富满油田果勒西区块初步开发方案

环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

二○二一年八月新疆·乌鲁木齐

目录

1、概述.....4
1.1 建设项目特点.....4
1.2 环境影响评价的工作过程.....5
1.3 分析判定相关情况.....6
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....7
1.5 环境影响评价的主要结论.....8
2.总则.....9
2.1 评价目的与原则.....9
2.2 编制依据.....10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....14
2.4 环境功能区划.....17
2.5 评价等级和评价范围.....21
2.6 污染控制目标与环境保护目标.....27
2.7 评价时段和评价重点.....28
2.8 评价方法.....29
3. 工程概况与工程分析.....30
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....30
3.2 工程概况.....38
3.3 工程分析.....65
3.4 清洁生产水平分析.....82
3.5 污染物排放总量控制.....89
3.6 相关法规、政策符合性分析.....90
3.7 相关规划符合性分析.....96
3.8 选址、选线合理性分析.....104
3.9“三线一单”符合性分析.....104
4 环境现状调查与评价.....107
4.1 自然环境概况.....107
4.2 生态环境现状调查与评价.....110

4.3 环境空气质量现状调查与评价.....113
4.4 声环境现状.....116
4.5 水环境现状调查与评价.....117
4.6 土壤环境现状调查与评价.....124
5.环境影响预测与评价.....129
5.1 生态环境影响分析.....129
5.2 大气环境影响分析.....140
5.3 声环境影响分析与评价.....152
5.4 水环境影响分析.....154
5.5 固体废物影响分析.....167
5.6 土壤环境影响分析.....169
5.7 环境风险评价.....176
6.环境保护措施及可行性论证.....194
6.1 设计期环境保护措施.....194
6.2 施工期环境保护措施.....195
6.3 运营期环境保护措施.....206
6.4 服役期满后环境保护措施.....213
7.环境影响经济损益分析.....217
7.1 社会效益和经济效益.....217
7.2 环境经济损益分析.....217
7.3 环境经济损益分析结论.....220
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系.....221
8.1 环境管理机构.....221
8.2 开发期环境管理及监测.....222
8.3 运营期环境管理及监测.....226
8.4 环境影响后评价.....231
9.结论与建议.....232
9.1 评价结论.....232
9.2 建议.....237

1、概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地，总面积 56 万 km^2，塔里木盆地石油地质资源量 120.65 亿吨、天然气地质资源量 14.78 万亿 m^3，油气当量 238.95 亿 t，盆地油气探明率低，勘探前景十分广阔。作为塔北-塔中大油气区的主力区块，富满油田 2025 年预计建成产油 $400\times10^4t/a$、产气 $400\times10^4Nm^3/d$ 的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有跃满、富源、玉科、哈得、富源 II、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。

根据《富满油田果勒西区块初步开发方案可行性研究报告》，为了满足果勒西区块产能开发的需要，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 112152 万元在新疆阿克苏地区沙雅县中部塔里木河以南富满油田内实施“富满油田果勒西区块初步开发方案”，主要建设内容为：①本工程在富满油田果勒西区块新钻 12 口井；②新建采油井场 16 座，包括 12 口新钻井场和 4 口在钻井场（GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井）；③在果勒西计转站内扩建 8 井式管汇橇 1 座、800kW 加热炉橇 2 座、生产分离器橇改造为闪蒸分离器橇、外输油泵 1 座、伴生气压缩机橇 3 座；④新建单井集输管道 64km；⑤新建砂石路 60km；⑥配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，果勒西区块初步开发规模为原油 $20\times10^4t/a$；预计果勒西计转站扩建后的油输送能力为 800t/d，气输送能力为 $20\times10^4Nm^3/d$。

GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 钻井工程单独进行环境影响评价，目前 4 口井均在钻井作业中，其环评批复文号分别为(阿地环函字[2021]75 号)、(阿地环函字[2021]50 号)、(阿地环函字[2021]76 号)、(阿地环函字[2021]51 号)；新疆果勒西计转站包含在富满油田果勒西区块试采方案地面工程中，《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》于 2021 年 7 月 14 日获得新疆维吾尔自治区生态环境厅(新环审[2021]122 号)，目前正在建设。

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

本工程属于油气开采项目，位于沙雅县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 077 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

根据《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，2020 年 7 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《富满油田果勒西区块初步开发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。委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本工程区域大气、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，可以作为本工程建设期、运营期的环境保护管理依据。

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

作程序图）。

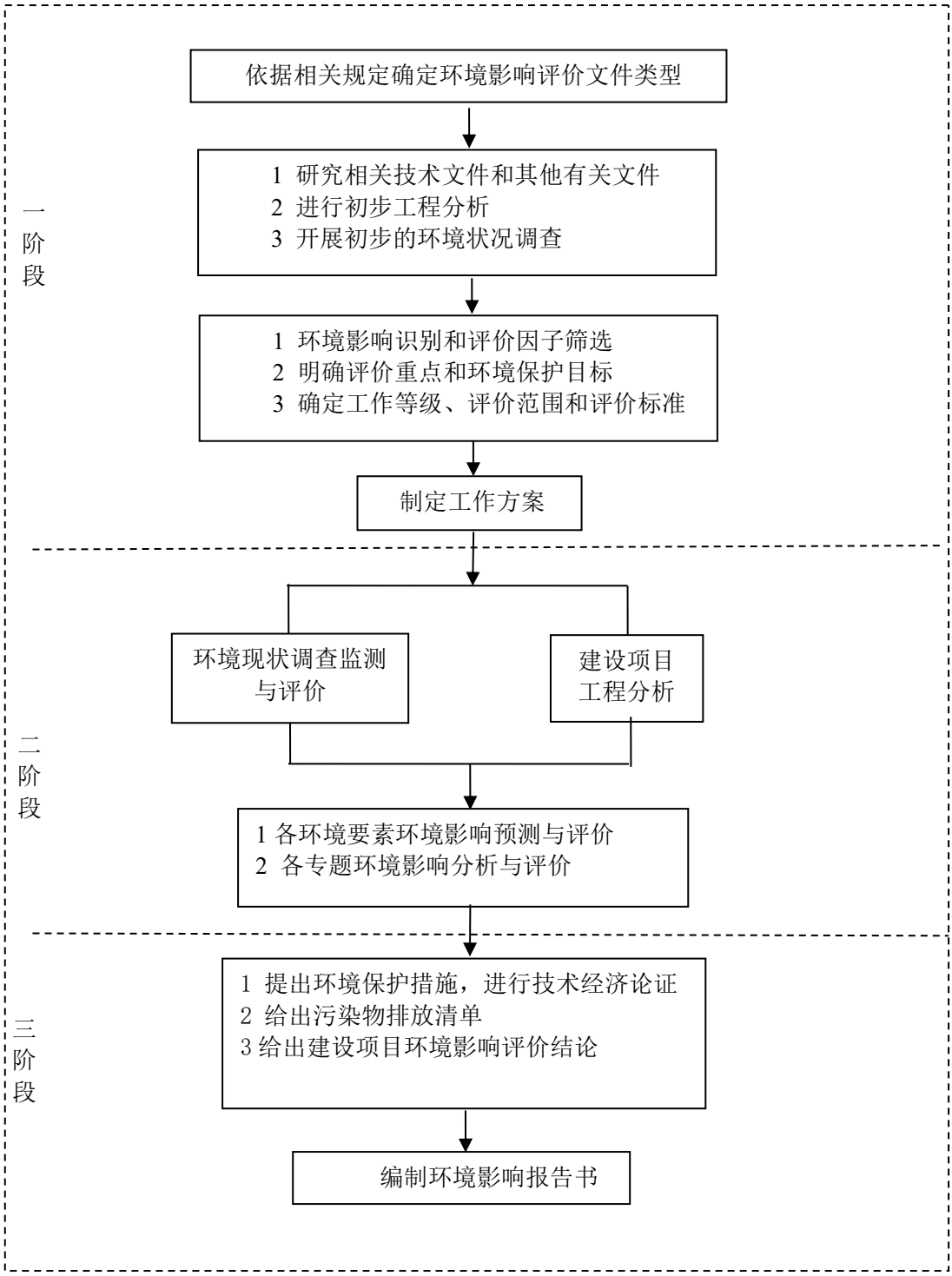

图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

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，本工程的建设符合国家产业政策。

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆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》，本工程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。因此本工程的建设符合《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》，本工程所在区域属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。本工程占地较小，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。

本工程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。

本工程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

本工程为油气开采项目，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钻井、采油、井下作业、集油、输油等各工艺过程，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻

井废水、生活污水、生活垃圾、机械设备废油和含油废弃物、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、加热炉废气、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场和道路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，本工程属于《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。

本工程符合国家产业政策、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。

本工程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。

本工程开发过程中和生产过程中，钻井、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工程的建设而改变。本工程建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本工程开发产生的废水、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，本工程建设是可行的。

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，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

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
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	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
7	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
10	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	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
14	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
15	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
16	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
17	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
18	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
19	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
20	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
24	关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知	环办评〔2016〕95 号	2016-07-15
25	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
26	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
27	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
28	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
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	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
	通知		
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	HJ1.3-2018	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
21	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	2011-06-01
22	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
23	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
24	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
25	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05
26	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01

2.1.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.7.1；

（2）《富满油田果勒西区块初步开发方案可行性研究报告》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.06；

（3）《关于 GL3-H1 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》，阿地环函字〔2021〕75 号，2021.3.18；

（4）《关于 GL3-H2 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》，阿地环函字〔2021〕50 号，2021.3.5；

（5）《关于 GL3-H3 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》，阿地环函字〔2021〕76 号，2021.3.18；

（6）《关于 GL3-H6 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》，阿地环函字〔2021〕51 号，2021.3.5；

（7）《关于 GL3-H6 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》，阿地环函字〔2021〕51 号，2021.3.5；

（8）《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》于 2021 年 7 月 14 日获得新疆维吾尔自治区生态环境厅(新环审[2021]122 号)；

（9）关于哈拉哈塘塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计环境影响报告书的批复(新环审〔2019〕84 号)；

（10）关于哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响评价报告书的批复》(新环自函[2005]161 号)；

（11）《哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程竣工环保验收意见》(新环监验[2007]31 号)；

（12）《关于哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书的批复》

(新环函[2016]1264 号)；

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

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

（15）《塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(轮南、塔中、塔河南岸区块)竣工环境保护自主验收意见》(2019 年 1 月 23 日)；

（16）《塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程(哈拉哈塘区块)竣工环境保护验收意见》(2020 年 5 月 4 日)；

（17）《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表》(备案号：652924-2019-001)；

（18）《环境质量现状检测报告》；

（20）塔里木油田分公司提供的其他技术资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括钻井工程、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。施工期以钻井工程以及井场、站场、管线、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、果勒西计转站扩建、井场、集输管线、道路建设，以生态影响为主。

①钻井工程

本工程在富满油田果勒西区块内共部署新钻井 12 口开发井（GL3-H4、GL3-H5、GL3-H7、GL3-H8、GL3-H9、GL3-H10、GL3-H11、GL3-H13、GL3-H15、GL3-H16、GL3-H17、GL3-H18），井型为水平井，四开井身结构，钻井总进尺 101184m。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。

施工活动和工程占地在区块范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。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及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

②管线和道路敷设

新建单井集输管道 64km 和道路 60km，管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

③井场、果勒西计转站扩建

新建井场 16 座（包括 12 口新钻井场和 4 口在钻井场），在果勒西计转站内扩建 8 井式管汇橇 1 座、800kW 加热炉橇 2 座、生产分离器橇改造为闪蒸分离器橇、外输油泵 1 座、伴生气压缩机橇 3 座，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及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物和加热炉废气，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
		车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	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	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○

声环境	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	++	+	〇	〇
土壤	++	+	+	+	〇	+	+	+	〇	++	+	+
植被	+	+	+	+	〇	+	〇	+	〇	++	+	+
动物	+	+	〇	+	+	++	〇	+	〇	+	+	+

注：〇：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	石油烃
地下水	色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐、总氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、 CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	SO_2、NO_2、PM_{10}、非甲烷总烃、H_2S
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	油泥、施工废料和生活垃圾
环境风险	-	风险物质：天然气、H_2S、原油、柴油。 （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

本工程在富满油田果勒西区块内，所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠平原区，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

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

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。项目北距沙雅县县城 79km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。

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

项目所在区域沙雅县属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木

河流域水土流失重点治理区范围。

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、氮氧化物七项指标执行《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	50	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

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

表 2.4-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤15	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01
7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06
12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01

14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量（COD_{Mn}法，以O_3计）	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数（CPU/mL）	≤100			

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

2.4.1.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

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

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

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

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

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 2.4-4。

表 2.4-4　　大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m^3）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H_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

运行期本工程产生的采出水在前期依托哈一联的污水处理系统处理，后期富源联合站建成后，依托富源联合站的污水处理系统处理，达标后回注油层。井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm² 的标准，标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5　　《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 2.4-6。

表 2.4-6　　环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求；生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物执行《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）、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 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本次大气环境影响评价等级判定废气排放源选择果勒西计转站扩建的 2 台 800kw 加热炉排放的烟气以及果勒西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/°	/

计算结果见表 2.5-3。

表 2.5-3　　估算模式计算结果表

项目	单位	有组织废气			无组织废气	
		SO_2	NOx	烟尘	非甲烷总烃	H_2S
下风向最大落地浓度	μg/m³	2.8307	13.11788	0.114904	135.38	0.10256
最大浓度出现距离	m	16	16	16	94	94
评价标准	μg/m³	500	250	450	2000	10
最大占标率	%	0.57	5.25	0.44	6.77	1.03
D10%	m	0	0	0	0	0

表 2.5-4 的计算结果表明，表 2.5-4 的计算结果表明，本工程对周边大气环境的影响主要来自果勒西计转站无组织排放的非甲烷总烃，其最大占标率为 6.77%，其最远距离 D10%=0m，最大占标率 1%≤P_{max}＜10%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《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本工程位于沙雅县境内，属于沙雅县 I2 塔里木河中上游重点预防区和II3 塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，评价区域内的塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 30.84hm²，临时占地面积 87.92hm²，总占地面积为 118.76hm²，占地面积＜2km²，管线总长度共计 64km，长度在 20-100km 之间，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 2.5-4，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-4　　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
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各井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井场、站场边界向外扩展 1000m 范围；集输管线两侧各 0.2km 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1 和图 2.5-2。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

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

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项

目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-5　　地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

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

表 2.5-6　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

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，本工程井场和站场调查、评价范围为 6km^2，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，南北两侧 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 和图 2.5-2。

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》（HJ1.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的钻井废水、含油污水、井下作业废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目施工期和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 2.5-7。

表 2.5-7　　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。				

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为柴油、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的泄漏。

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

（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 2.5-8 确定环境风险潜势。

表 2.5-8　　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				

（2）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 2.5-9。

表 2.5-9　　本工程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

本工程施工期井场配备 1 个 20m^3 的柴油罐，柴油最大储量 20t，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，原油、柴油临界量均为 2500t；工程新建单井集输管道 64km，选择玻璃钢管（DN100、5.5MPa），本次评价对本工程新建单井集输管线中最长的一段集输管线（约 9km）进行评价。原油密度按照 0.779t/m^3、天然气平均相对密度 0.77，天然气中硫化氢含量约 0.2342%。根据计算，管线中危险物质最大存在量：计算得，管道最大储油量为 55.1t。

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。

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 3.78t，硫化氢含量约为 0.0089t。

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：q_1，q_2，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Qn--每种危险物质的临界量，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。

本工程辨识结果详见表 2.5-10。

表 2.5-10　　辨识结果表

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	合计
1	施工期	井场	柴油罐	柴油	2500	20	0.008	0.008
2	运行期	集输管线	集输管线	原油	2500	55.1	0.022	0.40756
				天然气	10	3.82	0.382	
				硫化氢	2.5	0.0089	0.00356	

根据上表计算结果，本工程 Q=0.42，Q＜1，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级

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，本工程属于污染类项目，永久占地 30.84hm^2，属于中型项目，占地类型主要为沙地，土壤敏感程度为不敏感。油气开发属于 I 类项目，因此土壤评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-11。

表 2.5-11　　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 200m 范围。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

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

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

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

2.6.2 环境保护目标

项目区地处塔克拉玛干沙漠平原区，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，北距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约 17km，项目区属于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区。评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

本工程评价范围及环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	项目区环境空气	项目区及周边	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
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
4	生态	塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区	项目区	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。
5	环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

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. 工程概况与工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

本次产能建设项目涉及富满油田果勒西区块。

富满油田已编制《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发规划方案》，根据该规划，富满油田 2025 年建成产油 400×10^4t/a、产气 400×$10^4$$Nm^3$/d 的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有跃满、富源、玉科、哈得、富源 II、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。根据规划，果勒西区块位于富满油田的西南部，2025 年最大产量产油 20.24×10^4t/a，产气 9.32×$10^4$$Nm^3$/d。富满油田果勒西区块地理位置图见图 3-1。

果勒西区块位于沙雅县，2021 年果勒西区块部署油井试油效果表明区块油气富集程度高，潜力大，目前已完钻试油 2 口井(果勒 301H 井、果勒 302H 井)，地面无集输设施。

