/a	34.1t/a	大气
		硫化氢	0.028t/a	0.028t/a	大气
采出水		采出水量	8.64×10^4t/a	0	采出水进入哈得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
		SS	3.8t/a	0	
		COD	338.8t/a	0	
		石油类	6.0t/a	0	
		挥发酚	0.013t/a	0	
井下作业废水		井下作业废水量	1178t/a	0	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理

	COD	1.62t	0	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。
	石油类	0.27t	0	
落地原油	石油类	3.1t/a	0	落地油100%回收，回收后的落地原油拉运至哈得一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。
油泥（砂）	石油类	96.8t/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	0.26t/2a	0	
废润滑油	润滑油	1.55t/a	0	
沾油废物	石油类	1.55t/2a	0	集中收集后运至哈得作业区固废场

3.3 清洁生产水平分析

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

3.3.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

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

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

①评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.3-1。

表 3.3-1　　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
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油	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，得出本项目清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

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 3.3-2。

表 3.3-2　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

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

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

3.3.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

（5）加强放空天然气回收研究工作。

（6）哈得油气开发部设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

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

因此哈得油气开发部在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到哈得油气开发部的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.4 污染物排放总量控制

3.4.1 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。

3.4.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本工程排放的主要废气污染物为加热炉燃烧干天然气产生的 SO_2、NO_X 和油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本工程总量控制因子：非甲烷总烃、SO_2、NO_X。

3.4.3 总量控制建议指标

根据工程分析可知，本工程新建加热炉燃烧废气中 SO_2 排放量为 0.72t/a，NO_X 排放量为 3.42t/a；集输过程中无组织非甲烷总烃排放量为 34.1t/a。

故本工程投产后总量控制建议指标 SO_2 为 0.72t/a，NO_X 为 3.42t/a，非甲烷总烃为 34.1t/a。

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

3.5 相关法规、政策符合性分析

3.5.1 与国家产业政策协调性分析

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

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

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

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

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体

或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约33km。项目占地类型为草地（中覆盖度草地和低覆盖度草地）、林地、沙地。项目不占用水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.5.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

本工程采出水由哈得一联合站含油污水处理系统处理达标后回注；天然气由哈得一联合站天然气处理系统处理后外输；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得一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。产生油泥（砂）等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置。

项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.5.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道

路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

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

本项目施工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区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.5-1。

表 3.5-1　　与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线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。2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目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
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保 护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理 设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合

	施。		
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，回注到现役油藏；本次评价包含了钻井液体系相关信息。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目钻井阶段均使用水基钻井液，本工程钻井采用泥浆不落地系统。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）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部、三开为磺化水基泥浆，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。项目产生的含油污泥等危险废物均委托处置。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H_2S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO_2 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设	本项目油气依托哈得一联合站进行处理，天然气脱硫采用 MDEA 天然气脱硫工艺+硫磺回收工艺。本项目油气采用密闭集输工艺，计转站加热炉使用处理后的返输天然气。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合

	备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。		
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

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

本项目与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发[2020]142 号）符合性分析见表 3.5-2。

表 3.5-2　　与“新环环评发[2020]142 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划，拟开展规划环境影响评价工作。	符合

2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目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

3.5.7 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析见下表 3.5-3。

表 3.5-3　本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条　生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），本项目属于塔里木河流域重点治理区；本项目环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。	符合
第三十九条　国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。	符合

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）分析见表 3.5-4。

表 3.5-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）符合性分析

意见要求	本项目情况	符合情况
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了富满油田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目场站选址、管线及道路选线均经过严格论证后确定。报告提出管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

3.6 相关规划符合性分析

3.6.1 能源发展“十三五”规划

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

3.6.2 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以**塔里木**、鄂尔多斯、准噶尔**等盆地为重点**，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓

展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于**塔里木盆地的油气开采项目，**符合《全国矿产资源规划》要求。

3.6.3《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

本工程与《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》分析见表3.6-1。

表3.6-1　与《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》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于塔里木盆地油气勘探开发项目	符合
	深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、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。将阿克苏打造成为国家重要的石油天然气生产加工和储备基地。	富满油田是塔河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

3.6.4《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020年）

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020年）按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、

焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、准南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

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

3.6.5《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

3.6.6《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》提出：“到2020年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为9大矿产资源开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的矿产地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。

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

3.6.7《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏

地区沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及10个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。

3.6.8《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》

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

3.6.9《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》

3.6.9.1 水土保持分区

本工程地理位置位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约33km，该区为塔里木河河泛平原，地势平坦。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030）。本项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。。

（1）全国、自治区水土保持区划中沙雅县划分情况

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

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

沙雅县属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

（2）沙雅县水土保持分区

依托国家三级区划和省级区划，按照县地形地貌、土壤侵蚀、水土保持基础功能等，根据辖区地貌形态和水土流失程度及治理方向的相似性，本次规划采用地貌类型为主导因素，按照“地理位置+优势地貌类型+主导基础功能”三因素命名法，依据区内相似性和区间差异性原则，将沙雅县划分为渭干河下游绿洲农田防护区（Ⅰ区）；塔里木河两岸生态维护区（Ⅱ区）；南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）。沙雅县水土保持分区详见下表。由下表可知，本项目属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）。

表 3.6-2　　沙雅县水土保持分区表

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

注：标*镇表示涉及该镇部分行政区面积。

（3）南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）

⑴基本情况

该区位于县境南部，东连巴音郭楞蒙古自治州的尉犁、且末两县，西靠阿克苏市，南接和田地区的民丰、于田、策勒三县，北面直抵哈德墩镇、古勒巴格镇、海楼镇、塔河管委会的南部边界。总面积约 25605.17km^2。该区属于塔克拉玛干大沙漠的一部分，区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。区内盛行北风，全年大风日数在 20 天以上。因为没有水源和耕作土壤存在，再加上自然条件极其恶劣，所以就农业生产而言，该区暂无利用价值。

⑵主要问题

该区是极强度的风力侵蚀区，地表多为流动的沙丘或沙地，植被覆盖度不足

10%，区内全年大风日数在 20 天以上，盛行风向为北风。沙漠以风为外营力，不断北侵，对农区造成威胁，造成土壤沙化。该地区的植被（梭梭、红柳、胡杨等）遭到极为严重的破坏，特别是胡杨，由于河水断流，加之人为的樵采，大部分被破坏，近几年来在林业部门的管护下，有部分得到恢复。该区是沙雅县风蚀最为严重的地区。

⑶治理措施

①保护好现有荒漠植被，对重点地区进行封育治理，减少乱砍乱伐现象，同时利用洪水灌溉荒地，恢复已稀疏的植被。

②应加大对沙漠内部原生自然植物资源的保护，严禁在沙漠内部采挖，制定相关法规条例来进行保护，对破坏者应给予行政处罚，行为特别严重的应追究其法律责任。

3.6.9.2 水土流失治理分区

水土流失重点预防区的定量指标主要包括地形坡度、集中连片面积、林草覆盖率、轻度以下水土流失面积占总土地面积的比例。定性因素主要考虑水土保持功能的重要性，水土流失潜在危险危害程度，是否处于江河源头区、饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地、水功能区中的自然保护区和重要源头水保护区。

水土流失重点治理区的定量指标包括水土流失面积占总土地面积的比例，中度以上水土流失面积占水土流失面积的比例。定性因素主要考虑水土流失危害程度、水土流失治理的紧迫性、民生要求的迫切性。

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

表 3.6-3 新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II重点治理区		
II_3塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、新和县、沙雅县、库车县

3.6.9.3 本项目与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的可行性分析

管理要求包括“本区域水土保持主要任务是.....防灾减灾和防风固沙，治理规划中包括荒漠化治理”。

本项目按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，项目选线和拟采用的技术标准，充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被，因此本项目的各项水保措施，是符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求的。

3.7 选址、选线合理性分析

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站），新建各类集输管线 228.96km，新建产能 44×10^4t/a，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，项目区不占用自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域，本项目部分井场选址距离生态保护红线较近，井场及管线选址均已避开生态保护红线。

项目所在区域沙雅县属于塔里木河流域重点治理区。本项目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。项目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。

3.8“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。

（1）生态保护红线

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

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18 号）和《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本项目部分井场选址距离生态保护红线较近，井场及管线选址均已避开生态保护红线，项目区属于一般管控单元，不在化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 3.8-1。

（2）环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目。采出水依托哈得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生态环保科技有限责任公司处置，固废能得到合理规范处置。

项目区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，项目区占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值，占地范围外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中相关标准。本次环评调查显示，项目区域环境质量总体满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输常温集输，不消化燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目占地类型为草地（中覆盖度草地和低覆盖度草地）、林地、沙地，土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维

吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目所在行政区沙雅县未列入该清单。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本项目富满油田位于塔里木河以南，行政上主体隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县及库车市境内，东部部分属于阿克苏地区库车县，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约 6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约 33km。本项目地理位置中心坐标为 E，N 。地理位置图见 3.1-1。

4.1.2 地形地貌

沙雅县大致可分为沙漠、塔里木河谷平原、渭干河冲积扇平原三大部分。全境海拔 943～1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，塔里木河自西向东在沙雅县中部偏北横贯全县，将沙雅县分为南北两部分，北部为渭干河冲积扇下游平原区，是沙雅县的农业及人口聚居的地方。面积有 880km^2，占总面积的 2.75%，但宜耕地只占此处面积的很小一部分。在河谷平原里，有重盐渍地 2583km2，剩余的宜林宜牧面积只有 2212km^2。项目区绝大部分工程地处沙雅县南部的沙漠区。

4.1.3 地表水系

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km^2，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m^3，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流径沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流径沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡(沙雅监狱)、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有

20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河(季节性输水)及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓(1/4000～1/5000)，因此造成河床较二十世纪五、六十年代平均抬高 1.2～1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 地下水类型与含水层的划分

（1）地下水类型

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。

（2）含水层的空间分布规律

根据哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目报告，哈德南附近的 2008-145 号钻孔资料，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，含水层厚度约 22.70~37.62m 不等，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。水含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

（3）地下水的埋藏条件

本项目所在区域潜水位埋深约 2~9m 不等。从东西方向上看，区域地下水西部埋藏较浅，东部地下水位埋藏较深，埋藏深度一般为 6～9m。从南北方向上看，区域地下水北部埋藏较浅，南部地下水位埋藏较深，埋藏深度一般为 5～7m。

4.1.4.2 地下水的补给、径流与排泄

（1）补给

工程位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区。工程区域地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给和侧向径流补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。工程区域内也仅仅在沿塔河

南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

（2）径流

工程区域的地下水的径流方向是从西南向东北。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。

根据潜水等水位线图及水文地质图，评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够 通畅，因而地下水径流条件较差。在评价区的西部，地下水的水力坡度约 0.37‰， 中部变为 0.28‰，东部变为 0.65‰，水力坡度最大为 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南东方向的侧向径流排泄为主。

②蒸发蒸腾排泄

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

4.1.4.3 地下水化学特征

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·SO_4-Na 型水。矿化度为 0.5~40g/L 不等，水质均较差，为半咸水～咸水。

4.1.5 气候、气象

本项目所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内长年日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为北风和东北风。哈得油田气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　　主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.8℃	6	年平均蒸发量	2000.7mm
2	年极端最高气温	44.6℃	7	年最大冻土深度	1.26m
3	年极端最低气温	-26.0℃	8	年平均相对湿度	39%
4	年均日照时数	2720h	9	多年平均风速	3m/s
5	年平均降水量	47.3mm	11		