果勒西区块采油井场井口采出液通过井口模块油嘴一级节流后由单井集输管线就近输送至集油计量配水阀组站，再经输油支线输送至果勒西计转站，先期依托已建纵向干线（富源 II 至哈一联 DN250 油线、DN300 气线）输至哈一联集中处理和外输，后期待富源联合站建成后，经果勒西计转站外 64km 油气分输干线（油线 DN250 玻璃钢管，5.5MPa；气线 D273×8/L245NS），集输至富源联合站处理和外输。果勒西区块试采规模为原油 282t/d，天然气 6.2×$10^4$$Nm^3$/d；果勒西计转站油输送能力为 600t/d，气输送能力为 12×$10^4$$Nm^3$/d；阀组集油支线输油能力为 1200t/d，输油干线输油能力为 100×10^4t/a，输气管道输气能力为 56×$10^4$$Nm^3$/d。

3.1.2“三同时”执行情况

2019 年，果勒西区块开展了环境影响评价工作，包含在《哈拉哈塘油田塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计环境影响报告书》中，经调查，目前该项目中包含的钻井工程、计转站、道路和外输管线等建设内容尚未实施。

2019 年～2021 年，果勒西区块内果勒 301H 井、果勒 302H、果勒 3 井、果勒 303H 井、果勒 305H 井、GL3-H1 井、GL3-H2 井、、GL3-H3 井、GL3-H6 井

等 9 口井钻井工程分别开展了环境影响评价工作。目前果勒 301H 井、果勒 302H 井已完钻，尚未进行竣工环保验收；果勒 3 井、果勒 303H 井、果勒 305H、GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井现状正在进行钻井作业。

2021 年，新建果勒西计转站包含在富满油田果勒西区块试采方案地面工程中，批复文号为新环审[2021]122 号，经调查，目前该项目中包含的地面工程、计转站、道路和外输管线等建设内容尚未实施。

富满果勒西区块的环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　富满果勒西区块环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	果勒 301H 井	果勒 301H 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]827 号	2019.11.31	正在组织验收		
2	果勒 302H 井	果勒 302H 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]1 号	2020.1.3	正在组织验收		
3	果勒 3 井	果勒 3 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]826 号	2019.11.31	正在钻井		
4	果勒 303H 井	果勒 303H 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]2 号	2020.1.3	正在钻井		
5	果勒 305H 井	果勒 305H 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]57 号	2021.3.5	正在钻井		
6	GL3-H1 井	GL3-H1 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]75 号	2021.3.18	正在钻井		
7	GL3-H2 井	GL3-H2 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]50 号	2021.3.5	正在钻井		
8	GL3-H3 井	GL3-H3 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]76 号	2021.3.18	正在钻井		
9	GL3-H6 井	GL3-H6 井钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]51 号	2021.3.5	正在钻井		
9	果勒西计转站	哈富满油田果勒西区块试采方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2021]122 号	2021.7.14	正在建设		

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

本次评价结合《哈拉哈塘油田塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计环境影响报告书》、《果勒 301H 井钻井工程环境影响报告表》、《果勒 302H 井钻井工程环境影响报告表》中环境影响评价结论和现场调查情况，富满油田果勒西区块目前已建工程为：果勒 301H 井、果勒 302H 井的钻井工程已完钻，尚未验收。本次评价根据各环境要素对富满油田果勒西区块已建工程进行回顾性分析评价。

（1）水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，富满油田果勒西区现有已建钻井工程废水包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂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；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。

在实施油气开发的过程中基本落实了环评中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

（2）大气环境影响回顾评价

根据本次调查情况，富满油田果勒西区块现有已建钻井工程钻井废气主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境影响将消失。

（3）声环境影响回顾评价

根据本次调查情况，富满油田果勒西区块现有已建钻井工程噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；本次评价期间对井场场界噪声进行了监测，监测结果表明，井场场界噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

（4）固体废物环境影响回顾评价

根据本次调查情况，富满油田果勒西区块现有已建钻井工程固体废物主要为

钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、废油和生活垃圾。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中膨润土泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物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；废油在井场危废暂存间暂存，完井后交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行回收处理。生活垃圾集中收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

（5）生态环境影响回顾评价

生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。项目区内对已对建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，上部没有污油出现，油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

从植被类型来看，项目的建设对油田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，项目的建设使油田区域内的荒漠大量减少，建设用地面积略有增加。总体来说，项目区依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

（6）环境风险回顾评价

根据本次调查情况，钻井期井场设备采用柴油发电机供电，钻井队针对柴油储存罐制定了防柴油外溢措施：加强罐体的维护保养，避免柴油泄漏事件的发生；在罐体底部设置接油托盘，采用防渗膜防渗，如发生油品泄漏，及时用土覆盖吸收，收集在铁桶中，钻井结束交由库车畅源生态环保科技有限责任公司处理。井场应急池、放喷池池底、边坡采用水泥压边+环保防渗膜两层防渗。

截止本次调查期间，未发生柴油泄漏事故。

3.1.4 已建工程三废排放情况

根据现场调查和资料搜集情况，目前富满油田果勒西区块污染源排放见表 3.1-2。

表 3.1-2 富满油田果勒西区块污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	备注
1	废气	SO_2	0.4	0.4	-
		NO_X	1.4	1.4	-
		颗粒物	0.6	0.6	
		非甲烷总烃	0.3	0.3	-
2	废水	酸化压裂废水	270m^3	0	依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理
		生活污水	2160m^3	0	依托沙雅县兴雅污水处理厂处理
3	固体废物	钻井岩屑	349.10m^3	0	-
		废气钻井泥浆	1022.79m^3	-	依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理-
		废油	0.7	-	交由有危险废物处置资质的单位回收处理
		生活垃圾	2.97	0	沙雅县生活垃圾填埋场填埋

3.1.5 在建工程概况

根据《果勒 3 井钻井工程环境影响报告表》、《果勒 303H 井钻井工程环境影响报告表》、《果勒 305H 井钻井工程环境影响报告表》、《GL3-H1 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《GL3-H2 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《GL3-H3 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《GL3-H6 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》，富满果勒西区块在建工程主要包括果勒 305H 井、果勒 3 井、果勒 303H 井、GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井等 7 口井钻井工程，果勒 301H 井、果勒 302H 井、果勒 305H 井、果勒 3 井、果勒 303H 井等 5 口井的地面工程，以及集油计量配水阀组站及果勒西计转站。

3.1.5.1 基本情况

在建工程主要建构筑物见表 3.1-3。

表 3.1-3　　在建工程基本情况一览表

项　目				内容
单位名称				中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
地点				新疆阿克苏地区沙雅县中部塔里木河以南富满油田果勒西区块
工程内容	主体工程	钻井工程		果勒 3 井钻井深度 7969m(斜)/7551m(垂)；果勒 303H 井井钻井深度 7969m(斜)/7551m(垂)；果勒 305H 井钻井深度 8248m(斜)/7730m(垂)；GL3-H1 井钻井深度 8359m(斜)/7726.47m(垂)；GL3-H2 井钻井深度 7987m(斜)/7720m(垂)；GL3-H3 井钻井深度 8520m(斜)/7744m(垂)；GL3-H6 井钻井深度 8193m(斜)/7740m(垂)； 各井建设内容一致，各建设钻井平台 1 套、应急池(1 座，300m^3)、放喷池(2 座，100m^3/座)、岩屑池(1 座，1000m^3)等设施，钻井废弃物不落地处理系统 1 套等；
		地面工程	井场	新建采油井场 5 座(包括果勒 301H 井、果勒 302H 井、果勒 305H 井、果勒 3 井、果勒 303H 井)；
			站场	新建集油计量配水阀组站 1 座，设备有集油配水阀组橇、计量橇、仪表电气设施等； 新建果勒西计转站 1 座，站内设置 8 井式集油配水阀组橇、进站集油配水阀组模块、中压分离计量橇、生产分离器模块、油缓蚀剂加注橇、气缓蚀剂加注橇、甲醇加注橇、发球筒模块、零位罐模块、放散管、火炬等设备；
			管线	新建单井集输管道 29.5km，阀组集油支线 13.5km，输油干线 64km、输气干线 64km；
	公用工程			配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、消防等辅助系统工程

3.1.5.2 在建工程污染源及治理措施

根据《果勒 3 井钻井工程环境影响报告表》、《果勒 303H 井钻井工程环境影响报告表》、《果勒 305H 井钻井工程环境影响报告表》、《GL3-H1 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《GL3-H2 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《GL3-H3 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《GL3-H6 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表》、《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》，由环评及批复可知，在建工程污染源及治理措施情况见表 3.1-4 至 3.1-7。

表 3.1-4　　在建工程废气主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染源	排放量(m^3/h)	污染物名称	产生浓度(mg/m^3)	处理措施	排气筒高度(m)	排放浓度(mg/m^3)	排放速率(kg/h)	作业时间(h/a)	排放量(t/a)
废气	1	放喷废气	--	颗粒物	--	--	--	--	4.2	48	0.2
				SO_2	--			--	8.4		0.4
				NO_x	--			--	29.4		1.4
				非甲烷总烃	--			--	6.3		0.3
	2	施工扬尘	--	颗粒物	车辆慢行，加盖苫布		--	--	0.11	3600	0.4
	3	无组织挥发有机废气	--	非甲烷总烃	加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发		--	--	0.19	8760	1.66
				硫化氢			--	--	0.0014		0.012

表 3.1-5　　在建工程废水主要污染源及治理措施一览表

序号	污染源名称	污染物	产生浓度(mg/L)	治理措施	处理效果		排放量(m^3/d)	排放量(t/a)
					污染物	排放浓度		
1	钻井废水	SS	2000～2500	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排	SS	--	不外排	0
		COD	300～4000		COD	--		
		石油类	60～70	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排	石油类	--	不外排	0
		挥发酚	0.1～0.2		挥发酚	--		
		硫化物	0.2～0.3		硫化物	--		
2	酸化压裂废水	pH	3～5	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	pH	--	不外排	0
		SS	200		SS	--		
		COD	500		COD	--		
		石油类	2000		石油类	--		
3	钻井期生活污水	COD	350	由生活污水收集罐收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理	COD	--	不外排	0
		SS	240		SS	--		
		氨氮	60		氨氮	--		
4	采出水	SS	44	采出水随采出液一起进入哈一联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标 准后回注地层	SS	--	不外排	0
		COD	4500		COD			
		石油	69.53		石油	--		
		挥发酚	0.15		挥发酚			
5	井下作业废水	SS	2000～2500	采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理	SS	--	不外排	0
		COD	300～4000		COD	--		
		石油类	60～70		石油类	--		

表 3.1-6　　在建工程噪声主要污染源及治理措施一览表

序号	污染源名称	台/套	源强[dB(A)]	降噪措施	隔声降噪效果[dB(A)]	达标分析
1	泥浆泵	2	95～100	增加隔震垫、弹性材料等减震措施	15	场界达标
2	钻机	1	100～105		15	
3	泵类	3	95～100		15	
4	放喷气流	--	110	疏散周边作业人员	--	

表 3.1-7　　在建工程固废主要污染源及治理措施一览表

序号	污染物名称	产生量(t/a)	固废类别	治理措施	治理效果
1	钻井岩屑	349.10m^3	一般工业固体废物	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在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	全部综合利用或妥善处置
2	废弃钻井泥浆	1022.79m^3	一般工业固体废物		
3	废油	0.7	危险废物	在井场危废暂存间暂存，完井后交由有危险废物处置资质的单位回收处理	全部综合利用或妥善处置
4	生活垃圾	6.57	生活垃圾	定期拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站生活垃圾场处理	
	施工废料	34.2	工业垃圾	定期拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理	
5	清管废渣	0.36	危险废物	由有危废处置资质单位接收处置	
6	油泥(砂)	2.0	危险废物	由有危废处置资质单位接收处置	

3.1.6 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是井场临时占地尚未恢复。部分已建工程暂未开展竣工环境保护验收工作。

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

（1）督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整场地；

（2）尽快对已建工程开展竣工环境保护验收工作。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：富满油田果勒西区块初步开发方案

项目性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县盖孜库木乡南约 51km，在富满油田果勒西区块内。果勒西区块位于富满油田的西南部，区块内奥陶系一间房组整体表现为向南倾斜的斜坡，构造比较平缓，构造海拔范围-6830~-6570m，南北高差 260m。富满油田整体含油，主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。区块距离城乡公路及富满油田公路较近，交通运输条件较便利。本工程地理位置中心坐标为 E 82°42′08.00"，N40°25′50.00"。区块位置见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设内容及规模

本工程主要建设内容为：①本工程在富满油田果勒西区块新钻 12 口井；②新建采油井场 16 座，包括 12 口新钻井场和 4 口在钻井场（GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井）；③在果勒西计转站内扩建 8 井式管汇橇 1 座、800kW 加热炉橇 2 座、生产分离器橇改造为闪蒸分离器橇、外输油泵 1 座、伴生气压缩机橇 3 座；④新建单井集输管道 64km；⑤新建砂石路 60km；⑥配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，果勒西区块初步开发规模为原油 20×10^4t/a；预计果勒西计转站扩建后的油输送能力为 800t/d，气输送能力为 20×10^4Nm^3/d。

GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 钻井工程单独进行环境影响评价，目前 4 口井均在钻井作业中，其环评批复文号分别为(阿地环函字[2021]75 号)、(阿地环函字[2021]50 号)、(阿地环函字[2021]76 号)、(阿地环函字[2021]51 号)；新疆果勒西计转站包含在富满油田果勒西区块试采方案地面工程中，《富

满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》于 2021 年 7 月 14 日获得新疆维吾尔自治区生态环境厅(新环审[2021]122 号)，目前正在建设。

本工程实施后，采出液先期集输进哈一联，后期富源联合站建成后，切换至富源联合站集中处理，相应的输送管道工程（果勒西计转站外 64km 油气分输干线敷设至富源联合站）包含在《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》，不属于本次评价范围。采出液经联合站处理后，原油最终外输至轮南，天然气最终外输至哈四联伴生气处理装置进行处理。本工程建设内容不包括富源联合站，富源联合站建设内容纳入《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程》，目前该项目正在进行环境影响评价，还未取得批复。本工程固废处置依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处置；油泥（砂）、废机油、含油废弃物等交由库车畅源生态环保科技有限责任公司回收处置；井下作业废水送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；施工期生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

3.2.1.4 工程组成

本工程在富满油田果勒西区块内共部署新钻井 12 口（GL3-H4、GL3-H5、GL3-H7、GL3-H8、GL3-H9、GL3-H10、GL3-H11、GL3-H13、GL3-H15、GL3-H16、GL3-H17、GL3-H18），井型为水平井，四开井身结构，钻井总进尺 101184m；新建采油井场 16 座，包括 12 口新钻井场和 4 口在钻井场（GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井），单井产能 50.0t/d~55.0t/d，共新建产能 20×10^4t/a。

本工程组成包括部署 12 口井的钻井工程和 16 口井地面工程、果勒西计转站的扩建工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。

项目工程组成见表 3.2-2。

表 3.2-2　　项目组成一览表

工程类别				规模	备注
产能			部署 16 口开发井，新建原油产能 20×10^4t/a。		
主体工程	钻井工程	钻井	水平井	12 口	12 口采油井
		进尺	总进尺	101184m	
		井身结构	水平井，四开井身结构	/	
		完井方式	套管完井	/	
	地面工程	井场	DN100 电磁加热含硫油井标准化井场	5 座	
			DN100 常温含硫油井标准化井场	11 座	
		管线	单井集输管道 DN100 5.5MPa	64km	玻璃钢管
		果勒西计转站扩建	800kW 加热炉橇	2 座	
			8 井式管汇橇	1 座	
			生产分离器橇改造	1 座	改为闪蒸分离器橇
			外输油泵	1 座	
			伴生气压缩机橇	3 座	
公用工程	消防工程		本次方案新建井场配置相应干粉灭火器等设施。消防临时依托为轮南消防站，1 级消防站。后期依托哈一联计划建设的消防值班点。		
	供电工程		单井井场单独设置 1 座 35/0.4kV 125kVA 杆架式变电站(变压器容量考虑后期预留电磁加热器 60kW 负荷)，共 16 座，变压器采用油浸式节能型变压器，杆架式变电站 35kV 电源引自 35kV 钻井线跃果线供电。在低压电源电缆引接杆处设开关箱，开关箱内设电能计量装置，采用电缆直埋地敷设至用电点。		
	供水工程		钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地。		
	通信		采用光纤以太网传输井场及阀组自控数据、视频数据至果勒西计转站，再依托外输光缆接入 FY210-H7 试采点（富源 II 计转站），再依托 SDH 传输设备上传哈一联、哈四联。		
	仪表自动化		本工程在各采油井场分别设置一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统，将采油井场过程生产数据经过有线或无线传输(Zigbee)方式传输至所在井场 RTU 控制系统进行监控，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站 DCS 系统、FY210-H7 试采点 SCADA 系统和哈得作业区调控中心系统 SCADA 进行监控、管理，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。		
	道路		依托钻井砂石路 50km，新建砂石路 60km，宽 4.5m。		
环保工程	废气	施工期	施工扬尘	场区洒水抑尘。	
			柴油机	采用国家合格燃料。	
		运营期	无组织非甲烷总烃、硫化氢	本工程采用密闭集输工艺，油气通过管道混输至果勒西计转站，再分输至哈一联进行处理，后期富源联合站建成后，可依托。	
			加热炉燃气废气	来自果勒西计转站扩建的 2 座加热炉燃气排放，燃料为干气（处理后的返输天然气，不含硫）属于清洁燃料，烟囱高度为 10m。	

	废水	施工期	钻井废水	钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用。
			生活污水	生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。
			管道试压废水	管线试压废水属于清净废水，试压完成后用作场地降尘用水或区域绿化用水
		运营期	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集，运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。
			采出水	前期采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层，后期富源联合站建成后，采出水依托富源联合站处理，达标后回注地层。
	噪声	施工期	施工设备、钻井机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。
		运营期	井场抽油机泵、计量站机泵等	选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。
	固废	施工期	施工固废	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制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后用于井场道路铺设；磺化水基泥浆现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。
			生活垃圾	生活垃圾集中收集后，拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。
			施工废料	施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内一般工业固废填埋场进行处置。
			含油废弃物、废油	交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。
		运营期	落地原油	运营期产生的油泥委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行安全处置 ，单井落地原油由作业单位 100%回收；油泥（砂）、废机油委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置进行处理。
		闭井期	废料	闭井期固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，收集后送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内一般工业固废填埋场进行处置。
	防渗		废水、废渣	生活污水收集池进行内壁防渗处理。
	生态		施工结束	施工结束后，应对井场的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层。
			运营期	管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。
			闭井期	拆卸、迁移设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。

依托工程	哈一联合站	本工程运营期前期采出液和天然气依托哈一联合站处理。哈一联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；原油处理规模 154×10⁴t/a，天然气处理规模 200×10⁴m³/d，污水处理规模 5000m³/d；油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺；天然气处理采用两级除油工艺。
	富源联合站	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 200×10⁴t/a，天然气处理规模 200×10⁴m³/d，污水处理规模 1500m³/d；原油处理包括脱硫、脱水和稳定三个系统，脱硫采用气提脱硫工艺，脱水采用一段热化学沉降脱水工艺，稳定采用负压闪蒸稳定工艺；天然气处理增压、脱硫、脱水脱烃、硫磺回收四个系统。
	塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	本工程施工期产生的施工废料、钻井聚磺泥浆和岩屑依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站；本工程运营期井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，该环保站的四周均为荒漠，周边无居民点。环保站占地面积约 91955m²，站址西部由北向南依次为 2 座生活垃圾填埋池、20000m³ 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m³ 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m³ 聚磺泥浆暂存池。钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 150m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。
	库车畅源生态环保科技有限责任公司	本工程产生的废油、含油废弃物、油泥（砂）等危险依托库车畅源生态环保科技有限责任公司。库车畅源生态环保科技有限责任公司在库车市塔里木乡东北 40km 处建有 1 套 HW08 危险废物和磺化泥浆撬装化焚烧装置，总处理能力为 6 万吨/年
	沙雅县兴雅污水处理厂	本工程施工期的钻井队的生活污水，集中收集后定期拉运至沙雅县兴雅污水处理厂处理。沙雅县兴雅污水处理厂处理规模 2 万 m³/d，生活污水与工业废水混合处理，工艺采用 MBBR 工艺，处理后的污水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，暂存于储污库，出水用于下游万亩生态林灌溉。
	沙雅县生活垃圾填埋场	本工程施工期钻井队的生活垃圾，集中收集后定期拉运至沙雅县生活垃圾填埋场。沙雅县生活垃圾填埋场日处理规模 90t/d，设计总库容约 135 万立方米，实际有效库容为 108 万立方米，目前已经使用库容 32 万立方米，剩余库容可以容纳本项目的施工期钻井队的生活垃圾。

3.2.1.5 工程投资

工程总投资 112152 万元，其中钻井工程 101184 万元、地面工程 7260 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程单井钻井周期 150d，总钻井天数为 1800d；地面施工期为 50 天。施工期施工人数为 60 人。

果勒西计转站扩建不新增劳动定员，均依托富满油田工作人员，站场无人

值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 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。

（1）二叠系

二叠系以发育火成岩为主要特点，属海陆过渡相及火山喷发岩相沉积产物，自上而下分为火成岩段及下碎屑岩段 2 个岩性组合段。

火成岩段：岩性为灰色凝灰质砂岩、灰褐、灰绿色英安岩、灰褐色凝灰岩夹灰黑色玄武岩、褐色泥岩及砂岩。从实钻资料分析，二叠系火成岩厚度由东北向西南方向变厚，厚度 25～477.5m，呈东北部向西南部便后的趋势。

下碎屑岩段：岩性为灰色泥岩、砂质泥岩,夹灰色细粒砂岩、浅灰色粉砂岩，底部为褐灰色灰质泥岩。从实钻资料分析，下碎屑岩段厚度变化较大，有北厚南薄的趋势。二叠系与下伏地层呈假整合接触。

（2）志留系

志留系下统塔塔埃尔塔格组(S_1t)，厚度在 890m 左右。上部为棕色泥岩、粉砂质泥岩与灰色粉砂质泥岩夹浅灰色含砾细粒长石岩屑砂岩、细粒长石岩屑砂岩、岩屑石英砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩；下部为棕褐色泥岩、灰色粉砂质泥岩与浅灰色细粒长石石英砂岩，棕色粉砂岩，浅灰色、灰色泥质粉砂岩略等厚互层。与下伏地层呈整合接触。

志留系下统柯坪塔格组(S_1k)，厚度在 410m 左右，根据邻井岩性、电性特征分为三个岩性段。其中 S_1k^3 段厚度在 60m 左右，岩性为浅灰色细粒长石石英砂岩、浅灰色泥质粉砂岩夹棕褐色、灰色泥岩；S_1k^2 段厚度在 160m 左右，岩

性为棕褐色泥岩、粉砂质泥岩，灰绿色、绿灰色泥岩、粉砂质泥岩夹浅灰色细粒长石石英砂岩、灰色泥质粉砂岩。S_1k^1段厚度在190m左右，岩性为浅灰色细粒长石石英砂岩、灰色粉砂岩、泥质粉砂岩与灰色泥岩、粉砂质泥岩、棕褐色泥岩略等厚互层。与下伏地层呈角度不整合接触。

（3）奥陶系

奥陶系发育齐全，自下而上发育有下统蓬莱坝组、中－下统鹰山组、中统一间房组与上统的恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组。其中，奥陶系中－下统鹰山组与一间房组是主要的目的层系。

桑塔木组（O_3s）：上部为灰褐色泥岩、灰质泥岩不等厚互层；中部为灰色泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩；下部为深灰、灰色泥岩、灰质泥岩。根据顺中二期三维地震资料预测工区南部的桑塔木组内部有辉绿岩侵入体，预测南部会钻遇辉绿岩，厚度在20-30m；顺中二期三维工区中北部无侵入岩。桑塔木组与下伏良里塔格组地层呈整合接触。

良里塔格组（O_3l）：岩性为灰色、黄灰色、褐灰色含泥质泥晶灰岩、泥灰岩，厚度较薄，厚度一般在5～10m不等。与下伏恰尔巴克组成整合接触。

恰尔巴克组（O_3q）：上部为棕褐色灰质泥岩，中下部为黄灰色泥质灰岩、含泥质泥晶灰岩。实钻厚度在25m左右。与下伏一间房组地层呈整合接触。

一间房组（O_2yj）：浅黄灰色、黄灰色泥晶灰岩、砂屑泥晶灰岩。目前仅顺北53X井钻穿，实钻厚度156m。与下伏鹰山组地层呈整合接触。

鹰山组（$O_{1\text{-}2}y$）：岩性为黄灰色泥晶灰岩、砂屑泥晶灰岩，深灰色泥晶灰岩。

3.2.2.2 构造特征

富满油田整体含油，主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分（图3.2-2）。

果勒西区块位于富满油田的西南部，区块内奥陶系一间房组整体表现为向南倾斜的斜坡，构造比较平缓，构造海拔范围-6830~-6570m，南北高差260m（图3.2-3。

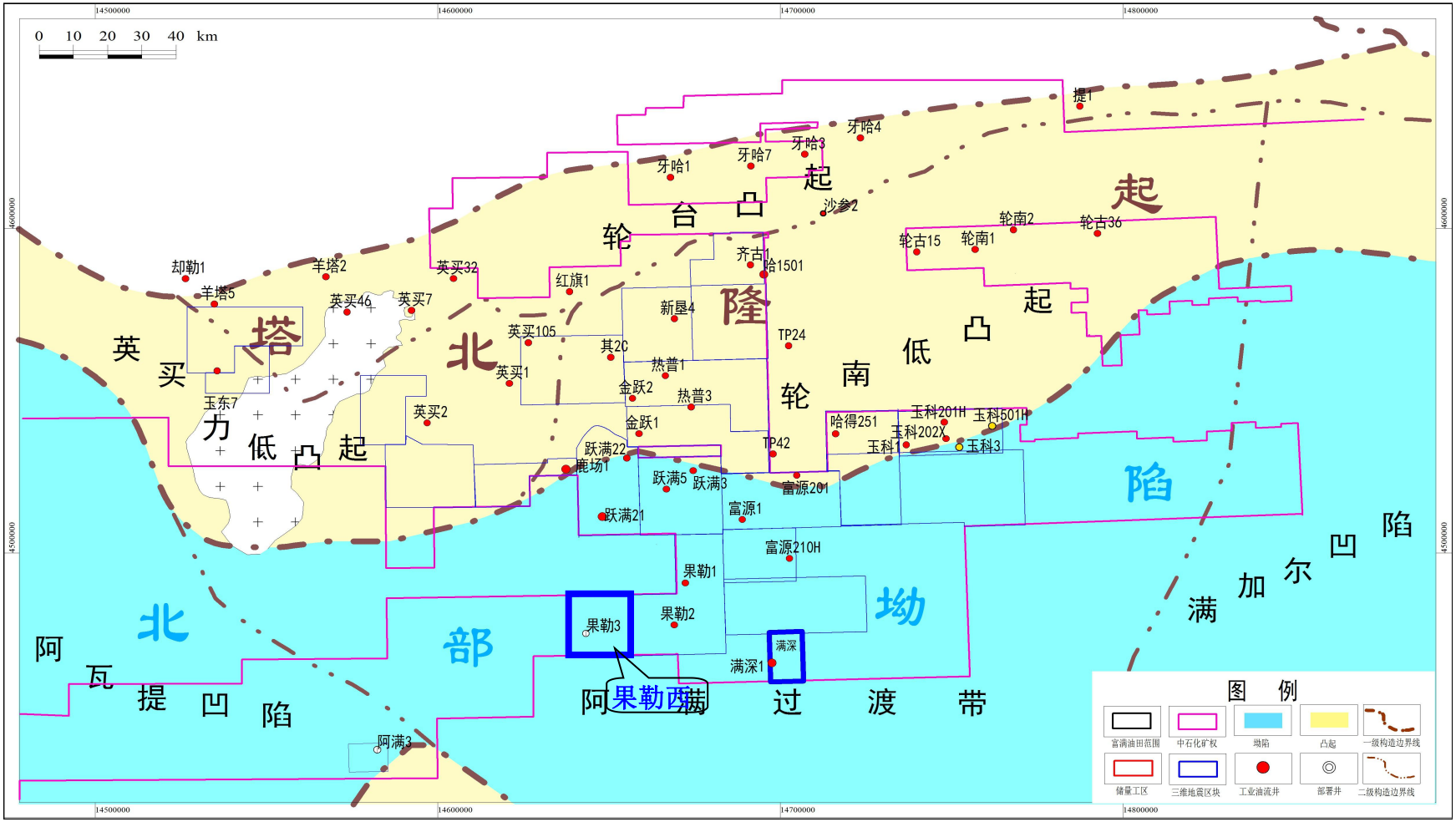

图 3.2-2　　富满油田果勒西区块

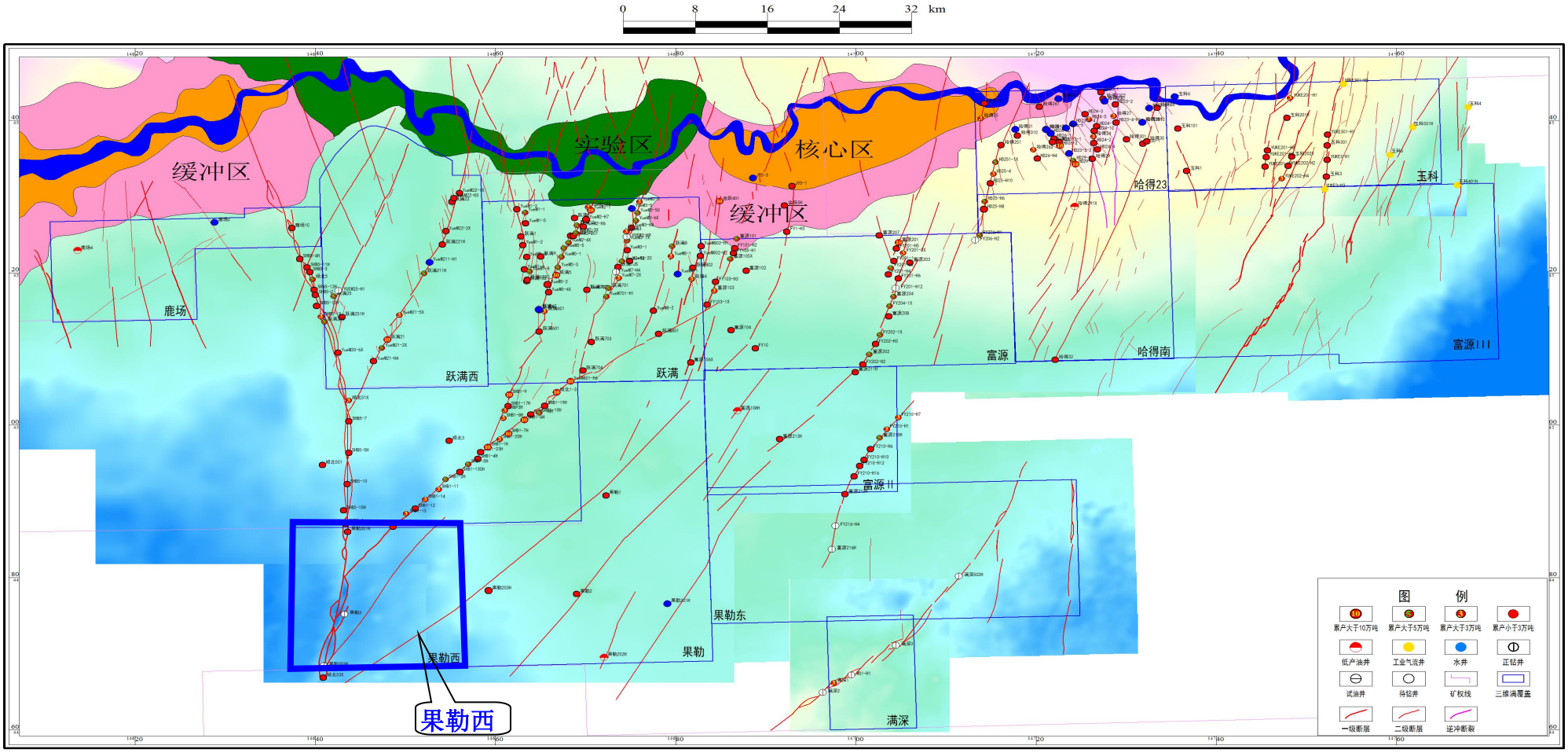

图 3.2-3　　富满油田一间房组顶面构造图

3.2.2.3 油气藏类型及储量

（1）油气藏类型

果勒西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 7627m，油藏中部海拔深度-6654m。

（2）储量

本区块计划 2021 年上交奥陶系一间房组石油控制地质储量为 2783×10^4t、溶解气地质储量为 61.23×108m^3，含油面积 121.14km^2。

3.2.2.4 流体性质参数

（1）原油性质

富满油田果勒西区块原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、中高含蜡”特征。20℃地面原油密度 0.7760~0.8006g/cm^3，平均 0.7790g/cm^3；50℃粘度 1.46~1.82mPa.s，平均 1.64mPa.s；凝固点-30.0~-12.0℃，平均-20.0℃；含硫量 0.122~0.235%，平均 0.829%；胶质+沥青质含量 0.25~0.52%，平均 0.35%。

（2）天然气性质

果勒西区块奥陶系油藏天然气取样分析结果表明，单井天然气相对密度为 0.74～0.79，平均为 0.77；甲烷含量为 70.97~74.06%，平均 72.22%，乙烷以上含量为 12.42~26.48%，平均 19.86%；氮气平均含量为 4.22%，二氧化碳平均含量为 1.39%，硫化氢含量分布范围 0.1230～0.3453%，整体表现为重烃组分较高的原油溶解气特征。区块天然气组分表见表 3.2-3。

表 3.2-3 果勒西区奥陶系油气藏天然气组分一览表

组分名称	组分含量(摩尔分数)/%	组分名称	组分含量(摩尔分数)/%
甲烷	74.06	庚烷	0.0161
乙烷	10.7847	辛烷及更重组分	0.0000
丙烷	4.935	氮气	4.22
异丁烷	0.8416	氧气	0.2320
正丁烷	1.357	二氧化碳	1.39
异戊烷	0.2637	硫化氢	0.2342
正戊烷	0.0046	取样含空气	/
己烷	0.1131	/	/
硫化氢=4600～5600mg/m^3；平均分子量=21.30～21.63；相对密度=0.74～0.79。			

（3）地层水性质

富满油田果勒西区块地层水水型为 $CaCl_2$ 型，地层水密度 1.0373～1.1614g/cm^3，平均 1.0793g/cm^3；pH 值 5.78～7.37，平均 6.53；氯离子 11400～144000mg/L，平均 54000mg/L；总矿化度 49010～239600mg/L，平均 107500mg/L。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

本工程在富满油田果勒西区块新钻 12 口井；新建采油井场 16 座，包括 12 口新钻井场和 4 口在钻井场（GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井）；在果勒西计转站内扩建 8 井式管汇橇 1 座、800kW 加热炉橇 2 座、生产分离器橇改造为闪蒸分离器橇、外输油泵 1 座、伴生气压缩机橇 3 座；新建单井集输管道 64km；新建砂石路 60km；配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，果勒西区块初步开发规模为原油 20×10^{4}t/a；预计果勒西计转站扩建后的油输送能力为 800t/d，气输送能力为 20×10^{4}Nm^3/d。