4.2 生态环境现状调查与评价

富满油田跃满-富源-富源III区块地理位置位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距沙雅县城东南约 35km。该区地势整体较为平坦，中部构造较高，东西两侧低，地表海拔在 940~950m 之间，该区为塔里木河河泛平原，地势平坦，地表为红柳灌木丛及胡杨林。气候为温带大陆性干旱型气候，冬季干冷，夏季酷热，终年干燥少雨，昼夜温差大，无霜期长。

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目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（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。项目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　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向		加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

塔河流域的乔灌木植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，流域的油气资源丰富，油田勘探开发工作开展多年。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀和土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产。主要的生态问题是：河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林开荒。在项目区内可见胡杨分布，目前项目区附近的灌木林大部分纳入到沙雅县公益林保护区。

4.2.2 工程与受保护地域的区位关系

油田区域和管道沿线内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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

本项目距离塔里木河 7km，距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近的 FY105-H1C 井 750m，YueM7-H3 井距离新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 50m，距离沙雅国家沙漠公园 1.7km，本项目所有工程均不在这三个敏感区内。本工程与受保护地位置关系见图 4.2-2。

4.2.2.1 新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区

（1）保护区基本情况

新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区始建于 2004 年 10 月，2013 年自治区人民政府以新政函【2013】110 号文批准晋身为自治区级自然保护区，隶属于沙雅县林业局管理。保护区东西长约 161.1km，南北宽约 52.5km，总面积 256840 公顷，其中核心区面积 71586.0 公顷，韩从其 135868.0 公顷；实验区 49386.0 公

顷。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里乡、海楼乡、托依堡乡和塔里木乡。

沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河在沙雅县境内 164.38km 流域，包括塔里木河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。地理坐标为：东经、北纬，位于新疆阿克苏地区沙雅县中北部，地处塔里木河上游，塔克拉玛干沙漠的北缘。该湿地在地形上处于从塔克拉玛干沙漠向沙雅绿洲的过渡地带，气候属于干旱气候带，植物区划属温暖带灌木、半灌木地带，属于干旱与绿洲交错区荒漠植被，是典型的干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地和人工湿地于一体的典型的、永久型湿地，是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理的大型湿地自然保护区。湿地内野生动植物种类丰富，涵盖野生动植物 300 余种，其中有国家一级保护动物 6 种，国家二级和自治区一、二级保护动物 24 种，珍稀濒危植物 6 种。

（2）保护区功能区划分

保护区可划分为核心区，科学试验区和缓冲区。

①核心区

核心区分布在该保护区人为活动较少的区域，是保护区的重点保护区域，其生态系统保存较完整，物种丰富，生态类型相对集中，便于实施保护。

核心区面积为 71586 公顷，占保护区面积的 27.87%。共有二个小区 I 区界限为 E81°44′40″-82°37′28″，N40°42′26″-41°02′49″，面积 46680 公顷，以鱼类和水生动植物为主要保护对象，占保护区面积的 18.17%；II 区界限为 E83°11′01″-83°33′45″，N40°53′02″-41°01′00″，面积 24906 公顷，以鸟类为主要保护对象，占保护区面积的 9.70%。

②缓冲区

缓冲区分布于 1、II 核心区外围，隔离核心区与实验 区及外界，形成保护缓冲带，确保核心区避免人为干扰，促进区内生态系统的良性循环。

缓冲区面积为 135868 公顷，占保护区面积的 52.9%。

③实验区

把保护区周边及道路两旁人为活动较频繁的区域划分为实验区。

实验区面积 49386 公顷，占总面积的 19.23%，四至界限为 E82°19′12″-83°10′05″，N40°55′21″-41°09′25″，位于结然力克水库、达依木水库、大寨水库及帕满水库的库区和周边；该区域具有代表性的典型湿地生态系统特征，可以有目的性的进行科学试验、教学实习、参观考察、驯养繁殖及生态旅游，建立生态旅游区、经济野生动物养殖中心、濒危野生动物救护中心及自然保护区实验示范基地，充分发挥新疆塔里木河上游湿地为地方经济发展所起到的积极作用。

（3）主要保护对象

①生物多样性

生物多样性包括新疆塔里木河上游湿地生态系统多样性、物种多样性、遗传多样性等。

②湿地与水域野生动植物资源

项目区及区域动物资源，据统计：野生动物有脊椎动物 161 种，其中鱼类 1 目 6 科 15 种；两栖类 1 目 1 科 1 种；爬行类 1 目 1 科 3 种；鸟类 14 目 31 科 118 种；哺乳类 6 目 11 科 25 种；根据《国家重点保护野生动物名录》，国家一级保护动物 3 种（黑鹳、金雕、新疆大头鱼）；国家二级保护动物 13 种（大天鹅、苍鹰、棕尾、百尾謡、燕、红、灰鹤、姬田鸡、塔里木兔、兔、鹅喉羚、马鹿）；自治区一级保护动物 5 种（针尾鸭、翘鼻麻鸭、赤膀鸭、白眼潜鸭、环颈雉、伶鼬）；自治区二级保护动物 6 种（苍鹭、大白鹭、赤狐、沙狐、虎鼬）。

野生植物 169 种，其中有珍惜濒危植物 6 种（梭梭、胡杨、灰叶胡杨、肉苁蓉、胀果甘草、多枝柽柳）。在本区的野生植物中排前 10 名的科分别是禾本科（26 种）、黎科（24 种）、莎草科（17 种）、菊科（13 种）、豆科（11 种）、毛茛科（7 种）、柽柳科（6 种）、眼子菜科（6 种）、蓼科（5 种）。含 1-3 种的区域性单种科或少种科高达 32 个科。

③湿地资源

新疆塔里木河上游湿地自然保护区位于沙雅县塔里木河上游区域，总面积 256840 公顷，海拔最高处为 947 米，最低处为 920 米。该区域分布有河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地和人工湿地。河流湿地主要有河道、河流洪泛台地、河滩等；

湖泊是地主要有湖边浅水水生植物湿地，该区域水深 2-3m，为潜水域，有水生植物组成，主要有浮游植物群落、水生植物群落、沉水植物群落；沼泽湿地主要包括灌丛沼泽湿地、草丛湿地和淡木本沼泽湿地，以沼泽和湿生植物为主，植物组成有柳—苔草—香蒲等组成湿地群系，湖泊湿地生长有茂盛的水生、中生植物、形成了适宜水禽、鱼类生活繁殖的优良环境；人工湿地主要由结然力克水库、达热依水库、大赛水库、帕满水库的水面、草甸构成。

（4）与本工程位置关系

本项目没有任何工程在新疆塔里木河上游湿地自然保护区内。本次开发方案有 1 口侧钻井（FY105-H1C 井）在自然保护区边缘，距离保护区边界 750m。

4.2.2.2 新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

（1）国家沙化土地封禁保护区的有关规定

根据国家林业局《国家沙化土地封禁保护区管理办法》 (林沙发〔2015〕66 号) 第三条规定“对于不具备治理条件的以及因保护生态的需要不宜开发利用的连片沙化土地，由国家林业局根据全国防沙治沙规划确定的范围，按照生态区位的重要程度、沙化危害状况和国家财力支持情况等分批划定为国家沙化土地封禁保护区。”

第十四条 除国家另有规定外，在国家沙化土地封禁保护区范围内禁止下列行为。

(一)禁止砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切破坏植被的活动;

(二)禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内安置移民;

(三)未经批准，禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。

第十五条 确需在国家沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动的，应当按照"在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动审核"的行政许可要求，报国家林业局行政许可。

经国家林业局同意在国家沙化土地封禁保护区范围内进行建设活动的，实施单位要严格执行国家林业局行政许可的有关规定，地方各级林业主管部门应当加强对建设活动的监督检查。

（2）新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

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

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

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

（3）与本项目位置关系

鉴于国家沙化土地封禁保护区的法律法规保护要求，本次环评建议优化调整井位布设和线路走向，取消了国家沙化土地封禁保护区内的 4 口井，工程 YueM7-H3 井距离新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区 50m。

4.2.2.3 沙雅国家沙漠公园

（1）基本情况

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

2014 年 9 月，沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。

沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县，面积为 27800 公顷。建于沙雅县盖孜库木乡，于塔里木古河道范围内，距离沙雅县城 60 公里。规划面积 27800 公顷，建设期限为 2014 年-2020 年，规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

（2）法律法规管理规定

国家沙漠公园管理办法（林沙发〔2017〕104 号），2017.10.1，包括十七条

第十二条 国家沙漠公园建设要合理进行功能分区，发挥保护、科研、宣教和游憩等生态公益功能。功能分区主要包括生态保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。

（一）生态保育区应当实行最严格的生态保护和管理，最大限度减少对生态环境的破坏和消极影响。生态保育区可利用现有人员和技术手段开展沙漠公园的植被保护工作，建立必要的保护设施，提高管理水平，巩固建设成果。对具有植被恢复条件和可能发生植被退化的区域，可采取以生物措施为主的综合治理措施，持续提高沙漠公园的生态功能。生态保育区面积原则上应不小于国家沙漠公园总面积的 60%。

（二）宣教展示区主要开展与荒漠生态系统相关的科普宣教和自然人文景观的展示活动。可修建必要的基础设施，如道路、展示牌及科普教育设施等。

（三）沙漠体验区可在不损害荒漠生态系统功能的前提下开展生态旅游、文化、体育等活动，建设必要的旅游景点和配套设施。沙漠体验区面积原则上不超过国家沙漠公园总面积的 20%。

（四）管理服务区主要开展管理、接待和服务等活动，可进行必要的基础设施建设，完善服务功能，提高服务水平。管理服务区面积应不超过国家沙漠公园总面积的 5%。

第十三条 国家沙漠公园应当按照总体规划确定的范围进行建设，任何单位和个人不得擅自更改建设范围。建设范围的变更，须经国家林业局同意。

第十六条 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：

（一）开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。

（二）直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。

（三）其他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。

（3）与本项目的位置关系

本项目避绕沙雅国家沙漠公园，在国家沙漠公园内没有任何工程，YueM7-H3 井最近距离沙雅国家沙漠公园 1.7km。

4.2.3 生态单元划分

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座，新建各类集输管线 228.96km，新建单井道路 32km，根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-2。

表 4.2-2　　生态环境现状调查

区块位置	工程内容	工程量	土地利用类型	植被类型	土壤类型
区块西部（跃满区块）	钻井	6	耕地、疏林地、灌木林地、中覆盖度草地	工程周围有耕地分布，植被群系以柽柳等灌木为主，伴生芦苇、骆驼刺、花花柴等，植被盖度 20~30%。	草甸土、林灌草甸土、风沙土
	单井管线	30km			
	道路	6.1km			
区块中部（富源区块）	钻井	10 口	灌木林地、中覆盖度草地、低覆盖度草地	工程周围有胡杨分布，植被群系以柽柳等灌木为主，伴生芦苇、骆驼刺等，盖度 15-20%。	草甸土、风沙土
	单井管线	47km			
	集油干线	32km			
	输气干线	32km			
	道路	11km			
区块东部（富源III区块）	钻井	15 口	沙地	植被群系以柽柳等灌木为主，盖度 5-10%。	风沙土
	单井管线	80km			
	道路	14.9km			
	计转站	2 座			
	无缝钢管	7.96km			

4.2.4 生态系统结构和特征

富满油田跃满-富源-富源III区块位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河北岸冲积平原地势较为平坦，区块局部有丘地和波状沙丘，海拔高度 950m。