单井采用井口电磁加热和常温集输工艺。本工程采用采油单井→集油计量配水阀组站→果勒西计转站→联合站（处理站）的三级布站的方式，最终输送至哈一联集中处理和外输，后期待富源联合站建成后，单井气液经通过果勒西计转站外油气分输干线就近集输至富源联合站处理和外输。

3.2.3.2 开发指标预测

根据建设单位提供资料，单井最大产能 55t/d，动用储量 1540×10^{4}t，含油面积 121.14km^2，建产率 92%；最高年产油量 20.48 万吨，年产气 0.66 亿方，20 年预测期末累产油 182.94 万吨，累产气 5.84 亿方，原油采出程度 11.88%，最高采油采速 1.33%。主要指标设计见表 3.1-4、3.1-5。

表 3.1-4　富满油田果勒西区块初步开发方案主要指标设计表

动用地质储量(10^{4}t)	设计井数/口	单井能力(t/d)	建产率(%)	最高年产量(10^{4}t)	原油采出程度(%)	最高采油速度(%)
	水平井	最大		合计		
1540	16	55	92	20.48	11.88	1.33

表 3.1-5　富满油田果勒西区块初步开发方案产能预测指标表

年份	完钻井	日产油水平	日产水水平	日产气水平	年产液	年产油	年产水	年产气	累产油	累产气	气油比	含水率	采油速度	采出程度
	(口)	(t/d)	(t/d)	(10^4m^3/d)	(10^4t)	(10^4t)	(10^4t)	(10^8m^3)	(10^4t)	(10^8m^3)	(m^3/t)	(%)	(%)	(%)
2021	2	405	3	13	14.89	14.78	0.11	0.47	14.78	0.47	320	0.76	0.96	0.96
2022	4	454	5	15	16.74	16.56	0.18	0.53	31.34	1.00	320	1.08	1.08	2.04
2023	4	559	10	18	20.78	20.41	0.37	0.65	51.75	1.65	320	1.76	1.33	3.36
2024	4	561	12	18	20.93	20.48	0.45	0.66	72.23	2.31	320	2.16	1.33	4.69
2025	2	548	21	18	20.77	20.01	0.76	0.64	92.24	2.95	320	3.68	1.30	5.99
2026		446	21	14	17.07	16.29	0.78	0.52	108.53	3.47	320	4.55	1.06	7.05
2027		362	21	12	13.97	13.22	0.75	0.42	121.75	3.89	320	5.38	0.86	7.91
2028		299	23	10	11.75	10.91	0.84	0.35	132.66	4.24	320	7.18	0.71	8.61
2029		250	25	8	10.01	9.11	0.90	0.29	141.77	4.53	320	8.98	0.59	9.21
2030		210	22	7	8.48	7.66	0.82	0.25	149.43	4.78	320	9.72	0.50	9.70
2031		176	23	6	7.27	6.44	0.83	0.21	155.87	4.99	320	11.38	0.42	10.12
2032		148	22	5	6.21	5.42	0.79	0.17	161.29	5.16	320	12.78	0.35	10.47
2033		125	22	4	5.38	4.57	0.81	0.15	165.86	5.31	320	14.98	0.30	10.77
2034		105	23	3	4.68	3.85	0.83	0.12	169.71	5.43	320	17.72	0.25	11.02
2035		89	23	3	4.08	3.24	0.84	0.10	172.95	5.53	320	20.54	0.21	11.23
2036		75	22	2	3.55	2.73	0.82	0.09	175.68	5.62	320	23.18	0.18	11.41
2037		63	23	2	3.15	2.30	0.85	0.07	177.98	5.69	320	27.01	0.15	11.56
2038		53	24	2	2.81	1.94	0.87	0.06	179.92	5.75	320	31.03	0.13	11.68
2039		45	25	1	2.56	1.64	0.92	0.05	181.56	5.80	320	35.85	0.11	11.79
2040		38	25	1	2.3	1.38	0.92	0.04	182.94	5.84	320	39.92	0.09	11.88

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻采工程和地面工程，其中地面工程包括井场、单井集输管线、果勒西计转站扩建。

3.2.4.1 钻井工程

（1）井号、井位坐标情况

本工程在富满油田果勒西区块共部署新钻井 12 口（GL3-H4、GL3-H5、GL3-H7、GL3-H8、GL3-H9、GL3-H10、GL3-H11、GL3-H13、GL3-H15、GL3-H16、GL3-H17、GL3-H18），井型为水平井，四开井身结构，合计进尺 101184m。其井号、井位坐标详见表表 3.2-1。

表 3.2-1　　拟建钻井工程基本数据

序号	井号	井类别	井口		靶点 A		靶点 B		目的层位	单井配产(t/d)
			X	Y	X	Y	X	Y		
1	GL3-H4	开发井	4485181.44	14647786.22	4485326	14647648	4485440	14647539	一间房组	55
2	GL3-H5	开发井	4478813.36	14644456.83	4478837.5	14644208	4478857	14644007	一间房组	55
3	GL3-H7	开发井	4475847.58	14643934.03	4475935.5	14643700	4476077.5	14643322	一间房组	55
4	GL3-H8	开发井	4483859.34	14645908.19	4483699	14646100	4483592	14646228	一间房组	55
5	GL3-H9	开发井	4475399.64	14640929.43	4475303	14641160	4475176	14641463	一间房组	55
6	GL3-H10	开发井	4482804.36	14644939.83	4482626	14645129	4482527	14645234	一间房组	50
7	GL3-H11	开发井	4473764.39	14643104.59	4473876	14642915	4473995.5	14642712	一间房组	55
8	GL3-H13	开发井	4472837.04	14642546.03	4472948	14642322	4473318	14641575	一间房组	50
9	GL3-H15	开发井	4471150.13	14642962.89	4471212	14642731	4471279.5	14642478	一间房组	50
10	GL3-H16	开发井	4483365.93	14645497.83	4483226.5	14645668	4483070	14645859	一间房组	50
11	GL3-H17	开发井	4469994.84	14642416.04	4470098.5	14642245	4470218.5	14642047	一间房组	50
12	GL3-H18	开发井	4481548.59	14644241.2	4481426	14644373	4481299.5	14644509	一间房组	55

（2）工艺流程

钻前准备完成后，开始钻井。钻井是破岩和加深井眼的过程。埋设导管后下钻，钻达下表层套管深度后，下入表层套管并固井试压，然后继续钻进，安全钻达目标深度后下技术套管或油气层套管，根据钻井设计要求，及时进行测井、录井、固井等其他作业。

（3）井身结构

本次部署的12口井均为水平井，采用塔标II四开井身结构。一开17 1/2″井眼，下入14 3/8″表层套管至1200m；二开13　1/8″井眼，下入10 3/4″套管封固志留系顶面以下100m（石炭系灰岩易垮塌，二开封固，有利于减少三开复杂，在保持钻机载荷一定余量的条件下，二开套管尽量深下）；三开9 1/2″井眼，下入7 3/4″套管封一间房组顶面一下垂深2-4m，四开6 5/8″井眼，悬挂5″筛管完井。井身结构见图3.2-5。

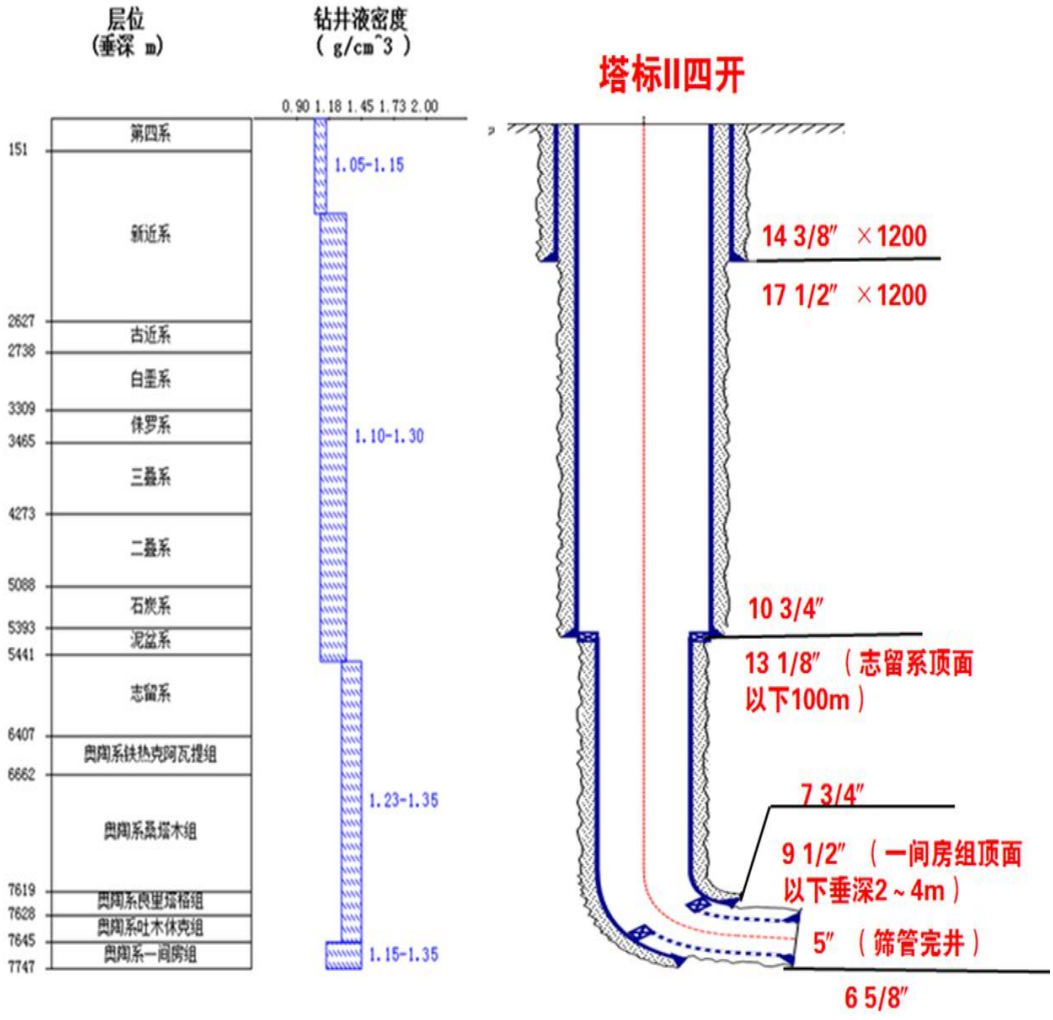

图 3.2-5　　井身结构图

（4）钻井液

一开：采用膨润土-聚合物体系，密度1.05～1.15g/cm^3。

二开：上部采用聚合物体系，密度1.10～1.30g/cm^3；二开下部采用KCl聚磺体系，密度1.23～1.30g/cm^3。

三开：采用KCl聚磺体系，密度1.23～1.35g/cm^3。

四开：采用磺化钻井液，密度 1.15～1.35g/cm^3。

（5）固井措施

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+1.88 g/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：采用低密度水泥浆+1.88 g/cm^3 常规密度水泥浆尾管固井。

四开：钻至设计完钻井深，下入油层套管，采用国产韧性水泥浆体系单级有控固井，固井水泥返至设计井深。

（6）完井方式

考虑到该区块油井属于超深井，为避免或减少复杂作业，确保吐木休克组完全封固，新井主体推荐采用筛管完井，推荐采用 5″(内径 108mm)以上筛管完井。

筛管参数推荐：割缝筛管（缝宽 1.00mm）；转向酸压改造井采用打孔筛管（孔径 10.00mm）。

（7）井场平面布置

本工程在富满油田果勒西区块共新钻 12 口开发井。单井钻井总占地面积 13000m^2（130m×100m），永久占地面积 2400m^2（40m×60m），临时占地面积 10600m^2，临时生活区 2400m^2（40m×60m），井场设置主、副两座放喷池 600m^2（2×300m^3），岩屑池 1000 m^3 和应急池 300 m^3 等土建设施；；设置钻井平台 1 套，泥浆不落地处理系统 1 套。钻井期平面布置见图 3.1-6。

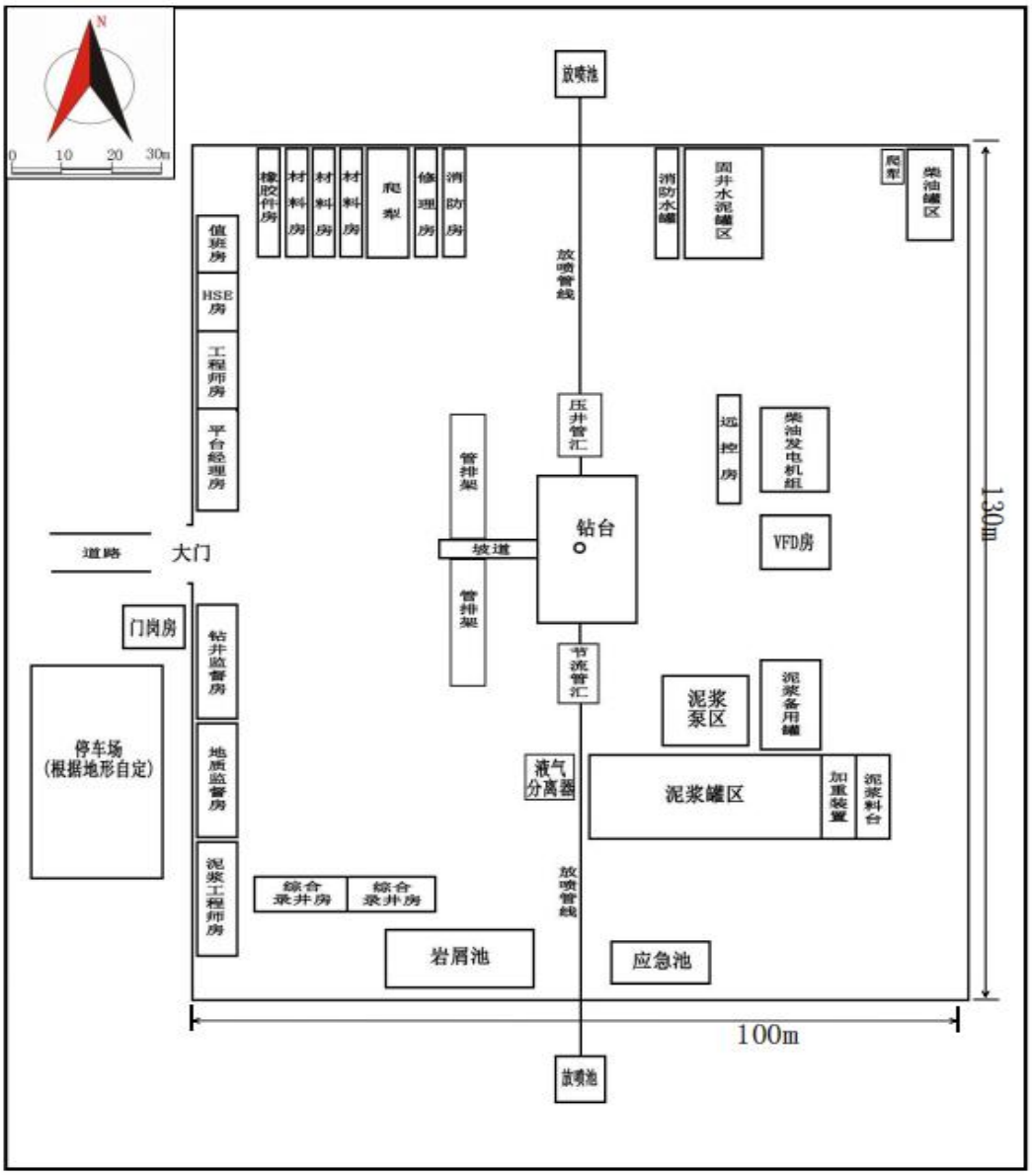

图 3.2-6　　钻井期井场平面示意图

3.2.4.2 地面工程

（1）井场

本工程新建无人值守采油井场 16 座，其中 5 座 DN100 电磁加热含硫油井标准化井场和 11 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。

单座井场平面示意图见图 3.1-6。

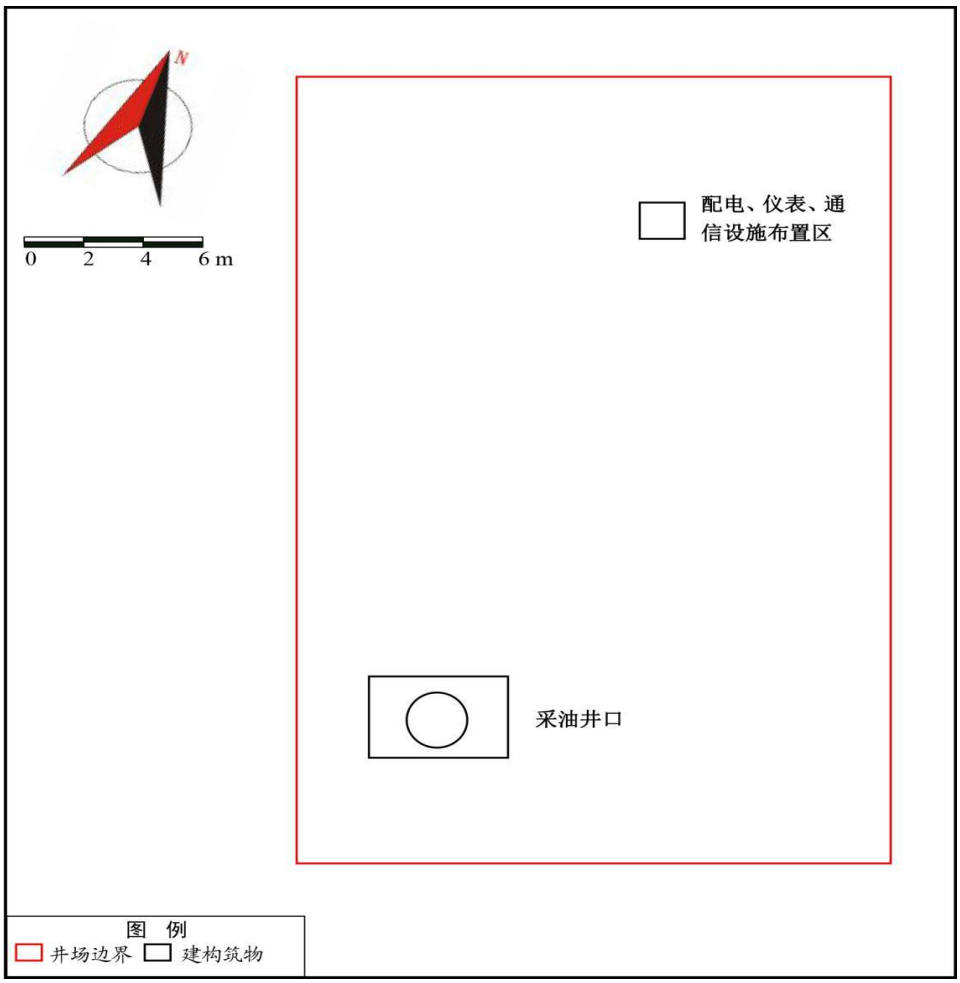

图 3.2-6　　采油井场平面示意图

（2）集输工程

5 口单井采用井口电磁加热集输工艺，11 口单井采用常温集输工艺。本工程单井气液经集油计量配水阀组站、果勒西计转站计量后，接入果勒西计转站外油气分输干线后，与建纵向干线（富源 II 至哈一联 DN250 油线、DN300 气线）集输干线相连，最终输送至哈一联集中处理和外输。后期待富源联合站建成后，单井气液经通过果勒西计转站外油气分输干线就近集输至富源联合站处理和外输。

本工程新建单井集输管线 64km，材质为玻璃钢管 DN100 5.5MPa。本工程管线工程主要设备设施一览表见 3.2-7。

表 3.2-7　管线工程工作量一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井集输管线	1	GL3-H1 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	4	玻璃钢管
	2	GL3-H2 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	5	玻璃钢管
	3	GL3-H3 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	3	玻璃钢管
	4	GL3-H4 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	5	玻璃钢管
	5	GL3-H5 井至果勒西计转站集输管线	5.5MPa DN100	km	1	玻璃钢管
	6	GL3-H6 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	4	玻璃钢管
	7	GL3-H7 井至果勒西计转站集输管线	5.5MPa DN100	km	3	玻璃钢管
	8	GL3-H8 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	2	玻璃钢管
	9	GL3-H9 井至果勒西计转站集输管线	5.5MPa DN100	km	5	玻璃钢管
	10	GL3-H10 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	1	玻璃钢管
	11	GL3-H11 井至果勒西计转站集输管线	5.5MPa DN100	km	5	玻璃钢管
	12	GL3-H13 井至果勒西计转站集输管线	5.5MPa DN100	km	6	玻璃钢管
	13	GL3-H15 井至果勒西计转站集输管线	5.5MPa DN100	km	8	玻璃钢管
	14	GL3-H16 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	2	玻璃钢管
	15	GL3-H17 井至果勒西计转站集输管线	5.5MPa DN100	km	9	玻璃钢管
	16	GL-H18 井至阀组站集输管线	5.5MPa DN100	km	1	玻璃钢管

集输管网示意见图 3.2-7。

（3）果勒西计转站扩建工程

果勒西计转站原设计油输送能力为600t/d，气输送能力为12×10⁴Nm³/d，纳入富满油田果勒西区块试采方案地面工程，《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》于2021年7月14日获得新疆维吾尔自治区生态环境厅(新环审[2021]122号)。建设内容包括站内设置8井式集油配水阀组橇、进站集油配水阀组模块、中压分离计量橇、生产分离器模块、油缓蚀剂加注橇、气缓蚀剂加注橇、甲醇加注橇、发球筒模块、零位罐模块、放散管、火炬等设备。目前果勒西计转站正在建设。

本工程拟在果勒西计转站内扩建8井式管汇橇1座、800kW加热炉橇2座、生产分离器橇改造为闪蒸分离器橇、外输油泵1座、伴生气压缩机橇3座，扩建后的油输送能力为800t/d，气输送能力为20×10⁴Nm³/d。果勒西计转站平面布置详见图3.2-8。本工程地面工程工作量见表3.2-8。

表3.2-8　地面工程设计工作量统计表

序号	工　程　内　容	单位	工程量	备注
1	井场			
1.1	DN100 电磁加热含硫油井标准化井场	座	5	
1.2	DN100 常温含硫油井标准化井场	座	11	
2	单井集输管道			
2.1	玻璃钢管 DN100 5.5MPa	km	64	16口井
3	果勒西计转站改扩建			
3.1	8井式管汇橇	座	1	
3.2	800kW加热炉橇	座	2	
3.3	生产分离器橇改造	座	1	改为闪蒸分离器橇
3.4	外输油泵	座	1	与已建2用1备
3.5	伴生气压缩机橇	座	3	
3.6	辅助配套工程扩建	系统	1	

3.2.5 辅助工程

辅助工程包括供配电、自控、通信、道路、防腐、给排水等。

3.1.5.1 供配电工程

本工程各单井井场单独设置1座35/0.4kV 125kVA杆架式变电站(变压器容量考虑后期预留电磁加热器 60kW 负荷)，共计 16 座，变压器采用油浸式节能型变压器，杆架式变电站 35kV 电源引自井场内已建 35kV 钻井线跃果线。在低压电源电缆引接杆处设开关箱，开关箱内设电能计量装置，采用电缆直埋地敷设至用电点。

3.2.5.2 自控工程

本工程在各采油井场分别设置一套 RTU 控制系统和一套 GDS 系统，将采油井场过程生产数据经过有线或无线传输(Zigbee)方式传输至所在井场RTU控制系统进行监控，井场气体检测信号采用有线方式接入 GDS 系统进行监控。GDS 采用 RS485(Modbus RTU 协议)接入 RTU 控制系统，RTU 控制系统生产数据经光纤通信网络上传至计转站 DCS 系统、FY210-H7 试采点 SCADA 系统和哈得作业区调控中心系统 SCADA 进行监控、管理，并最终上传至油气物联网系统进行集中监控。

3.2.5.3 通信工程

①传输方式：采用光纤以太网传输井场及阀组自控数据、视频数据至果勒西计转站，再依托外输光缆接入 FY210-H7 试采点（富源 II 计转站），再依托 SDH 传输设备上传哈一联、哈四联；②光缆线路：果勒西计转站-阀组-井场与输油管线同沟敷设 24 芯埋地光缆，果勒西计转站-拟建富源联合站与输油管线同沟敷设 48 芯埋地光缆，后端依托已建的满深-富源 II-哈一联 48 芯埋地光缆；③传输设备：传输设备均采用工业以太网交换机，计转站及阀组采用 6 光 4 电工业以太网交换机，中间井场采用 4 光 4 电工业以太网交换机，终端井场采用 2 光 4 点工业以太网交换机；④视频监控：井场、阀组及计转站均安装高清摄像机，每座井场安装 2 台摄像机，阀组安装 4 台摄像机，计转站安装约 13 台摄像机。计转站安装视频监控监控终端，并将信号上传哈一联；⑤安防系统：计转站安装一键报警、火灾报警等系统。

3.2.5.4 道路工程

本工程依托已建钻井砂砾石路 50km，同时新建砂砾石路 60km，宽 4.5m。道路工程路面设计年限为 10 年，采用双轮组单轴轴载 100kN(BZZ-100)为标准轴载。路面沥青混凝土结构组合为：5cm 厚中粒式沥青混凝土(AC-16)+封层＋32cm 厚水泥稳定砂砾(4.5%)基层+20cm 厚天然砂砾底基层。

3.2.5.5 防腐设计

本工程新建单井集输管道 64km（玻璃钢管 DN100 5.5MPa）。

①输油玻璃钢保温管道（DN100）外壁：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为 40mm；管道轴向偏心量±3mm（DN100），防护层采用聚乙烯塑料，厚度≥2.0mm（DN100）；采用“管中管”施工工艺。补口保温层同管体，防护层补口用补口套(带)。

②玻璃钢管道保温管道保温管端面：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度≥0.20mm。

③保温钢塑转换接头外壁防腐：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度≥0.20mm。

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

3.2.4.6 给排水

本工程给水主要是钻井时期用水，附近水源地拉运。钻井期各单井生活污水量少，井队生活区设置可移动环保厕所，生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理；钻井废水采用钻井不落地工艺，循环利用不外排；运营期产生的主要污水有井下作业废水和采出水，前期采出水随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层，后期富源联合站建成后，依托富源联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，运营期生产不需要新鲜用水，不新增人员，故不新增生活用水。

3.2.6 依托工程

本工程原油、天然气、采出水处理前期依托哈一联合站处理，后期富源联合站建成后可依托；井下作业废水处置依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理

站；施工废料、钻井产生的聚磺泥浆、岩屑依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站；施工期的生活垃圾统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋；废油、含油废弃物、油泥（砂）等危废依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置；施工期的生活污水依托沙雅县兴雅污水处理厂污水处理系统处理。

3.2.6.1 哈一联

（1）基本情况

哈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 $3.5\times10^4m^3$，设计原油处理规模 $145\times10^4t/a$，天然气处理能力为 $200\times10^4m^3/d$。碎屑岩采出水处理规模 $5000m^3/d$，注水规模 $3050m^3/d$，清水处理能力为 $90m^3/d$(消防用水、生活用水)。

哈一联合站纳入哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程，《哈得 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响报告书》于 2005 年 4 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环自函[2005]161 号)，2007 年 10 月由原新疆维吾尔自治区环境保护局以新环监验[2007]31 号验收；2016 年进行了扩建，纳入哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程，《哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程环境影响报告书》于 2016 年 8 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1264 号)，2020 年 12 月由取得阿克苏地区生态环境局竣工环境保护验收备案(备案编号：BA652900YS2020-122)。

（2）平面布置

哈一联合站平面布置详见图 3.2-9。

（3）工艺流程

①原油处理流程

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

原油处理流程见图 3.2-10。

②天然气处理流程

哈得区块、哈一联合站的低压湿气(0.1MPa，20℃)经集配气阀组，与原油气提塔顶低压气(0.15MPa，60℃)、乙二醇闪蒸罐闪蒸气、轻烃闪蒸罐不凝气等混合后进低压气压缩机入口分离器(HY-4-D01)，脱除凝析水和油滴后，进入低压气压缩机(HY-4-C01/1，2)，气体压缩到 0.5MPa，经空冷器冷却到 50℃，与跃满、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采出水处理流程

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

采出水处理流程见图 3.2-11。

（4）依托可行性

目前，哈一联轻质油处理能力为 145×10^4t/a，天然气处理能力为 200×$10^4$$m^3$/d，碎屑岩采出水处理规模 5000$m^3$/d。

①原油依托可行性分析

本工程的原油处理依托至哈一联合站处理。哈一联合站处理原油设计规模 145×10^4t/a，现状处理量为 66.2×10^4t/a，富余量为 78.8×10^4t/a，大于同期新增处理量和本工程新增量（合计 26.98×10^4t/a），依托可行。

②采出水依托可行性分析

本工程的采出水依托至哈一联合站处理。哈一联合站设计采出水处理规模 5000m^3/d，现状处理量为 4200m^3/d，富余量为 800m^3/d，大于同期新增处理量和本工程新增量（合计 41.5m^3/d），具有可行性。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。

③天然气依托可行性分析

哈一联合站设计天然气处理能力为 200×$10^4$$m^3$/d，现状处理量为 113×

$10^4m^3/d$，富余量为 $87\times10^4m^3/d$。大于同期新增量和本工程新增量之和，总计 $21.2\times10^4m^3/d$。本工程天然气处理依托哈一联合站处理是可行的，本项原油、采出水、天然气处理依托哈一联合站可行性分析见表 3.2-13。

表 3.2-13　　本项原油、采出水、天然气处理依托哈一联合站可行性分析

站场	名称		设计最大处理量	现状处理量	富余处理量	果勒西区块产油气量		可行性分析结论
						同期新增处理规模	本工程新增处理规模	
哈一联	轻质油处理系统	气提脱硫	$145\times10^4t/a$	$66.2\times10^4t/a$	$78.8\times10^4t/a$	$10.3\times10^4t/a$	$20.48\times10^4t/a$	依托可行
		脱水脱盐	$145\times10^4t/a$					
		原油稳定	$145\times10^4t/a$			$26.98\times10^4t/a$		
	含硫天然气处理系统	天然气增压	$200\times10^4m^3/d$	$113\times10^4m^3/d$	$87\times10^4m^3/d$	$6.2\times10^4m^3/d$	$15\times10^4m^3/d$	依托可行
		天然气脱硫						
		天然气脱水脱烃				$21.2\times10^4m^3/d$		
	采出水处理系统		$5000m^3/d$	$4200m^3/d$	$800m^3/d$	16.5	$25m^3/d$	依托可行
						$41.5m^3/d$		依托可行

3.2.6.2 拟建富源联合站

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

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

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

目前《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程》正在进行环境影响评价，富源联合站还未建设，计划在 2022 年建成投产。根据富满油田地质部署，2022 年富满油田产油量达到 $238\times10^4t/a$，产气量达 $249.66\times10^4Nm^3/d$，已建哈一联处理能力不能满足富满油田生产需求，因此拟建工程采出液先期集输进哈一联，后期富源联合站建成后，切换至拟建富源联合站集中处理。

3.2.6.3 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

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40°49′29.39"，东经83°4′57.32"。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12月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环函[2016]1626号)，其中塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站于2019年1月进行了自主验收，塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站于2020年5月进行了自主验收。

塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站平面布置图见图3.2-13。

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3.2-14。

②井下作业废水

钻试修污水处理工艺：采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分

析方法》（SY/T5329-2012）生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。废水处理工艺具体流程见图 3.2-15。

（2）依托可行性

本工程施工期产生的施工废料、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 12t，依托可行；聚磺泥浆暂存池设计容量 15000m^3，设计处理能力 120m^3/d，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 608.32t/a，依托可行。

3.2.6.4 库车畅源生态环保科技有限责任公司

（1）基本情况

库车畅源生态环保科技有限责任公司在阿克苏地区库车市塔里木乡东北 40km 处，现有轮西固废场内建有轮西 6 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目，站址中心坐标为北纬 41°26′58.02″，东经 83°54′17.73″。

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

固体废物接受和贮存流程见图 3.2-16。

（2）依托可行性

本工程施工期产生的废油、含油废弃物和运营期产的油泥（砂）、落地油、废润滑油、清管废渣、沾油废物等危废均依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。库车畅源生态环保科技有限责任公司现有轮西固废场内建有轮西 6 万吨/年 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目，本工程施工期产生危险废物（HW08）较小约 1.2t；运营期产生生危险废物（HW08）48.9t/a，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置可行。

3.2.6.5 沙雅县兴雅污水处理厂

沙雅县兴雅污水处理厂位于沙雅县城区西南 7.9km 处，中心地理坐标为 N41°08'28.20"，E82°42'51.61"。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 3.2-15。

表 3.2-15 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

项目距沙雅县兴雅污水处理厂约 73km，本工程施工期生活污水总量为 1776m^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。

3.2.6.6 沙雅县生活垃圾填埋场

（1）基本情况

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

（2）工艺及规模

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

（3）依托可行性分析

本项目施工期钻井队的生活垃圾依托沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置，设计总库容约 135 万立方米，实际有效库容为 108 万立方米，目前已经使用库容 32 万立方米，余下库容为 76 万立方米。本工程施工期钻井队的生活垃圾产生量为 55.5t，统一收集至沙雅县生活垃圾填埋场填埋是可行的。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、油气集输和油气处理等。本工程主要包括钻井、井下作业、采油、油气集输和油气处理等。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 钻井

本工程采用常规钻井工艺。正常情况下，单井钻井周期时间约为 150 天，且为 24h 连续作业。工程设计井深 8432m（平均）采用 ZJ80 钻机，目的层为奥陶系一房间组。

工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机（备用）、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3-1）。

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

3.3.1.2 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

3.3.1.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.4 采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

本次新部署井采用自喷采油方式，油井停喷或需要提液时采用有杆泵生产，为保持油层压力，采用衰竭式+注水开采。

3.3.1.5 油气集输

富满果勒西区块地面集输系统布站采用三级布站方式：采油单井→集油计量配水阀组站→果勒西计转站→联合站（处理站）。

本工程 16 口井新建单井集输管道 64km，就近接入集油计量配水阀组站、果勒西计转站，油气密闭集输至果勒西计转站完成计量和分离，前期先输至哈一联，后期切换至拟建富源联合站。本工程布站工艺流程图见图 3.3-2。

3.3.2 环境影响因素分析

本工程油田建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

本工程包括钻井工程、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于施工期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-1 和图 3.3-3。

表 3.3-1　　环境影响因素识别表

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
		废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
	占地	车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	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	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
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。

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

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、施工过程产生的扬尘、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、管道试压废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