项目区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

项目区内土壤类型主要为草甸土和风沙土。自然植被主要是胡杨和柽柳群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

项目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。因此在工程开发过程中的保护重点为井场、管线及外部道路沿线地表植被及野生动物。项目区生态系统类型及结构特征见表 4.2-3。

表 4.2-3　　工程区生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
荒漠生态系统	胡杨、柽柳、骆驼刺、花花柴等植物	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

4.2.5 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。项目区土地利用现状见图 4.2-3。

本项目土地利用类型主要为草地（中覆盖度草地和低覆盖度草地）、林地、沙地，区块北部临近塔里木河，有疏林地和灌木林地分布，区块南部有沙地分布。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.2.6 植被现状调查与评价

（1）区域植被区系

富满油田跃满-富源-富源III区块的自然植被主要有 3 种植被类型，即荒漠植被、灌丛植被和森林；3 个群系，即多枝柽柳群系、胡杨群系、芦苇群系。具体内容见表 4.2-4。各群系主要的群落特征如下：

表 4.2-4　　评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群从组
森林	落叶阔叶林	杜加依林	胡杨群系	多枝柽柳+胡杨群从组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系	—
草甸植被	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	芦苇群系	—

①胡杨群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在塔里木南岸，它处于塔河的一级阶地。土壤类型为林灌草甸土，胡杨林呈走廊式沿河岸分布。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6-12m 不等，每公顷株数 100-150 株左右，盖度多在 30%以上。林下灌木层主要是多枝柽柳，其盖度水林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 50%，其下偶有黑果白刺等。草本也非常稀疏，常见的有胀果甘草、花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

②多枝柽柳群系

远离塔里木河的区域为沙地覆盖，地表主要以半固定沙丘为主，植被以柽柳为主，伴有衰退胡杨林，胡杨林密度较低，稀疏胡杨林呈岛状分布，并已干枯死亡，植被盖度 5~10%。

③芦苇群系

该群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往芦苇占绝对优势出现，伴生很少量的草本，如胀果甘草、花花柴、大花罗布麻等。群落发育良好，盖度 10%-20%，高度 20-100cm 不等，所处的土壤为沙壤—壤质的盐化草甸土，地下水埋深 3-6m。

（2）评价区植物种类

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

现场调查时分别在拟建井场 YM5-1C 井、FY202C 井、FY3-H1 井进行了样方调查，样方的大小为 100×100m^2，植物群落样方调查结果见表 4.2-5、主要植物名录见表 4.2-6。项目区的植被类型及分布见图 4.2-4。

表 4.2-5　　样地调查

样方数	位置	植物种	数量（棵/株）	覆盖度（%）	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	样方面积(m^2)
1	YM5-1C 井	胡杨	6	0.1	5	5	100×100
		多枝柽柳	20	15	100	150	

		芦苇	100	5	50	5	
2	FY202C 井	胡杨	4	0.1	5	5	100×100
		多枝柽柳	50	5	50	5	
		芦苇	20	3	30	20	
		骆驼刺	10	2	40	30	
3	FY3-H1 井	多枝柽柳	25	10	100	150	100×100

表 4.2-6　　评价区主要高等植物及分布一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 Ephcdraceue	膜果麻黄	*Ephecdra przcwalskii*
杨柳科 Slicaccae	胡杨	*Populus diversiftolia*
	灰杨	*P.pruinosa*
	线叶柳	*Salix wilhelmsiana*
蓼科 Polygonaccae	沙拐枣	*Calligonum mongolicum*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
藜科 Chenopodiaccae	圆叶盐爪爪	*K.Schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	假木贼	*Anabassis spp.*
毛茛科 Ranunculaceae	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科 Leguminosae	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	光甘草	*Glycyrrhiza korshinskyi*
	胀果甘草	*G.indlata Batal*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科 Zyqqphy uaceae	骆驼篷	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科 Tamaricaccae	多枝柽柳	*Tamarix ranosissima*
	刚毛柽柳	*T.hispida*
	短穗柽柳	*T.axa*
	多花柽柳	*T.hahcmakeri*
	长穗柽柳	*T.clongata*
胡颓子科 Elacagnaccae	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
夹竹桃科 Apocynaceae	大花罗布麻	*Poacynum hendersonii*
	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
萝摩科 Aschcpiaccae	牛皮消	*Cynanchum sibiricum*
旋花科 Cohvolvulaceae	打碗花	*Calystegia spium*
茄科 Selanaceae	黑刺	*Lycium rutheulcum*
列当科 Orobbanchaceae	肉苁蓉	*Cistanche tubulosa*
菊科 Compositae	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*

	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	鹿角草	*Glossogyne tenuifolia*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 Gramineae	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*

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

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

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

项目所在地区为少数民族聚居区，当地经济生产中，牧业生产占较大比重，保护植物生长受牧业生产的影响较大。项目在施工过程中，全部避让罗布麻和甘草所在区域，严禁扰动原生保护植物。

（3）重点公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区沙雅县重点公益林区划界定成果报告》，沙雅县共有林业面积 263741.51 公顷，其中公益林总面积 252699.47 公顷，占林地面积的 95.81%；重点公益林面积 244145.92 公顷，占公益林面积的 96.62%。托甫台区

块所在的沙雅县塔里木乡有重点公益林 72637.57 公顷。

从重点公益林林种结构分析，水源涵养林 31526.89 公顷，占重点公益林面积的 12.91%，防风固沙林 212619.03 公顷，占重点公益林面积的 87.08%。

荒漠林生态公益林乔木林总面积 105835.99 公顷，总蓄积 2529093 立方米，优势树种均为胡杨。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 42.41%，疏林地占 10.77%，灌木林地占 31.8%，突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是沙雅县防风固沙，免受风沙侵害的天然生态屏障。

从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

富满油田跃满-富源-富源III区块重点公益林主要是塔里木河流域天然林及灌木林，属于沙雅县林场管理，林斑号 0007、0008、0003，林地类型为天然林和荒漠灌木林，主要作用为水源涵养和防风固沙。本工程与沙雅县公益林位置关系图见图 4.2-5。

4.2.7 野生动物现状调查

（1）野生动物区划

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

（2）野生动物栖息生境类型

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

（3）野生动物种类及分布

根据现场实地调查，目前油田可发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类

1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-7。

表 4.2-7　　项目区域主要脊椎动物名录

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*		
3	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	/	+
4	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*	/	±
鸟类				
5	雉鸡	*Phasianus colchicus*	R	±
6	原鸽	*Columba livia*	R	+
7	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	+
8	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
9	蒙古沙雀	*Rhodopechys mongolica*	R	+
10	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris*	B	++
11	寒鸦	*Corvus monedual*	W	+
12	小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	++
13	黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	++
14	棕尾伯劳	*Lanius isabellinus*	B	++
兽类				
15	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	/	+
16	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	/	±
17	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。

（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

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

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

（4）重点保护动物习性

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

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的

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

4.2.8 土地沙化现状

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

本工程位于沙雅县境内的富满油田跃满-富源-富源III区块。沙雅县属于自治区级塔里木河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，沙雅县水土流失主要为风力侵蚀，中度侵蚀比例占 95.14%，主要侵蚀土地利用类型为沙地和草地。

4.2.9 生态环境现状小结

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目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（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

项目区自然植被主要类型为多枝柽柳－疏叶骆驼刺群落、胡杨-柽柳群落、稀疏胡杨柽柳灌丛，人工植被主要是由于油田开发而新增的垦荒耕地，主要种植棉花。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹，评价区属于荒漠绿洲交错带生态系统，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。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为μg/m3），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1　　区域空气质量现状评价结果一览表

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

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

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

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

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次委托新疆中测测试有限责任公司对项目区环境空气中特征污染物进行了监测。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m³

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
FY303-H5 井场		非甲烷总烃、硫化氢	连续监测 7 天、每天采样 4 次。
库木博斯坦村			

（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

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/m³）
1	H_2S	气相色谱法	GB/T14678-1993	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

（5）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；H_2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。

（6）评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C0i—污染物 i 的评价标准，mg/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：mg/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
FY303-H5井场	H_2S	1h平均	0.01			0	达标
	非甲烷总烃		2			0	达标
库木博斯坦村	H_2S	1h平均	0.01			0	达标
	非甲烷总烃		2			0	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，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

4.4.1 监测点布设

本次布设 6 个噪声监测点位，位于拟建 FY303-H5 井场、拟建富源 III 1 号计转站以及 YueM1-5C 井场厂界四周。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 10 月，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

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

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1　　声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称		监测时间	测量结果（dB(A)）				评价结果
			昼间		夜间		
			实测值	标准值	实测值	标准值	
FY303-H5 井场				60		50	达标
							达标
富源 III 1 号计转站							达标
							达标
YueM1-5C 井场	厂界东						达标
							达标
	厂界西						达标
							达标
	厂界南						达标
							达标
	厂界北						达标
							达标

4.4.7 评价结果

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

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

本项目距离塔里木河最近距离约 7km，本次引用《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程竣工环境保护验收调查报告》中 2019 年 6 月的环境质量现状监测报告数据，并引用塔里木河常规监测数据说明水质现状。塔里木河为国控河流，阿克苏和巴州生态环境局对塔里木河进行定期水质监测，每年各监测 12 次，巴州境内有塔里木河 3 个监测断面（轮台、喀尔曲尕、尉犁），阿克苏地区境内有塔里木河 3 个监测断面（阿拉尔、十四团、沙雅）。跟本工相关的塔里木河断面为沙雅断面，对塔里木河水质现状进行评价。

4.5.1.1 地表水环境质量监测

①监测断面及监测因子

地表水监测断面具体布设位置及监测因子见表 4.5-1。

表 4.5-1　　地表水环境监测因子一览表

序号	监测断面		监测因子
1	塔里木河	沙雅大桥断面	pH 值、溶解氧、COD、耗氧量、BOD5、挥发酚、氟化物、硫化物、氨氮、氰化物、铜、锌、砷、镉、汞、铅、六价铬、总磷、总氮、石油类共计 20 项
2		轮南大桥断面	

②监测时间及频率

监测时间为 2019 年 6 月 23 日～24 日，每天采集水样一次。

③取样方法

取样断面上取样点布设按《环境影响评价技术导则 地面水环境》(HJ2.3-2018)中相关要求进行。

④监测及分析方法

采样方法按《地表水和污水监测技术规范》(HJ/T91-2002)和《水和废水监测分析方法》(第四版)有关标准及规范执行，分析方法按《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的有关规定执行。

4.5.1.2 地表水环境质量评价

①评价方法

a 采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——i 因子标准指数；

C_i——i 因子监测浓度，mg/L；

C_{Oi}——i 因子质量标准，mg/L。

b 对于 pH 值，评价公式为：

$P_{pH}=(7.0-pH)/(7.0-pH_{sd})(pH\leq 7.0)$

$P_{pH}=(pH-7.0)/(pH_{su}-7.0)(pH>7.0)$

式中：P_{pH}——pH 标准指数，无量纲；

pH_i——i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}——评价标准值的下限值；

pH_{su}——评价标准值的上限值。

②评价标准

塔里木河断面地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中IV类标准。

③监测及评价结果

本项目所在区域地表水各污染物现状监测及评价结果见表 4.5-2。

表 4.5-2　　地表水现状监测及评价结果一览表　　单位：mg/L，pH(无量纲)

项　目			塔里木河			
监 测 因 子			沙雅大桥断面		轮南大桥断面	
			6 月 23 日	6 月 24 日	6 月 23 日	6 月 24 日
pH	标准值 6～9	监测值	7.81	7.88	7.87	7.85
		标准指数	0.41	0.44	0.44	0.43
溶解氧	标准值≥3	监测值	6.73	6.70	6.53	6.85
		标准指数	0.39	0.39	0.42	0.37
COD	标准值 ≤30	监测值	18	20	18	19
		标准指数	0.60	0.67	0.60	0.63
高锰酸盐指数	标准值 ≤10	监测值	4.9	5.0	4.8	4.8
		标准指数	0.49	0.5	0.48	0.48
BOD_5	标准值≤6	监测值	4.0	4.3	3.8	3.7
		标准指数	0.67	0.72	0.63	0.62
挥发酚	标准值 ≤0.01	监测值	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
		标准指数	--	--	--	--
氟化物	标准值 ≤1.5	监测值	1.2	1.2	0.9	0.9
		标准指数	0.8	0.8	0.6	0.6
硫化物	标准值 ≤0.5	监测值	0.005	0.005	0.006	0.006
		标准指数	0.01	0.01	0.012	0.012
氨氮	标准值 ≤1.5	监测值	0.384	0.311	0.297	0.300
		标准指数	0.26	0.21	0.20	0.20
氰化物	标准值 ≤0.2	监测值	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
		标准指数	--	--	--	--
铜	标准值 ≤1.0	监测值	0.04	0.04	0.07	0.06
		标准指数	0.04	0.04	0.07	0.06
锌	标准值 ≤2.0	监测值	0.20	0.18	0.22	0.24
		标准指数	0.1	0.09	0.11	0.12
砷	标准值 ≤0.1	监测值	0.0035	0.0036	0.0031	0.0032
		标准指数	0.035	0.036	0.031	0.032
镉	标准值 ≤0.005	监测值	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
		标准指数	--	--	--	--
汞	标准值 ≤0.001	监测值	0.00013	0.00009	0.00011	0.00010
		标准指数	0.13	0.09	0.11	0.1
铅	标准值 ≤0.05	监测值	0.00066	0.00072	0.00068	0.00070
		标准指数	0.013	0.014	0.014	0.014
六价铬	标准值 ≤0.05	监测值	0.008	0.007	0.008	0.009
		标准指数	0.16	0.14	0.16	0.18
总磷	标准值 ≤0.3	监测值	0.03	0.03	0.05	0.04
		标准指数	0.10	0.10	0.17	0.13

总氮	标准值≤1.5	监测值	1.31	1.24	1.10	1.08
		标准指数	0.87	0.83	0.73	0.72
石油类	标准值≤0.5	监测值	0.03	0.04	0.06	0.06
		标准指数	0.06	0.08	0.12	0.12

监测结果表明塔里木河水质在沙雅大桥和轮南大桥两个断面各项指标均达到《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)Ⅳ类标准。

表 4.5-3　　塔里木河沙雅断面常规监测数据及评价表　单位：mg/L，pH 除外

项 目	2019 年 12 月		2019 年 11 月		2019 年 10 月		2019 年 9 月		2019 年 8 月		2019 年 7 月		2019 年 6 月		2019 年 5 月		2019 年 4 月		2019 年 3 月		标准值(IV类)
	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	监测结果	污染指数	
pH	8.3	0.23	8.3	0.23	8.1	0.3	8.2	0.27	8.2	0.27	8.2	0.27	8.2	0.27	8.2	0.27	8.3	0.23	8.2	0.27	6-9
高锰酸盐指数	1.2	0.12	1.4	0.14	0.8	0.08	0.8	0.08	0.6	0.06	1	0.10	5.3	0.53	2.8	0.28	5.7	0.57	1.5	0.15	10
化学需氧量	10	0.33	10	0.33	5	0.17	12	0.40	10	0.33	12	0.40	18	0.60	15	0.50	19	0.63	5	0.17	30
五日生化需氧量	0.7	0.12	1.1	0.18	0.6	0.10	0.9	0.15	0.8	0.13	0.8	0.13	3.4	0.57	1.8	0.30	3.5	0.58	1.3	0.22	6
氨氮	0.04	0.03	0.05	0.03	0.03	0.02	0.06	0.04	0.06	0.04	0.06	0.04	0.11	0.07	0.08	0.05	0.05	0.03	0.05	0.03	1.5
总磷	0.04	0.13	0.03	0.10	0.03	0.10	0.04	0.13	0.05	0.17	0.05	0.17	0.05	0.17	0.04	0.13	0.04	0.13	0.04	0.13	0.3
总氮	0.34	0.23	1.12	0.75	0.99	0.66	1.36	0.91	0.86	0.57	0.7	0.47	0.94	0.63	0.4	0.27	0.9	0.60	0.88	0.59	1.5
铜	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	0.001L	-	1.0
锌	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	2.0
氟化物	0.668	0.45	0.656	0.44	0.436	0.29	0.23	0.15	0.688	0.46	0.735	0.49	0.933	0.62	0.829	0.55	0.926	0.62	0.635	0.42	1.5
硒	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.0004L	-	0.02
砷	0.0018	0.02	0.0019	0.02	0.0023	0.02	0.0019	0.02	0.0022	0.02	0.0029	0.03	0.0016	0.02	0.0026	0.03	0.0013	0.01	0.0012	0.01	0.1
汞	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.00004L	-	0.0001
镉	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.0001L	-	0.005
六价铬	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.05
铅	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.002L	-	0.05
氰化物	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.004L	-	0.2
挥发酚	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.0003L	-	0.01
石油类	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.01L	-	0.5
阴离子表面活性剂	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.05L	-	0.3
硫化物	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.005L	-	0.5

备注：2019 年 1 月和 2 月未采样。

根据阿克苏地区 2010-2019 年环境质量报告书中沙雅断面监测结果，近 10 年来塔里木河沙雅和轮台断面水质类别变化不大，符合水质 II 类标准。

污染负荷分担率排在前三位的是氟化物、化学需氧量、总磷。历年来塔里木河沙雅断面和轮台断面污染物浓度没有显著变化。从污染物浓度随空间变化看，总磷、氟化物浓度沿程变化不明显，化学需氧量浓度从沙雅断面至轮台断面呈现降低趋势。从污染物浓度随时间变化看，塔里木河水体中化学需氧量浓度春季明显高于其他季节，上半年呈逐渐上升趋势，在夏季开始呈现下降趋势，化学需氧量浓度春夏季节明显高于秋冬季节，在 4 月达到最大值；氟化物浓度含量全年波动较大，4 月浓度达到最大值，上半年氟化物浓度含量明显高于下半年，随着季节温度的升高氟化物浓度含量从夏季开始呈现下降趋势，9 月达到最低值，从秋季开始氟化物浓度含量开始呈现上升趋势；总磷浓度全年变化不大。

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查引用《富满油田哈得 23 区块初步开发方案环境影响评价报告书》中 2021 年 9 月的环境质量现状监测报告数据。

4.5.2.2 监测点位布设

根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向，在评价区域内本项目开发区块选取 5 个潜水水质监测点。监测点位及监测因子见表 4.4-10，监测点位置见图 4.3-1。

地下水监测点情况表 4.5-4。

表 4.5-4　　本项目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
HD1		FY203C 井场东北侧约 11km，位于区域地下水的上游地带	6m	潜水
HD2		HD30-H4 井场西北侧约 4.7km，位于区域地下水的下游地带	6m	
HD3		HD30-H8 井场西侧约 6.2km，位于区域地下水的侧向	8m	
HD4		HD30-H4 井场东侧 5.7km，，位于区域地下水的下游地带	10m	
ZC2-2		HD30-H8 井场西侧约 2.6km，位于区域地下水的侧向	8m	

4.5.2.3 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 9 月，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

pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类共 29 项。

（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》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-5。

表 4.5-5　　地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

检测项目	检测的标准（方法）名称及编号（含年号）
pH 值	水质 pH 值的测定　电极法 HJ 1147-2020
总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987
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
硫酸盐	水质 无机阴离子的测定　离子色谱法 HJ84-2016
氯化物	
硝酸盐（以氮计）	
氟化物	
铁、锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-1989
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
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
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009
硫化物	水质　硫化物的测定　亚甲基蓝分光光度法 GB/T16489-1996
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
细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ1000-2018
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009
亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-1987
铅、镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 GB7475-1987
汞、砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694—2014
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987
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
镁	
钠	

钾	
碳酸盐	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐的测定）（酸滴定法）SL83-1994
重碳酸盐	
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 评价标准与评价方法

（1）评价标准

石油类参照《地表水质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

4.5.3.2 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 4.5-6。

表 4.5-6　　地下水水质现状监测及评价结果（潜水）

监测因子 \ 监测点			HD1	HD2	HD3	HD4	ZC2-2
pH 值	标准值 6.5～8.5	监测值	7.9	8.0	7.9	8.0	7.9
		标准指数	0.6	0.67	0.6	0.67	0.6
总硬度	标准值 ≤450	监测值	1912	1683	1787	1821	842
		标准指数	**4.25**	**3.74**	**3.97**	**4.05**	**1.87**
溶解性总固体	标准值 ≤1000	监测值	3865	3237	3605	3387	2080
		标准指数	**3.87**	**3.24**	**3.61**	**3.39**	**2.08**
硫酸盐	标准值 ≤250	监测值	781	635	732	679	532
		标准指数	**3.12**	**2.54**	**2.93**	**2.72**	**2.13**
氯化物	标准值 ≤250	监测值	1536	1288	1146	1349	506
		标准指数	**6.14**	**5.15**	**4.58**	**5.40**	**2.02**
铁	标准值 ≤0.3	监测值	0.32	0.33	0.28	0.56	0.21
		标准指数	**1.07**	**1.10**	0.93	**1.87**	0.70
锰	标准值 ≤0.10	监测值	0.63	1.28	1.52	0.63	0.19
		标准指数	**6.30**	**12.80**	**15.20**	**6.30**	**1.90**
挥发酚	标准值 ≤0.002	监测值	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003
		标准指数	/	/	/	/	/
耗氧量	标准值 ≤3.0	监测值	0.62	0.51	0.99	0.49	0.72
		标准指数	0.21	0.17	0.33	0.16	0.24
氨氮	标准值 ≤0.50	监测值	0.492	0.442	0.572	0.506	0.190
		标准指数	0.98	0.88	**1.14**	**1.01**	0.38
硫化物	标准值 ≤0.02	监测值	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
		标准指数	/	/	/	/	/
钠	标准值 ≤200	监测值	68.1	68.0	66.9	68.4	135
		标准指数					
总大肠菌群	标准值 ≤3.0	监测值	＜10	＜10	＜10	＜10	＜10
		标准指数	/	/	/	/	/
细菌总数	标准值 ≤100	监测值	49	62	70	46	85
		标准指数	0.49	0.62	0.70	0.46	0.85
氰化物	标准值 ≤0.05	监测值	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
		标准指数	/	/	/	/	/
亚硝酸盐氮	标准值 ≤1.0	监测值	＜0.003	0.003	0.004	＜0.003	0.185
		标准指数	/	0.003	0.004	/	0.185