本次工程新钻 12 口水平井，新建 16 座采油井场、新建砂石路 60km、新建单井集输管道 64km，果勒西计转站的扩建不新增占地，因此，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。集输管道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。临时占地包括井场临时占地和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道路占地。

钻井工程施工作业包括井场平整，设备基础、应急池、放喷池、岩屑堆放场地和放喷管线的建设和钻井；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。

本工程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，临时占地主要为管线。16 口井中有 4 口井（GL-H1、GL-H2、GL-H3、GL-H6）井场临时占地面积在单井批复占地范围内，根据估算，永久性占地面积为 30.84hm^2，临时占地面积 87.92hm^2，工程占地类型主要为沙地，详见表 3.3-1。新建单井集输管线 64km，道路 60km。

表 3.3-1　　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	12.72	部署井场 16 座,永久占地（40m×60m）；新钻井场 12 座,井场施工占地 10600m^2，临时占地已扣除永久占地范围。
2	井场道路		27	24	60km，砂石路面宽 4.5m，两侧宽 2m
3	集输管线	单井管线	0	51.2	单井管线长 64km，作业带宽度 8.0m
	合计		30.84	87.92	

3.3.3.2 施工期污染源分析

（1）废气

本工程施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘；施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

1）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 3.3-2 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 3.3-2　　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/m^2)	0.2(kg/m^2)	0.3(kg/m^2)	0.4(kg/m^2)	0.5(kg/m^2)	1.0(kg/m^2)
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）柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气

钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_2、SO_2 等。井队配备钻井柴油机 3 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，单井钻井期为 150 天，12 口钻井施工期累计为 1800 天，共耗柴油 3600。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时耗柴油 175g，产生 CO 2.4g、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、NO_2 和总烃量可用下式计算：

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

式中：m — 柴油机消耗柴油量 t。

我国目前的柴油标准，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烃类 83.93t，NO_2 226.08t，CO49.37t，$SO_2$2.52t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

本环评要求钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油，使用检测合格的设备等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）无组织排放浓度限值。

3）施工机械及运输车辆尾气

施工机械的废气和运输车辆尾气，因施工区废气扩散条件良好，施工过程中产生的废气，仅短时对区域环境空气有影响。

（2）废水

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

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 3.3-3。

表 3.3-3　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 101184m 计算，则钻井废水产生量为 16240m^3。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 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 64km，试压废水为 160m^3，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水。

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，按照单井钻井周期 150 天计算，12 口井合计 1800 天，则钻井期内生活污水量约为 1728m^3；地面工程施工人员 60 人、生活用水量 20L/人·d 计算，

按照周期 50 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 48m^3。

本工程施工期生活污水总量为 1776m^3，生活污水主要污染物为 COD、NH_3-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

本工程施工期噪声源主要是钻井噪声、各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-3。

表 3.3-3　　施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强（dB(A)）	噪声源名称	源强（dB(A)）
柴油发电机	100～105	吊装机	85
钻机	100～105	混凝土搅拌机	95
泥浆泵	95～100	运输车辆	78
推土机	90	电焊机	90
挖掘机	92	-	-

（4）固体废物

本工程施工建设过程中产生的固体废弃物主要包括钻井作业时产生的废弃泥浆、岩屑、施工废料、弃土、机械设备废油、含油废弃物以及施工人员产生的生活垃圾。

①钻井废弃泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m^3）；

D——井眼的直径（m）；

h——井深（m）；

本工程新钻井 12 口，设计井深 8432m，，总进尺，钻井泥浆产生量见表 3.3-4。

表 3.3-4　　本工程钻井泥浆产生量

井段	钻井液体系	进尺 m	泥浆量 m^3
0～1200	聚合物	1200	216.31
1200～4000	聚合物	2800	287.22
4000～5541	聚磺	1541	194.04
5541～7645	聚磺	2104	194.26
7645～8432	聚磺	787	115.51
单井		8432	1007.34
12 口井		101184	12088.05

根据上述公式计算得知：本工程共产生钻井泥浆 12088.05m^3，其中非磺化泥浆量 6041.36m^3，磺化泥浆量 6045.72m^3。

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，进入泥浆不落地系统。本工程新钻井 12 口，钻井岩屑可用下式计算：

$W=1/4\times л \times D2\times h\times 2.2$

式中：W——钻井岩屑排放量，m^3；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

表 3.2-5　　本工程钻井岩屑产生量

井段	D 井眼直径（m）	进尺 m	W 岩屑量 m^3
0～1200	0.4445	1200	409.67
1200～4000	0.3112	2800	468.24
4000～5541	0.3112	1541	257.70
5541～7645	0.2159	2104	169.46
7645～8432	0.1524	787	31.58
单井		8432	1336.66
12 口井		101184	16039.89

计算得知：本工程共产生钻井泥浆 12088.05m^3，岩屑约 16039.89m^3，岩屑随钻井泥浆带出，钻井进尺＜4000m 采用非磺化水基泥浆，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制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路，如该井不能如期施工，经申请批准后可以另行处置；钻井进尺＞4000m 采用磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

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，本工程施工废料产生量约为12t。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一般工业固废填埋场进行处置。

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，施工期按照合计1800天算，则本工程钻井期共产生生活垃圾54t；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50天算，则本工程地面工程产生生活垃圾1.5t。本工程施工期共产生生活垃圾55.5t，生活垃圾集中收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

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1.2t，交由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，工程共新建单井集输管线64km，开挖宽度为2m，深度为1.5m。本工程共开挖土方19.2万m^3，回填土方19.2万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3.3-4。

表3.3-4-　　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	19.2	19.2	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 3.3-5。

表 3.3-5　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	施工场地	烃类、CO、NO_2、SO_2	烃类 83.93t，NO_2 226.08t，CO49.37t，$SO_2$2.52t	钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。
	钻井、地面	施工场地	TSP、SO_2、NOx 等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	钻井	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	16240m^3	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。
	地面	管道试压废水	SS	160m^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或区域绿化用水
	钻井、地面	生活污水	COD、氨氮等	1776m^3	依托沙雅县兴雅生活污水处理厂处理
固体废物	钻井	废弃泥浆	/	钻井泥浆总量：12088.05m^3 非磺化泥浆量：6041.36m^3 磺化泥浆量：6045.72m^3	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制，分离后的固相（岩屑）排入防渗岩屑池对其进行达标检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后用于井场道路铺设；磺化水基泥浆现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相（岩屑）拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。
		岩屑	/	16039.89m^3	
	钻井、地面	施工废料	/	12t	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	/	1.2	交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置
		生活垃圾	/	55.5t	集中收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋

噪声	钻井	柴油发电机、钻机、泥浆泵、	/	95~105dB(A)	加强施工管理
	地面	施工机械、运输车辆	/	78~90dB(A)	加强施工管理

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废水

（1）采出水

根据开发方案，本工程前期采出水量较小，后期采出水量较大，根据方案预测中最大采出水量核算为25t/d（9200t/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：本工程SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为0.4048t、41.4t、0.64t、0.00138t。

本工程采出水依托哈一联处理后，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，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《未纳入排污许可管理行业试用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表3.3-6），计算井下作业废水的产生量。

表3.3-6　　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	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	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	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

根据表 3.2-6 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g，本工程 16 口井每年产生井下作业废水 608.32t、化学需氧量 836203.2g、石油类 141160g。井下废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，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，不外排。

3.3.4.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发和加热炉燃烧废气。

（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。

参考《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》有机物产生核算系数，该指南规定的石油开采排污系数为全工艺过程源，因本工程原油处理为依托，油气集输全程密闭，可有效减少VOCs的产生，结合类比本工程所在油田实际验收数据，VOCs产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰。本工程油气集输全程密闭，产污系数取0.1‰，则VOCs排放量为20.48t/a。

（2）无组织排放 H_2S

根据富满油田果勒西区块奥陶系油藏天然气取样分析结果表明，单井天然气相对密度为0.74～0.79，平均为0.77；H_2S含量在0.1230～0.3453%范围内，H_2S的平均含量0.2342%。此次产能建设最大天然气产量$0.66\times10^8m^3/a$，根据富满油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照天然气最大产能的0.1‰损失计算，则本工程H_2S无组织挥发量为0.0154t/a。

针对富满油田果勒西区块奥陶系油藏油井伴生气中含H_2S，整个油气处理工

艺从井口-拟建集油计量配水阀组站-果勒西计转站-处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止H_2S的泄漏。

（3）加热炉燃烧废气

本工程在果勒西计转站内扩建2座800kw加热炉撬，燃料为干气（处理后的返输天然气，不含硫），烟囱高度为10m。根据现场调查，单台加热炉日最大用气量2448m³（36.72万m³/a），总的最大气量4896m³（73.44万m³/a），年用气天数为150d（3600h），根据《工业源产排污系数手册（2010修订）》中工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表（燃气工业锅炉），见表3.3-7。本工程燃气真空相变炉污染物排放情况详见表3.3-8。

表 3.2-7　工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	136259.17	直排	136259.17
				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
				烟尘	千克/万立方米-原料	2.4	直排	2.4

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

本工程涉及井场加热炉现状烟气排放情况见下表。则本工程燃烧天然气排放废气总量 1000.7 万 m³/a，排放 $SO_2$0.294t/a、NO_X1.37t/a、烟尘 0.18t/a，浓度分别为：烟尘：17.99mg/m³，SO_2：29.38mg/m³，NO_X：136.9mg/m³，达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值烟尘：20mg/m³，SO_2：50mg/m³，NO_X：200mg/m³。

表 3.3-8　加热炉排放的烟气情况一览表

污染物 / 污染源	燃气量	烟气量	主要污染物排放情况					
	万m³/a	万m³/a	烟尘		NOx		SO_2	
			mg/m³	t/a	mg/m³	t/a	mg/m³	t/a
加热炉	73.44	1000.7	17.99	0.18	136.9	1.37	29.38	0.294
标准限值	/	/	20	/	200	/	50	/

3.3.4.3 固体废物污染源

本工程运营期产生的固体废物主要包括油泥（砂）、落地油、清管废渣、废润滑油和沾油废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜），根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的危险废物属性表详见下表 3.3-9 。

表 3.3-9　本工程危险废物属性一览表

危险废物名称	类别	行业来源	代码	产生过程	危险特性
油泥砂	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T，I
落地油		石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T，I
废润滑油		非特定行业	900-217-08	使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油	T，I
清管废渣		石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T，I
沾油废物		非特定行业	900-249-08	其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物	T，I

（1）油泥（砂）

油泥砂主要为联合站的污水处理系统或沉降油罐、拉油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物 HW08 071-001-08。本工程运营后，原油及采出水依托前期哈一联合站进行处理，2022 年富源联合站建成后依托富源联合站，故哈一联合站和富源联合站原油及污水处理系统装置均会增加产生一定量的含油污泥。

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，本工程以 2025 年最大采出液 20.93×10^4t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 46.1t/a。本工程产生的油泥（砂）桶装收集后，交由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，本工程运行后落地油产生量约 1.6t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08。

根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，

回收后的落地原油桶装收集，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（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，本工程新建单井集输管线 64km，每次废渣量约 0.0736t（73.6kg），每年废渣量约 0.0368t（36.8kg）。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，依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

本工程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，本工程 16 口井每次产生废润滑油约 0.8t，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，依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，废防渗膜）

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，废防渗膜），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，本工程 16 口井每次产生含油废物约 0.8t，每年生含油废物约 0.4t，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（6）生活垃圾

运营期工作人员由油区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

表 3.3-10　　本工程营运期危险废物产排污统计表

编号	固废来源	固废种类	产生量（t/a）	主要成分	危废类别	性质判定	排放量（t/a）	固废去向
S1	井场	油泥（砂）	46.1	含油污泥	HW08	危险废物	0	依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
S2	井场	落地原油	1.6	石油类	HW08	危险废物	0	
S3	集输管线	清管废渣	0.0368	石油类	HW08	危险废物	0	
S4	井场	废润滑油	0.8	润滑油	HW08	危险废物	0	
S5	井场	沾油废物	0.4	石油类	HW08	危险废物	0	

3.3.4.4 噪声源

本工程主要噪声源是井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，噪声级为 70～120dB(A)，见表 3.3-11。

表 3.2-9　　噪声源设备

位置	噪声源	声源强 dB（A）	排放规律
井场	井口装置	70-85	连续
	井下作业（压裂、修井等）	70-120	间歇
	机泵	90-120	连续

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-12。

表 3.3-12　　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	有组织排放	烟尘	0.18t/a	0.18t/a	大气
		NOx	1.37t/a	1.37t/a	大气
		SO_2	0.294t/a	0.294t/a	大气
	无组织排放	烃类	20.48t/a	20.48t/a	大气
		硫化氢	0.0154t/a	0.0154t/a	大气
采出水		采出水量	9200t/a	0	采出水进入哈一联处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层
		SS	0.4048t/a	0	
		COD	41.4t/a	0	
		石油类	0.64t/a	0	
		挥发酚	0.00138t/a	0	
井下作业废水		井下作业废水量	608.32t/a	0	采用专用废水回收罐收集，运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层
		COD	836203.2g	0	
		石油类	141160g	0	
油泥（砂）		石油类	46.1t/a	0	依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		石油类	1.6t/a	0	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收
清管废渣		石油类	0.0368t/a	0	依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理
废润滑油		润滑油	0.8t/a	0	
沾油废物		石油类	0.4t/a	0	

3.3.4.6 污染物排放三本账

本工程对污染物排放“三本账”核算，见表 3.3-13。

表 3.3-13　　运营期主要污染物排放变化情况表　　单位：t/a

项目 / 类别	单位	现有工程		本工程		总体工程		
		产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老”消减量	排放量	增减量
一、废气								
废气量	$10^4m^3/a$	/	/	1000.7	1000.7	0	1000.7	+1000.7
SO2	t/a	0.8	0.8	0.294	0.294	0	1.094	+0.294

NOx	t/a	2.8	2.8	1.37	1.37t/a	0	4.17	+1.37t/a
颗粒物	t/a	0.8	0.8	0.18	0.18	0	0.98	+0.18
VOCs	t/a	2.26	2.26	20.48	20.48	0	22.74	+20.48
H2S	t/a	0.012	0.012	0.0154	0.0154	0	0.0274	+0.0154
二、废水								
采出水	万 t/a	0.6	0	9200	0	0	0	0
作业废水	m^3/a	160	0	608.32	0	0	0	0
三、固废								
油泥	t/a	2.0	0	46.1	0	0	0	0
落地原油	t/a	/	/	1.6	0	0	0	0

3.3.5 闭井期环境影响分析

闭井期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)以及《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

闭井主要是环境功能恢复时期。本节对闭井期环境保护措施进行介绍。

3.3.5.1 闭井期环境空气保护措施

（1）闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（3）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。

3.3.5.2 闭井期水环境污染防治措施

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.3.5.3 闭井期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.5.4 闭井期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.5.5 闭井期固体废物处置措施

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

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.3.5.6 闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

（4）将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

通过采取以上措施，可使闭井期环境影响降到最低。

3.4 清洁生产水平分析

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

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本工程各井场采出液经集输管线输送至计转站或阀组，最终进入哈一联集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

（2）井下作业清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

③在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐(车)收集。

（3）节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

（4）建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用QHSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守QHSE管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

拟建工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、

漏”现象发生。

3.4.2 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》中规定的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(如常用纤维原料消耗量、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(如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-1 及表 3.4-2。

表 3.4-1　　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	占地面积	--	5	符合行业标准要求	3600	5
		洗井液消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	--	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	--	正常水平	5

		废气	kg/井次	5	--	正常水平	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	≤50	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	拟建工程	
(1)原辅材料	15	洗井液的毒性		无毒	15	15	
(2)生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性		有效	7	7	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	6	6	
		防溢设备(防溢池设置)		具备	6	6	
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	8	8	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	8	8	
(3)符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规			10	10	
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			5	5	
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况			15	15	

表 3.4-2　　采油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	拟建工程	
						估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160	稀油：45	25
(2)生产技术特征指标	30	密闭集输	--	30	--	--	30
(3)资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	--	--	5
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	90	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	--	100	10
(4)污染物产生指标	20	落地原油回收率	%	5	--	100	5
		采油废水回用率	%	5	≥60	100	5

		油井伴生气外排率	%	5	≤20	10	5
		采出废水达标排放率	%	5	≥100	50	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	拟建工程评价得分	
(1)原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注		10	10	
(2)生产工艺及设备要求	35	井筒设施完好			5	5	
		采气过程醇回收设施			5	5	
		天然气净化设施			5	5	
		集输流程	全密闭流程		5	5	
		采油(气)方式	自喷		5	5	
		套管气回收装置			5	5	
		防止落地原油产生措施	定期巡检		5	5	
(3)符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规			10	10	
(4)环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10	
		开展清洁生产审核			10	10	
(5)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5	

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小

数点后两位；

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-3。

表 3.4-3　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

由表 3.4-1、表 3.4-2 计算得出：拟建工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；综合评价指数平均得分 100 分，该分值与表 3.4-3 中相比，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

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

3.4.2 清洁生产结论

通过以上分析可以看出，拟建工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是拟建工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

本工程在油田内部采用混输模式，管道密闭输送。在采油输送等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析和类比已开发区块，拟建工程严格执行各类环境保护、节能降耗措

施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本工程新建 2 座 800kw 的加热炉（锅炉），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。

3.5.3 总量控制建议指标

根据工程分析可知，本工程 SO_2 排放量为 0.294t/a，NO_X 排放量为 1.37t/a，无组织非甲烷总烃排放量为 20.48t/a。

故本工程投产后 SO_2 总量控制建议指标为 0.294t/a，NO_X 总量控制建议指标为 1.34t/a，非甲烷总烃总量控制建议指标为 20.48t/a。

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

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

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

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)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，距离沙雅县盖孜库木乡南约51km，富满油田果勒西区块内，地处塔克拉玛干沙漠平原区，项目占地类型为沙地。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和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。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表 3.6-1。