硝酸盐（以氮计）	标准值≤20	监测值	＜0.004	0.570	1.05	1.11	＜0.004
		标准指数	/	0.03	0.05	0.06	/
氟化物	标准值≤1.0	监测值	1.07	0.549	0.605	1.68	1.45
		标准指数	**1.07**	0.55	0.61	**1.68**	**1.45**
汞	标准值≤0.001	监测值	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004	＜0.00004
		标准指数	/	/	/	/	/
砷	标准值≤0.01	监测值	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003	＜0.0003
		标准指数	/	/	/	/	/
镉	标准值≤0.005	监测值	0.025	0.016	0.016	0.009	＜0.001
		标准指数					/
六价铬	标准值≤0.05	监测值	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
		标准指数	/	/	/	/	/
铅	标准值≤0.01	监测值	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
		标准指数	/	/	/	/	/
钾	/	监测值	145	132	133	11	34.6
钙	/	监测值	515	517	498	557	149
镁	/	监测值	247	171	146	186	87.7
碳酸盐	/	监测值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
重碳酸盐	/	监测值	3.01	1.68	1.83	1.91	4.66
石油类	标准值≤0.05	监测值	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
		标准指数	/	/	/	/	/

备注：K^+ 、Ca^{2+}、 Mg^{2+}、 CO_3^{2-}、 HCO_3^-等无标准值，不参与评价。

由表 4.5-5 分析可知，由上表可知，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，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氨氮、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准类标准。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物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，氨氮、超标与浅层地下水易受人畜粪便污染有关。

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、草甸土为主。项目区土壤类型图见图 4.6-1。

（1）风沙土

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。风沙土半固定风沙土亚类。

（2）草甸土

草甸土主要分布在塔里木南岸，主要是盐化草甸土亚类。盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤。地下水埋深一般在 1～3m，矿化度 1～3g/l，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芨芨草和芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5～1.0cm 的盐结皮。

4.6.2 土壤环境质量现状监测

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模为中型，环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级为一级。本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点，在占地范围外，评价范围内布设 2 个表层样点，对项目区土壤环境质量现状进行监测。

4.6.2.1 监测点位

占地范围内：布设 7 个监测点，其中 2 个表层样点（HD302-H1 井场、富源 202C 井场）、5 个柱状样点（富源 III 1 号计转站、HD32-H9 井场、YueM7-H3 井场、FY302-H4 井场、FY204C）

占地范围外：布设 4 个表层样点（FY3-H2 井场外 200m 范围内、HD32-H9 井场外 200m 范围内、YueM7-H3 井场外 200m 范围内、YueM1-5C 井场外 200m 范围内农田。

4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为2021年10月，监测单位为新疆中测测试有限责任公司。

4.6.2.3 监测因子

土壤监测因子如下：

（1）基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

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

（2）特征因子：石油烃。

4.6.2.4 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准要求。

4.6.2.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：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

4.6.2.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-1、4.6-2、4.6-3。

表 4.6-1 HD302-H1 井场表层样监测结果统计表 单位：mg/kg pH 无量纲

序号	污染物项目	监测结果			标准限值（mg/kg）	是否达标
		单位	HD302-H1 井场内(0～20cm)	Pi		
1	砷	mg/kg			60	达标
2	镉	mg/kg			65	达标
3	六价铬	mg/kg			5.7	达标

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

表 4.6-2　土壤监测结果一览表（农田土壤）　[单位：mg/kg]

序号	项目	监测结果			标准限值（mg/kg）pH＞7.5	是否达标
		单位	YueM1-5C 井场外 200m 范围内农田	Sij		
1	pH	无量纲			/	/
2	砷	mg/kg			25	达标
3	汞	mg/kg			3.4	达标
4	镉	mg/kg			0.6	达标
5	铬	mg/kg			250	达标
6	铜	mg/kg			100	达标
7	铅	mg/kg			170	达标
8	镍	mg/kg			190	达标
9	锌	mg/kg			300	达标
10	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

监测点位		监测项目	监测值（mg/kg）			标准限值（mg/kg）	达标情况
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m		
富源 III 1 号计转站	占地范围内（柱状样）	石油烃				4500	达标
HD32-H9 井场							
YueM7-H3 井场							
FY302-H4 井场							
FY204C 井场							
监测点位			0-0.2m				
FY3-H2 井场外 200m 范围内	占地范围外（表层样）						
HD32-H9 井场外 200m 范围内							
YueM7-H3 井场外 200m 范围内							
富源 202C 井场	占地范围内（表层样）						

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

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

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建 2 座计转站，新建各类集输管线 228.96km，新建单井道路 32km，占地类型为草地、林地、沙地。

本项目总占地面积 212.87hm^2，其中永久性占地面积为 19.44hm^2，临时占地面积 193.43hm^2，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐

地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 水土流失影响分析

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

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，易被春秋季的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目钻井工程的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。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。

项目施工期钻井工程、管线敷设工程、道路工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.2.4 对植被的影响分析

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

项目区域评价区自然植被主要有 3 种植被类型，即荒漠植被、灌丛植被和森林；3 个群系，即多枝柽柳群系、胡杨群系、芦苇群系。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物质在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的

干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

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

（2）施工废弃物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

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

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中大型机械大面积碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直

接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

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

井区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类(啮齿类)和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.3 重点公益林的影响分析

本项目占用国家二级公益林及地方公益林，重点公益林类型为疏林地、灌木林地，优势树种为胡杨、柽柳等，植被盖度为 50-70%。工程共有 9 口井及 1 个站场占用公益林，此外有 18 口井的管线临时占用公益林。具体涉及公益林情况见表 5.1-1。

表 5.1-1　　本工程涉及公益林情况表

区块	公益林类型	涉及工程内容	涉及林班
区块西部	地方公益林	YM5-1C 井场及管线，YM7-H3 井场及管线	0007 号林班和 0008 号林班
区块中部	地方公益林	FY103-1XC 井场及管线，FY204-1XC 井场及管线，FY201-1C 井场及管线	0002 号林班和 0003 号林班
区块东部	地方公益林	HD302-H2 井场及管线，HD30-H4 井场及管线，FY3-H1 井场及管线，	0003 号林班

项目共有 8 口单井占用地方公益林，其中永久占用 0.72hm^2，临时占用 3.18hm^2，项目新建管线约有 6.9km 位于地方公益林区，新建管线临时占用 15.84hm^2 国家二级公益林，占用 5.52hm^2 地方公益林，工程占用的重点公益林类型均为灌木林地，林木种类为柽柳，根据新疆农业大学李霞教授主持的国家自然科学基金项目《塔里木河下游植被恢复与遥感测度》相关成果，项目区柽柳灌丛

生物量为 3t/hm^2，工程占用公益林共造成约 100.98t 生物损失。

井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内。管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。

5.1.4 生态保护红线影响分析

根据与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》进行核对，本项目临近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。该红线区属于土地沙化和生物多样性极敏感区，但不属于法定保护区。

根据生态保护红线划定结果，本项目井场、进场道路、管线在选址选线中充分考虑了避让红线，新建工程内容均没有占用和穿越生态保护红线。其余工程建设时，应尽可能避开红线区，同时选址中避开植被茂密区域，减少植被损失量。此外，控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原生地表的破坏，是施工期和运行期降低对生态保护红线影响的主要手段。

项目建成后，及时恢复临时占地，加大绿化力度，补偿项目施工和运行对生态环境的影响，项目对生态保护红线的影响可以得到减缓和补偿。

本项目只要做好集输管网和进场道路的选线工作，优化施工线路，同时做好施工期和运行期的生态保护，项目对生态保护红线的影响可以接受，不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

5.1.5 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清

理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.1.6 小结

本项目将占用地方公益林。目前塔里木油田分公司正在办理土地占用手续，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

本项目临近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，井场、进场道路、集输管线选址选线均考虑了避让生态保护红线，没有穿越和占用红线，项目的建设不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

项目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。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要为钻井工程产生的燃料燃烧废气以及管线敷设、道路和地面

工程建设等过程中产生的扬尘及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

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

（1）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）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》

（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县常年的地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

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

表 5.2-1　　评价区域各月平均风速统计表

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

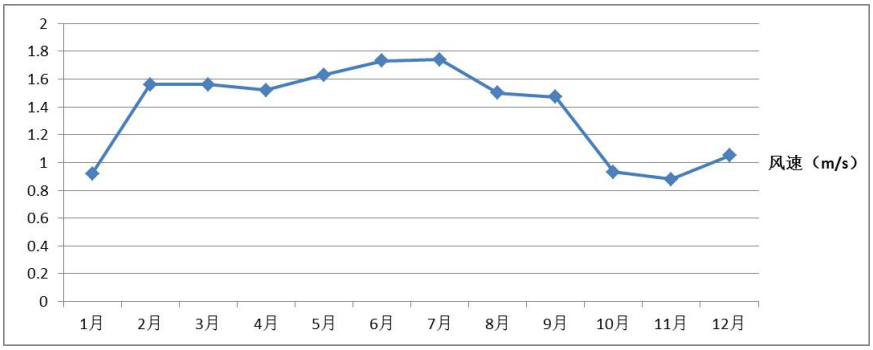

图 5.2-1　评价区全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

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

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

表 5.2-2　　沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目 风向	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数	风向 频率	平均 风速	污染 指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	2.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52
SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63

S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	083	5.26	2.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	2.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

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

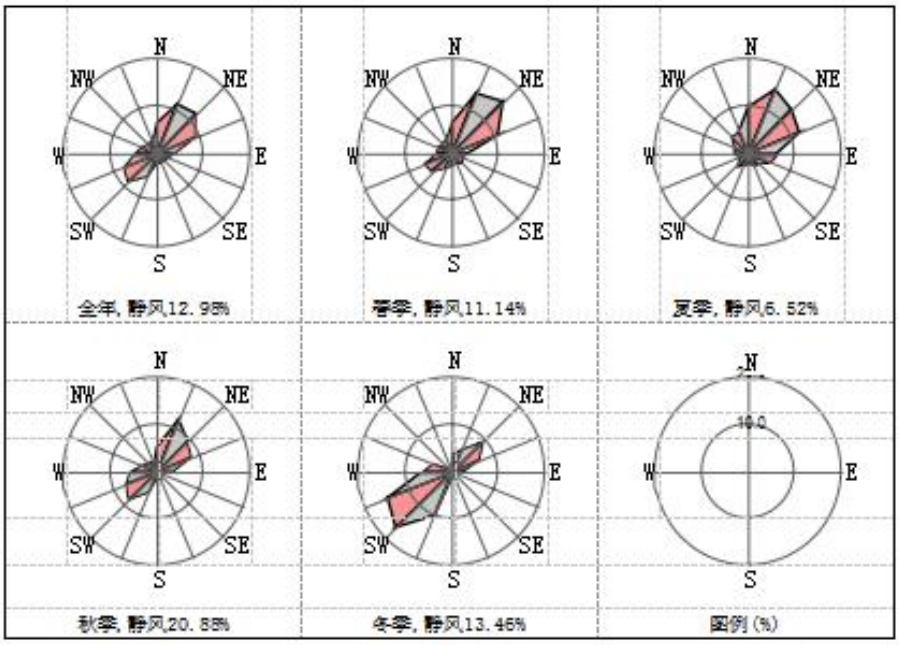

图 5.2-2　　沙雅县各季、全年风向玫瑰图

5.2.2.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测因子

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为加热炉有组织排放废气的 SO_2、NO_X、烟尘，无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢。

（2）预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单

源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

（3）有组织排放废气大气影响估算

①污染源参数

本工程有组织排放废气主要为加热炉燃烧废气，本工程在新建的富源III 1号计转站、富源III 3号计转站分别设置3台1000kW加热炉，本次评价选取果富源III 1号计转站加热炉作为最大有组织废气污染源进行预测分析。

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录A推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_x，SO_2利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。

②预测结果

根据预测结果可知，加热炉燃烧排放的氮氧化物、二氧化硫、烟尘最大落地浓度占标率均在1%≤Pmax＜10%内，且各污染物最大落地浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

（4）无组织废气对大气环境影响预测

本项目运营期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，产生点主要集中在站场、井口、管线设备接口、阀门处等，本次评价选取无组织排放影响较大的富源III 1号计转站和代表性井场进行预测。

①污染源参数

根据废气污染源章节中无组织排放非甲烷总烃和硫化氢的核算，本次评价对HD302-H1井、富源III 1号计转站的无组织废气进行预测分析。

③预测结果

根据预测结果可知，YueM1-5C井、富源III 1号计转站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均在1%≤Pmax＜10%范围内。

5.2.2.4 大气环境影响小结

本工程加热炉采用清洁能源天然气，加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO_2 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过不低于 10m 高排气筒排放。根据预测结果可知，本工程加热炉燃烧废气中各污染物下风向落地浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，加热炉正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

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。项目区周边最近的敏感点为 YueM1-5C 井场东北侧约 260m 的库木博斯坦村，位于全年盛行主导风向的上风向，因此对大气环境敏感目标影响不大，说明站（井）场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃、H_2S 对周围环境空气影响较小。

5.2.2.5 大气污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算情况详见表 5.2-3。

表 5.2-3　大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量（t/a）	
			标准名称	浓度限值（mg/m^3）	非甲烷总烃	硫化氢
无组织废气						
站场、井场	非甲烷总烃、硫化氢	日常维护，做好密闭措施	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）	井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 $4mg/m^3$；厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 $0.06mg/m^3$	34.1	0.028
有组织废气						
加热炉	SO_2	采用清洁燃料。	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	0.72	
	NO_x			200	3.42	
	烟尘			20	0.36	

5.2.2.4 大气环境影响评价自查表

表 5.2-4　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级√		三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□		边长=5km√			
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a□		500～2000t/a□		＜500t/a√			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、 CO、O_3） 其他污染物（NMHC、H_2S、SO_2、NO_2）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5√			
评价标准	评价标准	国家标准√		地方标准□		附录 D√		其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区√		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2020）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据√		现状补充监测√			
	现状评价	达标区□				不达标区√			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD√	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□		边长=5km√			
	预测因子	预测因子（SO_2、NO_2）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5√			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%√				$C_{本项目}$最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□			$C_{本项目}$最大占标率＞10%□			
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□			$C_{本项目}$最大占标率＞30%□			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（）h		$c_{非正常}$占标率≤100%□		$c_{非正常}$占标率＞100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□				$C_{叠加}$不达标□			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k＞-20%□			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）		有组织废气监测□ 无组织废气监测√		无监测□			
	环境质量监测	监测因子：（）		监测点位数（）		无监测□			
评价结论	环境影响	可以接受√　　不可以接受□							
	大气环境防护距离	距厂界最远（0）m							
	污染源年排放量	SO_2：（0.72）t/a		NO_x：（3.42）t/a		颗粒物：（0.36）t/a		VOCs：（34.1）t/a H_2S：（0.028）t/a	

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

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发电机、钻机和各类泵的噪声，其中柴油发电机、钻机噪声级在 90dB（A）～100dB（A）之间，钻井液循环泵噪声级在 95dB（A）～100dB（A）之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB（A）～100dB（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

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

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
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

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 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区 2km 内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

单井机泵噪声源强在 70～85dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，其运行噪声不高于 70dB（A）。

项目建成后不同距离噪声预测值见表 5.3-2。

表 5.3-2　　各种施工机械在不同距离的噪声预测值　　单位：dB（A）

距离（m）	运行噪声	5	10	30	60	80	100
井场机泵	70	56.0	50.2	42.1	38.9	38.2	37.8

井口装置噪声源强较低，影响范围有限。由预测结果可知，本工程单井井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边 100m 范围内无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.2.3 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，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评

价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，工程开发建设及运营噪声满足标准要求，并且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一，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，单层厚度在一般在 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 地下水类型与含水层的划分

（1）地下水类型

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。

（2）含水层的空间分布规律

根据哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目报告，哈德南附近的2008-145号钻孔资料，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，含水层厚度约22.70~37.62m不等，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。水含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

（3）地下水的埋藏条件

本项目所在区域潜水位埋深约2~9m不等。从东西方向上看，区域地下水西部埋藏较浅，东部地下水位埋藏较深，埋藏深度一般为6～9m。从南北方向上看，区域地下水北部埋藏较浅，南部地下水位埋藏较深，埋藏深度一般为5～7m。

区域水文地质图及水文地质剖面图见图5.4-1和5.4-2。

5.4.1.2 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》，塔南评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，揭露的含水层主要以单一结构的潜水含水层为主。其富水性可划分为两个级别：1、潜水水量中等；2、潜水水量贫乏。评价区潜水含水层的水文地质特征详见表5.4-1。

根据调查结果，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）。

本项目所在区域潜水位埋深约2~9m不等，钻孔揭露的含水层厚度约22.70~37.62m，含水层岩性为第四系细砂、粉细砂、粉砂；换算涌水量为22~579.27m³/d，水量中等～贫乏；渗透系数0.21~4.34m/d。

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）（m³/d）	富水性分区
JC2-1	潜水	40	2.52	粉细砂	37.48	2.32	579.27	水量中等
JC2-2	潜水	40	2.38	粉砂	37.62	1.41	253.28	水量中等
JC2-3	潜水	40	2.13	细砂	36.59	2.75	541.33	水量中等
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
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
YK3	潜水	40	8.16	细砂	31.84	0.39	57.84	水量贫乏
YK2	潜水	40	4.67	粉细砂	32.33	3.41	447.48	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

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
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
GL5	潜水	40	8.36	粉细砂	28.24	3.36	407.62	水量中等
GL8	潜水	40	6.57	粉细砂	30.08	2.44	268.78	水量中等
GL11	潜水	40	8.64	粉细砂	31.36	2.65	313.25	水量中等

5.4.1.4 地下水的补给、径流、排泄

（1）补给

工程位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区。工程区域地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给和侧向径流补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。工程区域内也仅仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

（2）径流

工程区域的地下水的径流方向是从西南向东北。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。

根据潜水等水位线图及水文地质图，评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够 通畅，因而地下水径流条件较差。在评价区的西部，地下水的水力坡度约 0.37‰， 中部变为 0.28‰，东部变为 0.65‰，水力坡度最大为 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南东方向的侧向径流排泄为主。

②蒸发蒸腾排泄

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

5.4.1.5 地下水动态特征

利用收集到与评价区水文地质条件最接近的钻孔（哈得一联合站附近的 ZC2-5 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 孔地下水动态年内变化过程为：河漫滩从 9 月下旬开始退水，地下水位的上升趋势延续到 11 月中旬，之后转为缓慢下降。在此期间，塔河水位也同时大幅度下降，随着冬季的结束及地面解冻，从 2 月底开始地下水位出现小幅回升，从 4 月中开始地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底，8 月初到 9 月底水位呈缓慢上升。地下水的高水位期出现在 10 月底，低水位期在 6 月底。区内地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少，次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈；地下水位上升的直接原因也是塔河干流径流量增加、河水位较大幅度的上涨，次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与塔河水位的升降有滞后现象，一般是地下水位滞后塔河水位 15—30 天。

5.4.1.6 地下水水化学特征

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 $Cl \cdot SO_4$-Na 型水。矿化度为 0.5~40g/L 不等，水质均较差，为半咸水～咸水。

5.4.2 水环境影响分析

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

5.4.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

在建设期，对地下水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、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）施工期钻井废水

本项目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。

本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

2）施工期施工人员生活污水

本工程不设置施工营地，施工人员生活依托施工单位在哈得一联合站附近已建的施工营地，生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，粪便排入环保厕所内。

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。本工程管线总长度为228.96km，试压废水为572.4m^3，主要污染物为SS。试压废水可用作场地降尘用水。

2）运营期的采出水

①采出水

根据开发方案，本项目前期采出水量较小，根据方案预测中稳产期间（2024~2026年）最大采出水量核算约为262m^3/d（8.64×10^{4}t/a），采出水中主要污染物为SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为44mg/L，4500mg/L，

69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 3.8t、338.8t、6.0t、0.013t。

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及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。哈得一联合站采出水处理系统设计处理能力 5000m^3/d，现状剩余处理能力 800m^3/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及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注，不外排。另外，根据调查哈得一联合站采出水处理站的实际回注情况，回注于油藏层奥陶系，回注层均为地下干层或油层，回注地层深度在 4500m 以下。而项目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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。未外排。

综上，正常情况下，本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、集输管线的采出液和井下作业废水的泄露，污染物主要为石油类。

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

（1）油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合

环保要求。

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度约 2~9m，钻孔揭露的含水层厚度约 22.70~37.62m。项目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·SO_4-Na 型咸水。本项目正钻井目的层岩性为奥陶系一间房组，地层岩性为泥晶灰岩，油藏埋深 6700m 左右，在开采层和取水层之间有 6 个地层分隔，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，厚度为 23m，为相对隔水层。根据井身结构，本项目水平井均采用三开井身结构。在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。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（2）井喷事故对地下水的污染影响

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

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏

引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中。

b、泄漏对地下水的影响分析

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。

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

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；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc(　)—余误差函数。

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。由于石油类因子是凝析油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。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。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 0.21~4.34m/d，本次预测取最大值 4.34m/d，水力坡度取最大值为 0.809‰。
2	D_L	纵向弥散系数	$0.08m^2/d$	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	42%	根据区域水文地质勘察报告，确定区域有效孔隙度取 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	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 10mg/L。	

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 5.4-3，图 5.4-3。

表 5.4-3 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	0.0039	0	0.0010	0	0.0003
	4	0.0175	10	0.0028	20	0.0010
	5	0.0167	15	0.0031	38	0.0014
	10	0.0038	20	0.0028	40	0.0014
	15	0	30	0.0013	60	0.0009
	20	0	40	0.0003	80	0.0003
	25	0	50	0	100	0
	30	0	60	0	120	0
	35	0	70	0	140	0
	40	0	80	0	160	0
	45	0	90	0	180	0

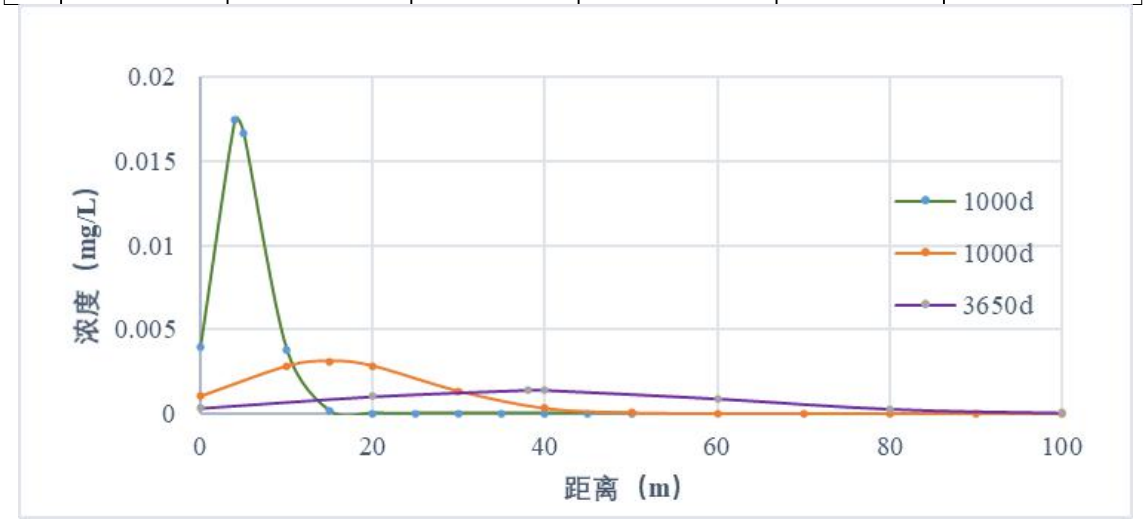

图 5.4-3 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

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；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏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 4m、15m、38m，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、集输管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，由于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，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