表 3.6-1　　本工程与相关法律法规符合性分析一览表

序号	文件要求	实际建设情况	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本工程位于富满油田整体布局进行了优化，油气先期集输进哈一联，后期富源联合站建成后就近集输至富源联合站处理。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本工程钻井期不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本工程井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本工程钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95%以上，钻井废水回用于泥浆配置。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本工程酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m^3 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本工程采油气主要采取管道集输，全部按照环保规范进行建设，油气集输损耗率低于 0.5%。建设内容不涉及原油储罐。	符合
7	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本工程区井下作业过程中产生的污水送塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处理	符合

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

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

本工程施工期产生不能回收利用的施工废料集中收集后送至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

本工程与《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 3.6-2。

表 3.6-2　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。	本工程是以区块为单位开展环评，本工程为产能项目，建成投产后，原油最大产能 20.48 万 t/a。	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	本工程评价了项目建设、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。	本工程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。	本工程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；本次评价包括钻井和地面工程建设，其中有 4 口井（GL3-H1、GL3-H2、GL3-H3、GL3-H6）钻井工程单独进行环评，根据环评报告可知，环评中包括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。	本工程在钻井过程的一开、二开阶段采用水基泥浆，废弃泥浆为一般固废，采用“泥浆不落地”工艺，处理后的钻井固废全部实现资源化利用；从钻井过程的三开以下，采用磺化水基泥浆，磺化水基泥浆现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。本工程运营期过程产生的油泥砂为危废，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。	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备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。	本工程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；单井油气采用密闭管输电加热和常温集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合
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	本工程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。	符合

	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。	
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。	本工程不涉及生态保护红线区和自然保护地。	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，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

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

本工程与《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3.6-3。

表 3.6-3　　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。	目前富满油田区域暂无油气发展相关规划，塔里木油田各区域已于2020开展了后评价工作并完成备案。	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。	本工程是以区块为单位开展环评，本工程为产能项目，建成投产后，原油最大产能 20.48 万 t/a。	符合

3.6.7 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析见下表 3.6-4。

表 3.6-4 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	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），本工程属于沙雅县 I2 塔里木河中上游重点预防区和 II3 塔里木河流域重点治理区；本工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	根据水土保持方案，针对井场、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 27.84hm^2。	符合
第三十九条 国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	根据水土保持方案，针对井场、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 27.84hm^2。	符合

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

本工程与《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 3.6-5。

表 3.6-5　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	本工程情况	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	本工程开发方案设计考虑了富满果勒西油田资源赋存状况、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。	本工程井场选址、管线及道路选线均经过严格论证后确定，项目区位于沙漠，无复垦条件。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
对伴生有二氧化碳气体的油气藏，二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发	本工程伴生气中二氧化碳体积比为1.39。根据环评单位核实，在石油天然气开发的标准中没有二氧化碳工业综合利用的标准限值，无法达到工业综合利用要求的二氧化碳需要进行处理，本工程伴生气中二氧化碳满足《天然气》GB 17820-2018 中的一类和二类气的外售标准（分别是 3 摩尔分数%、4 摩尔分数%）。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 能源发展“十三五”规划

目前，国家《能源发展“十四五”规划》尚未发布，根据国家《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”。本工程属于**油气资源开发项目**，符合国家能源规划。

3.7.2 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采

油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以**塔里木**、鄂尔多斯、准噶尔**等盆地为重点**，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本工程属于**塔里木盆地的油气开采项目，**符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.3《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和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3.7-1。

表3.7-1 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。	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	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。	富满油田是顺北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。	

3.7.4《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）

目前，《新疆维吾尔自治区矿产资源“十四五”规划》正在编制中，根据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。

本工程属于油气开发项目，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”。本工程符合新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）要求。

3.7.5《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

目前，《新疆维吾尔自治区矿产资源“十四五”规划》正在编制中。本工

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

3.7.6《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》

目前，《新疆维吾尔自治区矿产资源“十四五”规划》尚未发布，根据《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。

本工程属于油气开发项目，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”，中塔里木盆地不属于限制开采区和禁止开采区，本工程符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》。

3.7.7《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》新疆维吾尔自治区环境保护厅（2017 年 6 月）

目前，《新疆维吾尔自治区环境保护“十四五”规划》尚未发布，根据《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》提出：“到 2020 年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。”

本工程勘探活动、钻井作业均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，勘探及钻井过程的各类污染物按照环境管理部门的要求及油田公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。

3.7.8《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。本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本工程属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。

3.7.9《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》

本工程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，本工程为油气开采项目不属于高污染产业、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，本工程符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.7.10《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》

3.7.10.1 水土保持分区

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县盖孜库木乡南约 51km，富满油田果勒西区块内，地处塔克拉玛干沙漠平原区，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

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

（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，本工程属于南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）。

表 3.7-2　　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	面积（km²）
				乡、镇	
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）II	南疆山地盆地区（II-4）	塔里木盆地北部农田防护水源涵养区（II-4-1nh）	渭干河下游绿洲农田防护区（I区）	沙雅镇、托依堡勒镇*、红旗镇、英买里镇、海楼镇、努尔巴格乡、央塔协海尔乡*、古勒巴格镇	880
			塔里木河两岸生态维护区（II区）	托依堡勒镇*、央塔协海尔乡*、塔里木乡，盖孜库木乡、塔河管委会、哈德墩镇	5363
			南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（III区）	沙雅县直辖	25605.17

注：标*镇表示涉及该镇部分行政区面积。

（3）南部塔克拉玛干沙漠防沙治沙区（Ⅲ区）

①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。

②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。

③治理措施

a：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。

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

3.7.10.2 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属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。

表 3.7-3 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重点预防区		
I2 塔里木河中上游重点预防区	阿克苏地区	沙雅县
II3 塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、新和县、沙雅县、库车县

3.7.10.3 本工程与《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”。

本工程按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 27.84hm^2。草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，阀组站四周宽度为 20m，道路两侧临时占地各 2m，因此本工程的各项水保措施，是符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求的。

3.8 选址、选线合理性分析

本工程在富满油田果勒西区块共部署新钻井 12 口开发井、新建采油井场 16 座（包括 12 口新钻井场和 4 口在钻井场）、在果勒西计转站内扩建 8 井式管汇橇 1 座、800kW 加热炉橇 2 座、生产分离器橇改造为闪蒸分离器橇、外输油泵 1 座、伴生气压缩机橇 3 座、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本工程有 4 口井的钻井工程已单独编制环评报告表（GL3-H1 批复文号：阿地环函字[2021]75 号、GL3-H2 批复文号：阿地环函字[2021]50 号、GL3-H3 批复文号：阿地环函字[2021]76 号、GL3-H6 批复文号：阿地环函字[2021]51 号），GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井目前正在钻井，计划 2021 年 9 月完钻。集输管线沿已建油区道路敷设，单井集输管线为井场至集油计量配水阀组站和井场至果勒西计转站管线，项目区占地均在规划的油区内，项目区属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。本工程无法避让塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，项目水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。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。

3.9“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。

本工程位于沙雅县境内富满油田果勒西区块内，根据《新疆生态功能区划》，属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18 号）和《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本工程区属于一般管控单元（ZH65292430001），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

本工程为石油天然气开采项目。采出水依托哈一联合站处理达标后回注油藏；施工期生活污水依托至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，正常运行期不会对周围地下水环境造成影响；井下废水采用专用废水回收罐收集，拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。含油污泥等危废依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，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工程执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。本次环评调查显示，项目区域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

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。井场和站场 35/0.4kV 125kVA 杆架式变电站为用电设备供电，杆架式变电站 35kV 电源引自井场内已建 35kV 钻井线跃果线，油气集输常温集输或电加热集输，不消化燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程用

地性质主要是未利用地（沙地），土地资源消耗符合要求。总之，本工程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，本工程的建设符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本工程所在行政区沙雅县未列入该清单。

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

富满油田果勒西区块位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠平原区，区块距离城乡公路及富满油田公路较近，交通运输条件较便利。

本工程位于富满油田果勒西区块内，距离沙雅县盖孜库木乡南约 51km，项目地理位置中心坐标为 E82°42′08"，N40°25′50"。地理位置图见 4.1-1。

4.1.2 地质构造

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

果勒西区块位于富满油田的西南部，区块内奥陶系一间房组整体表现为向南倾斜的斜坡，构造比较平缓，构造海拔范围-6830~-6570m，南北高差 260m。

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。

4.1.3 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 943～1050m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分部于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积 880km^2，占全县总面积的 2.75％，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3‰～4‰、东西 2‰。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分部在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里本河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20-60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km^2，占全县总面积的 16.85％。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km^2，其次还有 166.67km^2 的野生甘草、200km^2 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km^2，占全县总面积的 80.4％。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10～50m 之间。由于该

区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无有人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、柽柳及面积不等的麻黄、沙棘、假木贼、骆驼刺等。

本工程所在区域位于沙雅县中部塔里木河以南，属于沙漠，沙丘起伏不大。

4.1.4 水文及水文地质

本工程区周围无地表水体，北距塔里木河约 59km。沙雅县境内主要河流有渭干河和塔里木河。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 $22.46\times10^9m^3$，沙雅县按 39.5%分水，实际水量为 $8.87\times10^9m^3$，灌溉面积为 $44840km^2$。

距离本工程最近的塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 HSO_4·Cl-Ca·Mg·Na 为主，矿化度枯水期最大。

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

（1）地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

（2）含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数 0.40-0.99m/d。

（3）地下水的补给、径流、排泄条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区。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；本工程在远离塔河向南的地段，因缺少充

足的补给来源，补给条件较差。

评价区地下水的径流方向是从西南向东北。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.37‰。

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。

（4）地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 Cl •SO_4-Na 型水，矿化度为 10g/L，水质差，为咸水。

4.1.5 气候、气象

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

表 4.1-1　　沙雅县主要气象要素表

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

4.2 生态环境现状调查与评价

富满油田果勒西区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠平原区，地表主要为沙漠和浮土，地面海拔一般在 950～990m

之间。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区，本工程与新疆生态功能区划位置关系图见图 4.2-1。

本区域主要敏感因子为土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠景观、风沙源地、油气资源开发。

主要的生态问题是：风沙危胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染。

4.2.2 土地利用现状

据 TM 遥感影像解译结果，区域土地利用现状见图 4.2-2。

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

4.2.3 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，局部地段零星分布有少量的胡杨、柽柳等植物群落，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。项目占地范围内，基本无植物生长，为裸地。见图 4.2-3 植被类型分布图。

4.2.4 野生动物现状调查

塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 11 种，其中爬行类 4 种，哺乳动物 5 种，鸟类 2 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-1。

野生动物的区域分布规律：在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉

羚等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。塔里木兔为国家二级保护动物，白尾地鸦是我国新疆的独有物种，目前的数量已不足 7000 只，虽然在我国仍未被纳入国家和地区的野生动物保护名录中，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。

在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，国家和地方保护动物较少，主要是有爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等，无大型哺乳类动物。

表 4.2-1　　评价区野生动物种类及遇见频度

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

注：（1）R---留鸟　B---繁殖鸟

（2）-偶见种类　+ 一般种类　++ 常见种类　+++ 多见种类

4.2.5 土地沙化现状

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

沙雅县属于自治区级塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，沙雅县水土流失主要为

风力侵蚀，中度侵蚀比例占 95.14%，主要侵蚀土地利用类型为沙地和草地。

本工程位于沙雅县境内的富满油田果勒西区块内。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目所在区域属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。根据评价区土地利用现状，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地沙化现状。项目区域地处塔克拉玛干沙漠平原区，地表主要为沙漠和浮土，区域土地利用类型均为沙地，地表基本无植被生长。

4.2.6 生态环境现状小结

本工程区位于塔克拉玛干沙漠平原区，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

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。项目所在区域属于不达标区。

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

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)对项目区环境空气中特征污染物进行了监测，监测时间为 2021 年 6 月 28 日~7 月 04 日；同时本次还引用《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》中对果勒 303H 西南侧 150m 处的大气监测数据，监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。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/m^3

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段	与本工程位置关系
GL3-H7 井场	82°41'44"E，40°24'14"N	非甲烷总烃、H_2S	2021 年 6 月 28 日~7 月 04 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。	拟建井场内。
果勒 303H 西南侧 150m 处	82°39'46.52"E，40°20'17.97"N	非甲烷总烃、H_2S	2021 年 3 月 21 日~3 月 27 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。	在项目区西南方向的 1.9km 处。

（2）监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

（3）监测时间及频次

监测时间：2021 年 6 月 28 日至 2021 年 7 月 04 日、2021 年 3 月 14 日至 2020 年 3 月 20 日连续监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

（4）采样及分析方法

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

表 4.3-3　　大气污染物采样分析方法及依据

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

（5）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 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
GL3-H7 井场	H_2S	1h平均	0.01	＜0.005	50	0	达标
	非甲烷总烃		2	0.42~1.60	46	0	达标
果勒 303H 西南侧 150m 处	H_2S	1h平均	0.01	未检出～0.006	60	0	达标
	非甲烷总烃		2	0.41～1.60	80	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

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行现场监测。

4.4.1 监测点布设

本次布设 2 个噪声监测点位，位于 GL3-H5 井和 GL3-H9 井拟建井场。监测工作由新疆新环监测检测研究院(有限公司)完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 6 月 28 日~29 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

本次噪声测量按照《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

监测时间	监测点	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
2021.6.28	GL3-H5 拟建井场	45.5	60	达标	43.2	50	达标
	GL3-H9 拟建井场	46.2		达标	43.7		达标
2021.6.29	GL3-H5 拟建井场	45.8	60	达标	43.5	50	达标
	GL3-H9 拟建井场	46.3		达标	43.8		达标

4.4.7 评价结果

从表 4.4-1 可以看出，GL3-H5 井和 GL3-H9 井场昼间噪声值在 45.5~46.3dB(A)之间，夜间噪声值在 43.2~43.8dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

项目区 5.0km 范围内无地表水体，油气集输管线沿线无穿越地表水体。本工程在正常开采及油气集输过程中，产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，因此，本次环评不进行地表水环境现状调查与评价，仅对地下水环境现状进行调查评价。

4.5.1 地下水环境现状调查

4.5.1.1 调查方法

项目区地处塔克拉玛干沙漠平原区，地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，含水层岩性为第四系细砂。根据现场调查，项目区周边人工开采水井分布数量极少，本次评价从实际出发，引用《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》中地下水监测井数据，监测对象为潜水。

4.5.1.2 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。本工程所在区域地下水类型为孔隙水，地下水资源小于 10 万 m^3/km^2.年，属于地下水资源贫乏地区。根据项目区综合水文地质图可知，本工程区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单

一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。本工程所引用的地下水监测井，均位于项目区地下水径流下游，与本工程所在地属于同一水文地质单元，监测时间为2021年3月21日，监测数据具有代表性、时效性。

本次环评地下水环境质量现状监测共引用5个地下水监测点，分别是果勒303H水井、GL1、果勒3水井、GL3、GL6。地下水监测点情况表4.5-1、点位见图4.5-1所示。

表4.5-1　　本工程地下水监测点情况统计表

监测点位置	坐标	与项目位置关系	监测对象	监测单位及时间	数据来源
果勒303H水井	N:40°20′17.36″ E:82°40′0.78″	GL3-H17井场西南侧1.7km	潜水	新疆广宇众联环境监测有限公司，2021.3.21	富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书
GL1	N:40°27′1.12″ E:82°40′50.64″	GL3-H18井场西南侧1.8km			
果勒3水井	N:40°23′48.56″ E:82°41′23.81″	GL3-H7井场西南侧1km			
GL3	N:40°32′09.40″ E:82°53′51.39″	GL3-H2井场东北侧14km			
GL6	E82°46′34.46″， N40°31′2.66″	GL3-H2井场东北侧25km			

4.5.1.3 监测时间及频率

监测时间为2021年3月21日，均监测1天，每个点位采样1次。

4.5.1.4 监测项目及分析方法

（1）监测项目

①基本水化学组成因子离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；

②基本水质因子：色、嗅和味、浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯；

③特征因子：挥发性酚类、石油类。

（2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分

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

表 4.5-2　　地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006)1.1 铂-钴标准比色法	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006)3.1 嗅气和尝味法	——
3	浑浊度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2006）2.2 目视比浊法-福尔马肼标准	1 NTU
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006)4.1 直接观察法	——
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 玻璃电极法》(GB 6920-86)	——
6	总硬度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006)7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0mg/L
7	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/T 5750.4-2006)8.1 称量法	——
8	氯离子	《水质 无机阴离子(F^-、Cl^-、NO^{2-}、Br^-、NO^{3-}、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-})的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007mg/L
9	硫酸根		0.018mg/L
10	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 GB11911-1989	0.03mg/L
11	锰		0.01mg/L
12	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)第一部分 直接法	0.05mg/L
13	锌		0.05mg/L
14	铝	《生活饮用水标准检验方法金属指标》(GB/T 5750.6-2006)1.3 无火焰原子吸收分光光度法	0.01mg/L
15	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)方法 1 萃取分光光度法	0.0003mg/L
16	阴离子表面活性剂	《水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法》(GB 7494-87)	0.05mg/L
17	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)1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05mg/L
18	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025mg/L
19	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(GB/T 16489-1996)	0.005mg/L
20	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》(GBT 5750.12-2006)2.1 多管发酵法	——
21	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》(GB/T 5750.12-2006)1.1 平皿计数法	——
22	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003mg/L
23	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T	0.08mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
		346-2007)	
24	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2006)4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	0.002mg/L
25	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05mg/L
26	碘化物	《地下水质检验方法 淀粉比色法测定碘化物》(DZ/T 0064.56-93)	0.025mg/L
27	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 》(HJ 694-2014)	4×10^{-5}mg/L
28	砷		3×10-4mg/L
29	硒		4×10-4mg/L
30	镉	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)第二部分 螯合萃取法	0.001mg/L
31	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》(GB/T 5750.6-2006)10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
32	铅	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)第二部分 螯合萃取法	0.01mg/L
33	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 639-2012)	0.4μg/L
34	四氯化碳		0.4μg/L
35	苯		0.4μg/L
36	甲苯		0.3μg/L
37	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01mg/L
38	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+})的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02mg/L
39	钠离子		0.02mg/L
40	钙离子		0.03mg/L
41	镁离子		0.02mg/L
42	碳酸根	《地下水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》(DZ/T 0064.49-93)	1.25mg/L
43	碳酸氢根		1.25mg/L