本项目钻井期钻井废水采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。管道试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。

运营期的采出水依托哈得一联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由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，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目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，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

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

本工程共产生钻井泥浆 7261m^3，岩屑约 12808m^3。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）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部、三开为磺化水基泥浆，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。

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，产生量约为 45.80t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 89.7t，集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋场进行处置。。

本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约 3.1t，委托由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。

本工程共开挖土方 68.7 万 m^3，回填土方 68.7 万 m^3，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物 HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5~2.2t/万 t 采出液，本项目新建产能 44×10^4t/a，油泥（砂）最大产生量为 96.8t/a。本项目产生的油泥（砂）定期拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，对周边环境影响较小。

5.5.2.2 落地原油

本项目落地原油产生量约 3.1t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至哈得一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

5.5.2.3 清管废渣、废润滑油

本项目清管废渣、废润滑油产生量分别为 0.26t/2a、1.55t/a，其危险废物类别均为为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

5.5.2.4 沾油废物

本项目沾油废物产生量约为1.55t/2a，集中收集后运至哈得作业区固废场。

5.5.3 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑和建筑垃圾。本工程钻井采用泥浆不落地系统。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）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部、三开为磺化水基泥浆，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。

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。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废润滑油和沾油废物。油泥（砂）、清管废渣和废润滑油，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。沾油废物集中收集后运至哈得作业区固废场。

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

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难

再生长，甚至退化为沙地。井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。本项目建设内容主要为钻井工程、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）钻井作业对土壤环境的影响

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、辗压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署采油井 39 口（新钻水平井 20 口，侧钻井 19 口），钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家

及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（4）管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤环境等级划分

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

本工程属于Ⅰ类建设项目，永久占地面积 19.44hm^2，占地规模为中型，本工程 YueM1-3C、YueM1-5C、YueM1C 周边存在耕地，土壤环境为敏感，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经表

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

表 5.6-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	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垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.6.2.3 正常工况下土壤环境影响分析

本项目在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》(HJ964-2018)的相关要求，本项目土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为一级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

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

5.6.2.4 非正常工况下土壤环境影响分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道以及原油储罐的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

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

表 5.6-3　　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

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

表 5.6-4　　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
井喷的落地油、井下作业废水、集输管线	/	垂直入渗	石油类

（1）溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如

果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

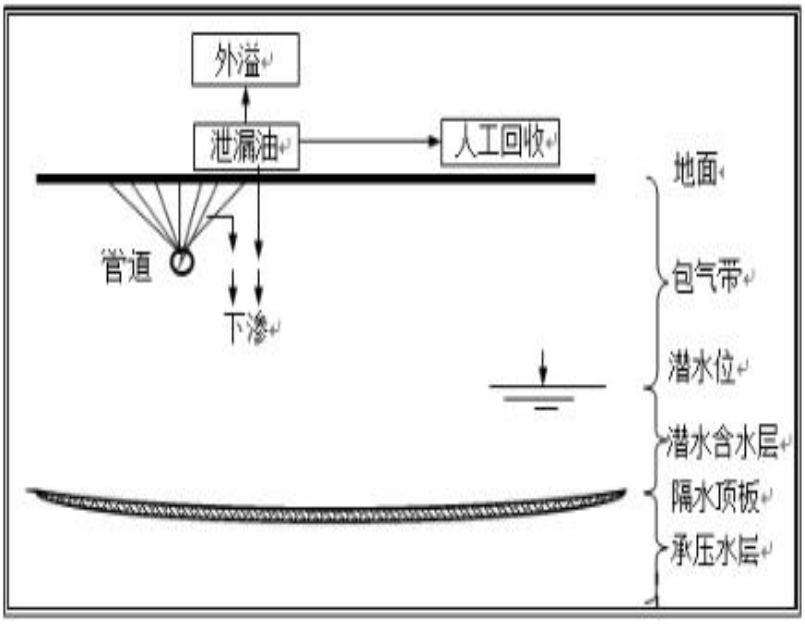

图 5.6-1　溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

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

（2）垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型主要为草甸土、风沙土，项目区浅部地层主要由第四纪全新

统(Q)冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水位埋藏深度约 2~9m，潜水埋深小于 10m，即包气带厚度小于 10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

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

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

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

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

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-5。

表 5.6-5　　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="5">建设用地√；农用地□；未利用地□</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">（19.44）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（耕地周边）、方位（本工程 YueM1-3C 井、YueM1-5C 井、YueM1C 井）、距离（周边）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他□</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="5">采出液、井下作业废水</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">I类√；II类□；III类□；IV类□；</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感☑；较敏感□；不敏感□；</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级√；二级□；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）√；b）√；c）√；d）√；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">/</td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td>现状监测点位</td><td colspan="2">层位</td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td>点位布置图</td></tr>
<tr><td colspan="2">表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>0-0.2m</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">柱状样点数</td><td>5</td><td>-</td><td>0-3m</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>现状监测因子</td><td colspan="5" rowspan="2">《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃及及《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</td><td></td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">GB15618√；GB36600√；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="5">土壤环境质量较好</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="5">-</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">附录 E√；附录 F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="5">达标结论：a）√；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="5">土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">跟踪监测</td><td rowspan="2">层位</td><td colspan="2">YueM1-5C 井、FY3-H1 井</td><td rowspan="2">深度</td><td rowspan="2">监测指标</td><td rowspan="2">监测频次</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>厂界内</td><td>厂界外 200m</td></tr>
<tr><td>表层</td><td>1</td><td>1</td><td>0-0.2m</td><td rowspan="2">石油烃</td><td rowspan="2">每 3 年 1 次</td></tr>
<tr><td>柱状</td><td>1</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="5">-</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">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项目对土壤环境影响可接受。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="8">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本工程环境风险评价工作等级为三级。大气风险评价范围：集输管线评价范围设定为管道沿线 100m 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。

5.7.2 环境敏感目标概况

现场踏勘结果表明，本项目不占用自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。区域主要风险保护目标为 YueM1-5C 井场东北侧约 260m 的库木博斯坦村、YueM1-3C 井场西北侧约 900m 的英博斯坦村、项目区周边土壤、地下水、公益林、湿地自然保护区、生态保护红线区等。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169－2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GB50844-85）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、硫化氢。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-1。

表 5.7-1　　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃

特性	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2　　原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C_5 至 C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装

	时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

（3）硫化氢

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

硫化氢的危险、有害特性详见表5.7-3。

表5.7-3　硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
%（V）	ppm	mg/m^3	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为0.0215mg/m^3（0.13ppm）时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为6.9mg/m^3（4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工

			业卫生专家协会推荐的阈限值（8h 加权平均值）。我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最大硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全和健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m³（50ppm）将会出现肺浮肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全和健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

5.7.3.2 井下作业危险性识别

（1）井喷事故风险

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

（2）井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气

上窜造成地下水污染等。

5.7.3.3 输油管道危险性识别

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

5.7.3.4 风险类型识别

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

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

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

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

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

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

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

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的 H_2S、NMHC 会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

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

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

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

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

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

境。

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

运营期管线破裂，应将能回收的原油以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.4.6 对植被的影响

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

5.7.5 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。塔里木油田分公司编制有《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案》(备案编号：652924-2019-001，附件 14)，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

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

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

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

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³(或 10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³(或 20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³(或 100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

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

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

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执

行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

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

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

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

5.7.5.5 管线安全运行措施

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

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

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

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

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

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

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格

产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府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。

5.7.5.7 重视和加强管理

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

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉

操作规程，对各种情况能进行正确判断。

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

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

5.7.5.8 环境风险应急预案

哈得油气开发部编制有《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案》(备案编号：652924-2019-001)，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司哈得油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。哈得油气开发部现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本项目应急预案应急处置措施如下：

1）井场泄漏处置

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

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

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

2）站场泄漏处置

（1）站场设备、储罐泄漏

①若站场设备、储罐出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

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

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

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

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

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

（2）伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

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

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（3）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

3）管道泄漏处置

（1）输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

（2）输气管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

（3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

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

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

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

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

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

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

4）井喷失控

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，

进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%～30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

5.7.5.9 现有环境风险防范措施的有效性分析

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

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、硫化氢，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被

污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

5.7.7 风险自查表

本项目风险自查表见表 5.7-4。

表 5.7-4　环境风险简单分析内容表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="8">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td colspan="2">原油</td><td>天然气</td><td>硫化氢</td><td>/</td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td colspan="2">453.8</td><td>64.16</td><td>0.03</td><td>/</td></tr>
<tr><td rowspan="6">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="3">500m 范围内人口数 0 人</td><td colspan="2">5km 范围内人口数小于 500 人</td></tr>
<tr><td colspan="4">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td>0 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td>F1□</td><td>F2□</td><td>F3□</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td>S1□</td><td>S2□</td><td>S3☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td>G1□</td><td>G2□</td><td>G3☑</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td>D1☑</td><td>D2□</td><td>D3□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q＜1□</td><td>1≤Q＜10☑</td><td>10≤Q＜100□</td><td>Q＞100□</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td>M1□</td><td>M2□</td><td>M3☑</td><td>M4□</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td>P1□</td><td>P2□</td><td>P3□</td><td>P4☑</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td>E1□</td><td>E2□</td><td>E3☑</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td>E1□</td><td>E2□</td><td>E3☑</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td>E1□</td><td>E2☑</td><td>E3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+□</td><td>IV□</td><td>III□</td><td>II☑</td><td>I□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td>一级□</td><td>二级□</td><td>三级☑</td><td>简单分析□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="2">有毒有害□</td><td colspan="2">易燃易爆 √</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="2">泄漏 √</td><td colspan="2">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 √</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="2">大气 √</td><td>地表水□</td><td>地下水 √</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td>计算法□</td><td>经验估算法□</td><td>其他估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td>SLAB□</td><td>AFTOX□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="3">大气毒性终点浓度-1　最大影响范围___m</td></tr>
<tr><td colspan="3">大气毒性终点浓度-2　最大影响范围___m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="4">最近环境敏感目标_____，到达时间_____h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="4">下游厂区边界到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="4">最近环境敏感目标_____，到达时间_____d</td></tr>
<tr><td>重点风险防范措施</td><td colspan="6">①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④柴油储罐和甲醇储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。⑤井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置。按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。⑤本项目环境风险应急预案依托塔里木油田分公司哈得油气开发部编制有《塔里木油田公司开发事业部哈得作业区突发环境事件应急预案》（备案编号：652924-2019-001），定期演练。</td></tr>
<tr><td>评价结论与建议</td><td colspan="6">区域主要风险保护目标为 YueM1-5C 井场东北侧约 260m 的库木博斯坦村、YueM1-3C 井场西北侧约 900m 的英博斯坦村、项目区周边土壤、地下水、公益林、湿地自然保护区、生态保护红线区等，在做好相应的环境风险防范措施的前提下，本工程的环境风险是可以防控的。</td></tr>
</table>

6.环境保护措施及可行性论证

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

6.1 设计期环境保护措施

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》GB 50183-2004、《建筑设计防火规范》（2018 版）GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》GB 50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）。

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

（3）站场在无人区穿越，不涉及拆迁。

（4）站场应尽量避开不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

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

（1）线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气工程设计防火规范》（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，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（4）线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

（5）线路应尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

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

6.2.1 生态保护措施

6.2.1.1 井场、道路、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，对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——井场永久性占地 40m×60m；

——井场施工临时性占地 100m×130m；

——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 4.5m。

（2）在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖管沟，尽量减少对周围植被的破坏。

（3）本项目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。

（4）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。

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

（6）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。

（7）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。

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

6.2.1.2 对野生动植物的生态保护措施

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

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

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

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

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

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

6.2.1.3 重点公益林生态保护措施

本工程井场、集输管线占用地方公益林，项目需采取的保护措施包括：

（1）在下一阶段的设计建设单位应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使田林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字[2015]497 号）及阿行署办[2008]27 号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委[2009]3 号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续。

（2）严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

（3）工程征占地范围内的保护植物要征得林草部门的同意，办理相关手续，进行补偿和恢复；

（4）严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

（5）项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

（6）运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

6.2.1.4 严格实施防沙治沙措施

由于本工程部分井场位于沙漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

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

下：

（1）技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料;

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准、且对施工人员进行交底。

（2）施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度(或 135 度)的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈,改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40-50cm 长的段，整齐堆放。

铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

③植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道道工序的施工。

（3）施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 20m，同时在管道主风向上方≥10m 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。如下图 6.2-1 草方格通用设置图和 6.2-2 移动沙丘固沙平面示意图。

②草方格固沙

草方格材料可就地就地选用芦苇，将之充分压碾使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15 -20cm 之间，草方格成形

后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦杆、谷杆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

6.2.1.5 水土流失防治措施

（1）工程措施

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

（2）场地平整

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

（3）限行彩条旗

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

6.2.1.6 其他生态保护措施要求

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

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

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

6.2.2 大气污染防治措施

施工期废气主要为钻井工程产生的燃料燃烧废气以及管线敷设、道路和地面工程建设等过程中产生的扬尘及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失。提出以下大气污染防治措施：

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

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

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

（4）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（5）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

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

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

6.2.3 废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水及管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。本项目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。生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，粪便排入环保厕所内。试压废水用作场地降尘用水。

6.2.4 固体废物污染防治措施

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物。

（1）钻井岩屑

本工程钻井采用泥浆不落地系统。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）中综合利用污染物限值

要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部、三开为磺化水基泥浆，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。

（2）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

（3）生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋场进行处置。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

（4）机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（5）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。

（6）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。

6.2.5 噪声防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.2.6 土壤污染防治措施

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

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

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

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，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。

6.3 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

6.3.1 生态环境保护措施

6.3.1.1 监督和管理措施

（1）针对本项目的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

（2）选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

（3）针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.3.1.2 运营期生态保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

（2）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（3）加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

（4）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

（5）本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（6）定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6.3.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

6.3.3 废水污染防治措施

6.3.3.1 采出水和井下作业废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水依托哈得一联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

井下废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

6.3.3.2 井场、站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）的相关规定，本项目拟对厂区进行分区地下水污染防治，分为一般防渗区和简单防渗区。将井口装置区、阀组站、试采点储罐区划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。

6.3.3.3 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.3.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.3.5 固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的含油污泥、清管废渣等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

（2）危险废物的管理主要要求如下：

① 含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

② 主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求进行分区和防渗。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

6.3.6 土壤环境保护措施

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

6.3.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查井口区、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。

6.3.6.2 过程控制措施

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

6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤一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、计转站可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个表层样、1 个柱状样、占地范围外设 1 个表层样，每 3 年监测 1 次。

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

6.4 服役期满后环境保护措施

服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

6.4.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.4.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，

应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至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 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

（2）对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

（3）保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

（4）井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（5）通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（6）加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.4.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018 ）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场 23 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本工程新建各类集输管线 94.53km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，

在管线敷设过程中，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，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.环境影响经济损益分析

7.1 社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

7.1.2 经济效益

工程总投资 106520.7 万元（钻井工程 97995.7 万元、地面工程 8525 万元），经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、阀组站建设和道路占地。项目永久占地的损失

量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

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

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

7.2.2 项目环保投资估算

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 1383 万元，环境保护投资占总投资的 1.3%。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	200	
	管线草方格防护	80	
	水土保持措施	-	纳入水土保持方案投资中
废水处理	井下作业废水拉运与处理	200	
固体废物处置	泥浆不落地装置	400	
	落地油回收	50	
环境风险	井控装置	200	
	硫化氢、可燃气体报警器	100	
地下水、土壤	井场、计转站进行一般防渗，渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s。	70	
环境管理	环境影响评价	30	
	环境保护竣工验收	20	
	环境监测	8	
	施工期环境监理	25	
	合计	1383	

7.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过哈得一联合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

井下作业废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层；采出废水依托哈得一联合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 86400m^3/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m^3 进行计算，产生的经济效益为 172800 元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。管线采用草方格防护，防止土壤沙化。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1383 万元，环境保护投资占总投资的 1.3%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由哈得油气开发部负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由哈得油气开发部负责运行，同时负责运行过程的环境保护

管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为塔里木油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由塔里木油田分公司哈得油气开发部负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙县县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

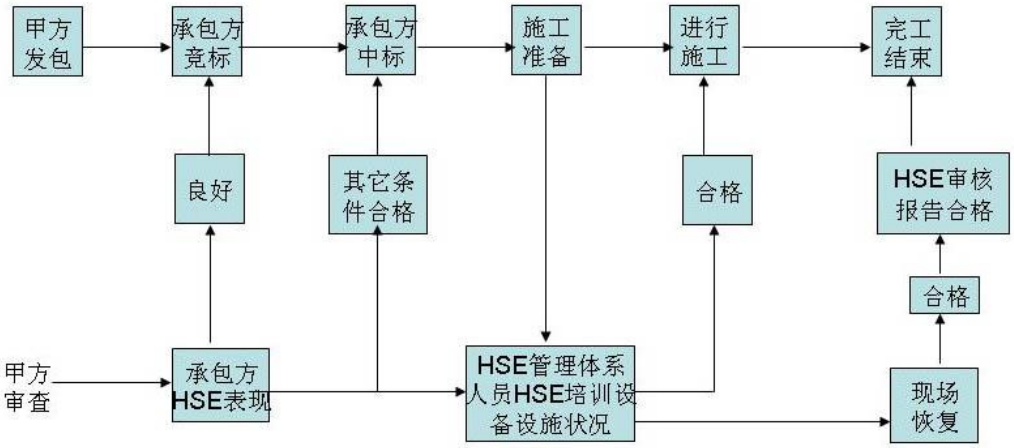

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、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；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 8m。

②道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 2m 的范围内。

③井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 100m×130m，计量阀组站 60m×100m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场、阀组站	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ② 施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	

3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围; ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施; ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施; ②施工季节是否合适; ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1　　项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行; ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④组织危险废物监测	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管

理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

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

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本项目在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.2 运营期环境监测计划

本项目运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表8.3-2。

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、计转站无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
2	噪声	井场、计转站厂界	厂界噪声监测	每年一次
3	地下水	区块内已建地下水监控井	石油类	每年 1 次
4	土壤	井场、计转站内、外土壤（重点针对 YueM1-5C 井）	石油烃	3 年 1 次
5	生态环境	项目区及管线周围	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环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3　　三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	井场、计转站	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）
	H_2S				《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准（0.06mg/m^3）要求
废水	采出水	井场	依托哈得一联合站采出水处理系统处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

	井下作业废水	井场	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
噪声	井口装置、井下作业	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	油泥（砂）	井场、管线	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场、站场内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；管线施工作业带宽度8m，井场40m×60m，阀组站60m×100m	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入哈得油气开发部现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

8.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

富满油田跃满-富源-富源III区块位于塔里木河以南，行政上主体隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，区块西部距沙雅县盖孜库木乡东南最近距离约 6km，区块东部距库车市塔里木乡南侧最近距离约 33km。富满油田主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。跃满－富源－富源III区块位于富满油田的北部，区块内奥陶系一间房组整体表现为一个向东南倾斜的斜坡。生产运行管理由塔里木油田分公司哈得油气开发部负责。本项目地理位置中心坐标为 E，N 。区块位置见图 3.1-1。

本项目部署采油井 31 口（新钻水平井 16 口，侧钻井 15 口），新建计转站 2 座（富源III 1 号计转站、富源III 3 号计转站），新建各类集输管线 228.96km，新建产能 44×10^4t/a，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

9.1.2 产业政策及规划符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关政策，符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，：2020 年项目所在地阿克苏地区 SO_2、NO_2年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级

标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10}年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

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，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氨氮、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准类标准。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物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，氨氮、超标与浅层地下水易受人畜粪便污染有关。

（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

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目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(IV1)，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

项目区自然植被主要类型为多枝柽柳－疏叶骆驼刺群落、胡杨-柽柳群落、稀疏胡杨柽柳灌丛，人工植被主要是由于油田开发而新增的垦荒耕地，主要种植棉花。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里

木兔的踪迹，评价区属于荒漠绿洲交错带生态系统，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。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本项目将占用地方公益林。目前塔里木油田分公司正在办理土地占用手续，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

本项目临近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，井场、进场道路、集输管线选址选线均考虑了避让生态保护红线，没有穿越和占用红线，项目的建设不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

项目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。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括井场、站场、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。

运营期间本项目产生的大气污染物主要为计转站加热炉燃烧烟气以及油气集输过程中的烃类挥发。

本工程加热炉采用清洁能源天然气，加热炉烟气中烟尘、NO_x、SO_2排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过不低于10m高排气筒排放。根据预测结果可知，本工程加热炉燃烧废气中各污染物下风向落地浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，加热炉正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

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。项目区周边最近的敏感点为 YueM1-5C 井场东北侧约 260m 的库木博斯坦村，位于全年盛行主导风向的上风向，因此对大气环境敏感目标影响不大，说明站（井）场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃、H_2S 对周围环境空气影响较小。

9.1.4.3 声环境影响分析

本项目钻井工程在建设施工过程中噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。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，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

9.1.4.4 水环境影响分析

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员生活污水。本项目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。试压废水用作场地降尘用水。施工期生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，粪便排入环保厕所内。

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。采出水依托哈得一联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。井下废水集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

9.1.4.5 固体废物影响分析

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

本工程钻井采用泥浆不落地系统。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）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路等。二开下部、三开为磺化水基泥浆，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。施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。施工期间施工人员生活垃圾集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋场进行处置。本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

运营期产生的含油污泥、清管废渣等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

9.1.4.6 环境风险分析

本项目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，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制

在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.5 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项目的相关建议。

9.1.6 总结论

富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

（2）在阀组间、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。

（3）严格按照《中华人民共和国防沙治法》有关规定，落实措 施，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 施，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 施，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 施，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 物和野生动存环 境的践踏破坏。