4.5.2 地下水环境质量现状评价

4.5.2.1 评价标准与评价方法

（1）评价标准

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

（2）评价方法

评价方法采用单因子指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

评价标准：各监测因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准。

4.5.2.2 监测及评价结果

（1）地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3。

表 4.5-3　　地下水现状监测及评价结果

检测项目	标准值		潜水含水层				
			果勒 303H 水井	GL1	果勒 3 水井	GL3	GL6
色度	≤15 度	监测值(度)	5	5	未检出	10	10
		标准指数	0.33	0.33	-	1.34	1.34
溴和味	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	-	-	-	-	-
浑浊度	≤3	监测值(NTU)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	-	-	-	-	-
pH 值	6.5～8.5	监测值	7.72	7.98	8.12	7.98	7.97
		标准指数	0.48	0.65	0.75	0.65	0.65
总硬度	≤450	监测值	2430	2740	5290	4310	4600
		标准指数	**5.40**	**6.09**	**11.76**	**9.58**	**10.22**
溶解性总	≤1000	监测值	8890	14400	22800	25000	24700

固体		标准指数	**8.89**	**14.4**	**22.8**	**25.0**	**24.7**
硫酸盐	≤250	监测值	2170	3200	5050	5680	5500
		标准指数	**8.68**	**12.80**	**20.20**	**22.70**	**22.00**
氯化物	≤250	监测值	3930	5500	9200	10300	10200
		标准指数	**15.70**	**22.00**	**36.80**	**41.20**	**40.80**
铁	≤0.3	监测值	未检出	0.05	未检出	0.17	0.15
		标准指数	-	0.17	-	0.57	0.50
锰	≤0.1	监测值	未检出	0.07	未检出	0.07	0.07
		标准指数	-	0.70	-	0.70	0.70
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
铝	≤0.2	监测值	0.179	0.127	0.0016	0.170	0.173
		标准指数	0.90	0.64	0.01	0.85	0.87
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	0.149	0.092	0.065	0.106	0.084
		标准指数	0.50	0.31	0.22	0.35	0.28
耗氧量	≤3.0	监测值	0.59	0.72	0.42	0.6	0.78
		标准指数	0.20	0.24	0.14	0.20	0.26
氨氮	≤0.5	监测值	0.170	0.088	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.34	0.18	-	-	-
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
总大肠菌群	≤3.0 MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	2	未检出
		标准指数	-	-	-	1.34	-
菌落总数	≤100 CFU/mL	监测值	35	39	50	70	45
		标准指数	0.35	0.39	0.50	0.70	0.45
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	0.019	未检出	0.012	0.014
		标准指数	-	0.02	-	0.01	0.01
硝酸盐氮	≤20	监测值	3.92	2.28	0.89	2.47	1.31
		标准指数	0.20	0.11	0.04	0.12	0.12
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-

氟化物	≤1.0	监测值	3.43	2.83	0.09	1.35	1.73
		标准指数	**3.43**	**2.83**	0.09	**1.35**	**1.73**
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
砷	≤0.01	监测值	0.0016	0.0005	未检出	0.0005	0.0007
		标准指数	0.16	0.01	-	0.01	0.01
硒	≤0.01	监测值	0.0049	0.0018	0.0004	0.0027	0.0019
		标准指数	0.49	0.04	0.01	0.05	0.04
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
六价铬	≤0.05	监测值	0.014	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.28	-	-	-	-
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
三氯甲烷	≤60	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
四氯化碳	≤2.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
苯	≤10.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
甲苯	≤700	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	-	-	-	-	-
石油类	≤0.05	监测值	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02
		标准指数	0.20	0.20	0.40	0.20	0.40

由表 4.5-3 分析可知，监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） Ⅲ类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。

（2）地下水离子监测结果与评价

地下水离子监测结果见表 4.5-4。

表 4.5-4　　地下水检测分析因子分析结果一览表

项目		果勒 303H 水井	GL1	果勒 3 水井	GL3	GL6
监测值(mg/L)	K^+	49.6	71.7	126	165	79.4
	Na^+	3090	3860	6940	7140	6570
	Ca^{2+}	173	311	620	470	672
	Mg^{2+}	432	526	844	824	758
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	23.4	94.1	73	109	87.5
	Cl^-	3930	5500	9200	10300	10200
	SO_4^{2-}	2170	3200	5050	5680	5500
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+	136.50	170.94	307.22	317.61	289.10
	Ca^{2+}	8.65	15.55	31.00	23.50	33.60
	Mg^{2+}	36.00	43.83	70.33	68.67	63.17
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	0.38	1.54	1.20	1.79	1.43
	Cl^-	110.70	154.93	259.15	290.14	287.32
	SO_4^{2-}	45.21	66.67	105.21	118.33	114.58

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以 Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要以 $Cl{\cdot}SO_4$-Na 型为主。

（3）包气带质量现状监测

本次评价引用《富满油田果勒西区块试采方案地面工程环境影响报告书》中新疆广宇众联环境监测有限公司在果勒 3 井进行包气带质量监测来说明本工程包气带现状情况。包气带质量现状监测结果见表 4.5-6。

表 4.5-6　　包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值(mg/L)
1	果勒3井采油树东北 5m 处	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	未检出

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

项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广

大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型以流动风沙土为主。见图 4.6-1 土壤类型图。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生柽柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25～01mm 的细砂粒极为主，干沙层自然含水量 0.6～1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

4.6.2 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点（S2、S3、S4 点），1 个表层样点（S1 点），在占地范围外，评价范围内布设 2 个表层样点（S5、S6 点），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2021 年 6 月 28 日，监测单位为新疆新环监测检测研究院(有限公司)。

4.6.2.1 监测点位

占地范围内：3 个柱状样（S2~S4），1 个表层样（表层 S1）；

占地范围外：井场外 200m 范围内共 2 个表层样（S5~S6）。

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-1　　土壤监测点位信息

监测项目		监测点位			监测时间	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	1	S1：GL3-H7 井场（E82°41′44″,N40°24′14″）	1 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子；②特征因子：石油烃
		2	S2：GL3-H7 井场（E82°41′44″,N40°24′14″）	3 个监测点	监测 1 次	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样	特征因子：石油烃
		3	S3：GL3-H3 井场（E82°40′55″,N40°28′15″）				
		4	S4：GL3-H13 井场（E82°40′43″,N40°22′38″）				
	占地范围外	5	S5：GL3-H17 井场 200m 外（E:82°40′35″N:40°21′06″）	2 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样	特征因子：石油烃
		6	S6：GL3-H6 井 200m 外（E:82°43′48″N:40°29′04″ ）				

4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2021 年 6 月 28 日。

4.6.1.3 监测因子

土壤监测因子如下：

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

特征因子：石油烃。

4.6.2.4 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》

（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。

4.6.2.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：　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 4.6-2、4.6-3。

表 4.6-2　　S1 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	GL3-H7 井场内(0～20cm)	Pi		
1	砷	mg/kg	18.0	0.3	60	达标
2	镉	mg/kg	0.51	0.008	65	达标
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	29	0.002	18000	达标
5	铅	mg/kg	14.3	0.018	800	达标
6	汞	mg/kg	0.120	0.003	38	达标
7	镍	mg/kg	28	0.031	900	达标
8	石油烃	mg/kg	＜6	/	4500	达标
9	四氯化碳	mg/kg	＜1.3	/	2.8	达标
10	氯仿	mg/kg	＜1.1	/	0.9	达标
11	氯甲烷	mg/kg	＜1.0	/	37	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	＜1.2	/	9	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	＜1.3	/	5	达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	＜1.0	/	66	达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	＜1.3	/	596	达标
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	＜1.4	/	54	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	＜1.5	/	616	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	＜1.1	/	5	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	＜1.2	/	10	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	＜1.2	/	6.8	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	＜1.4	/	53	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	＜1.3	/	840	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	＜1.2	/	2.8	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	＜1.2	/	2.8	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	＜1.2	/	0.5	达标
26	氯乙烯	mg/kg	＜1.0	/	0.43	达标

27	苯	mg/kg	＜1.9	/	4	达标
28	氯苯	mg/kg	＜1.2	/	270	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	＜1.5	/	560	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	＜1.5	/	20	达标
31	乙苯	mg/kg	＜1.2	/	28	达标
32	苯乙烯	mg/kg	＜1.1	/	1290	达标
33	甲苯	mg/kg	＜1.3	/	1200	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	＜1.2	/	570	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	＜1.2	/	640	达标
36	硝基苯	mg/kg	＜0.09	/	76	达标
37	苯胺	mg/kg	＜0.1	/	260	达标
38	2-氯酚	mg/kg	＜0.06	/	2256	达标
39	苯并〔a〕蒽	mg/kg	＜0.1	/	15	达标
40	苯并〔a〕芘	mg/kg	＜0.1	/	1.5	达标
41	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	＜0.2	/	15	达标
42	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	＜0.1	/	151	达标
43	䓛	mg/kg	＜0.1	/	1293	达标
44	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	＜0.1	/	1.5	达标
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	＜0.1	/	15	达标
46	萘	mg/kg	＜0.09	/	70	达标

表 4.6-3　　土壤监测及评价结果（石油烃）　单位：mg/kg

占地范围内		监测层位	标准限值	监测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果
柱状样监测点位						
S2	T2-1-1	0～0.5m	4500	＜6	/	达标
	T2-1-2	0.5～1.5m		＜6	/	达标
	T2-1-3	1.5～3.0m		＜6	/	达标
S3	T3-1-1	0～0.5m		＜6	/	达标
	T3-1-2	0.5～1.5m		＜6	/	达标
	T3-1-3	1.5～3.0m		＜6	/	达标
S4	T4-1-1	0～0.5m		＜6	/	达标
	T4-1-2	0.5～1.5m		＜6	/	达标
	T4-1-3	1.5～3.0m		＜6	/	达标
占地范围外		监测层位		监测结果（mg/kg）	标准指数	评价结果
表层样监测点位						
S5		0～0.2m		＜6	/	达标
S6		0～0.2m		＜6	/	达标

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

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本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。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		施工期（钻井工程）	施工期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地主要包括新建采油井场 16 座（GL3-H1、GL3-H2 井、GL3-H3、GL3-H4、GL3-H5、GL3-H6、GL3-H7、GL3-H8、GL3-H9、GL3-H10、GL3-H11、GL3-H13、GL3-H15、GL3-H16、GL3-H17、GL3-H18），新建单井集输管线 64km，新建砂石路 60km，扩建果勒西计转站不新增占地，占地类型为沙地。

本工程永久占地 30.84hm^2、临时占地 87.92hm^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻

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

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 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），项目所在区域沙雅县属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施，防止因生产建设活动造成新的水土流失。

5.1.2.2.1 水土流失的现状

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《沙雅县水土保持规划》（2020-2030），本工程属于沙雅县 I2 塔里木河中上游重点预防区和 II3 塔里木河流域重点治理区，需要重点做好开发建设活动的水土保持工作，防

止因生产建设活动造成新的水土流失。

（1）风力侵蚀现状

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

表5.1-2　　土壤侵蚀强度分级标准表

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

（2）项目区水土流失特点

区内气候极端干燥，植被稀疏，地貌形态多表现为高大起伏的流动沙丘、沙地。区内盛行北风，全年大风日数在20天以上。本工程所在区域水土流失发生时间取决于大风活动状况。通过对风力特征的分析，在春季(3-5月)存在风蚀，风蚀时间较长，植被稀疏、风力强劲的戈壁及沙漠附近地带，风蚀、风埋现象严重。

5.1.2.2.2 水土流失成因

（1）自然因素

①土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。土壤水分含量高时，据有关资料表明，河漫滩和河心

洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于 20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。本工程区干沙层自然含水量 0.6～1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

②植被衰败

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

③土壤组成物质质地轻

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

④大风和频繁的起风沙

风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可看出，年瞬间最大风速 25m/s。此外，受风力作用，沙暴日数 53d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

（2）人为因素

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

5.1.2.1.3 水土流失的发展趋势

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

工程建设对当地水土流失影响分析详见表 5.1-3。

表 5.1-3　　水土流失影响因素分析表

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

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

5.1.2.2.4 水土流失影响分析

本工程位于沙雅县境内，属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

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

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随

沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

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

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.1.2.3 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响，包括井场、道路的修建及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响；其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

根据工程分析资料，施工作业期间的污染主要来自于扬尘、施工机械及车辆尾气及施工期废弃物。虽然在整个作业期间都有生活废水的产生，但因其量较少，作业期较短，因而影响很小；从另一个角度分析，生活废水经集中收集处理达标后用于周边荒漠植被绿化，其对于荒漠植被的生长不但没有破坏性影响，反而有促进其生长发育的作用。因而在此只从扬尘、施工废弃物对植被的影响进行分析。

（1）占地影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区域植被的一次性破坏较大。

本工程新建采油井场 16 座、单井集输管线 64km、新建井场道路 60km，共占地 118.76hm^2，占地类型为沙地，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 30.84hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 87.92hm^2 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大的变化：在井场和道路施工过程中，地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也

随之下降，并且地表植被不复存在；在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。对地表植被影响较小。

（2）大气污染物的影响对植被的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自扬尘和施工机械及车辆尾气，其主要污染物为 TSP、NO_2、SO_2、CO 和烃类等，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO_2、SO_2 及施工期的空气扬尘。

SO_2 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

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。

（3）施工废弃物对植被的影响

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。

（4）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）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0～20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

5.1.2.4 植物的生物量损失

本工程区域植被稀少，全部为沙漠地带，植物的生物损失量极少。

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

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

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

5.1.4 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本上生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

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

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-4。

表 5.1-4　　工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好

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

从表 5.1-4 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.5 小结

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目

标。本工程位于沙雅县境内，属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久性占地面积为 30.84hm^2，临时占地面积 87.92hm^2，占地均为沙漠，地表植被稀疏，项目地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

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。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要包括井场建设、管线作业带、道路建设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。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本工程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；管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘；施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

（1）柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气

钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_2、SO_2 等。本工程钻井期间共向大气中排放烃类 83.93t，NO_2 226.08t，CO49.37t，$SO_2$2.52t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油，使用检测合格的设备等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB

16297-1996）无组织排放浓度限值。

（2）运输车辆扬尘的影响分析

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

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

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

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

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。

（4）施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NOx、CO、SO_2、THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

（5）油气测试过程中伴生气的影响分析

钻井结束后，需进行测试放喷，测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。伴生气通过液气分离器进行分离，

则产出液经油气分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，放喷时间一般为 1～2 天时间。伴生气燃放产生的污染物主要有 SO_2，NOx，颗粒物，放喷时间短暂，排放的大气污染物随测试结束而消失，按照《油气井测试地面计量技术规范》（SY/T6997-2014）相关要求提出可行的环保措施，可确保废气达标排放。具体措施详见 6.2.2 大气污染防治措施。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本工程核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县常年的地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

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

表 5.2-1　　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

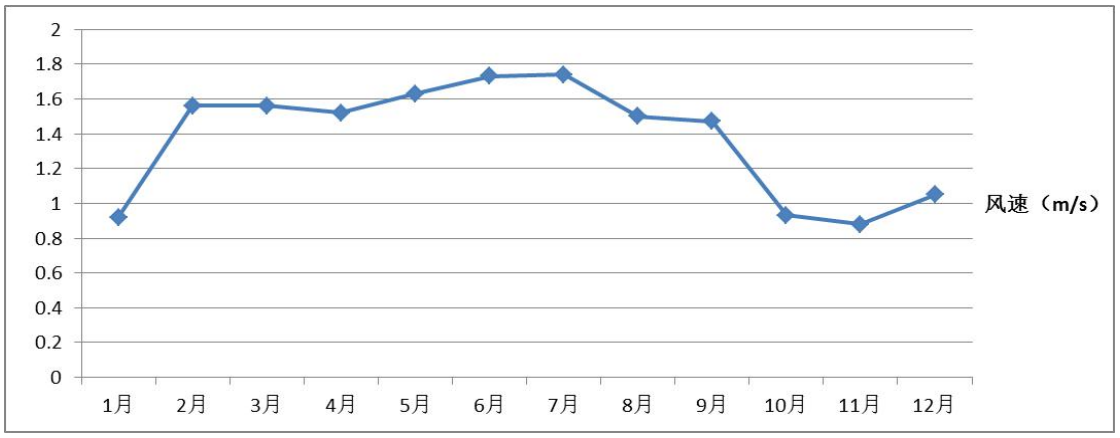

图 5.2-1　评价区全年各月风速变化曲线

（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	1.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52
SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	083	5.26	1.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	1.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

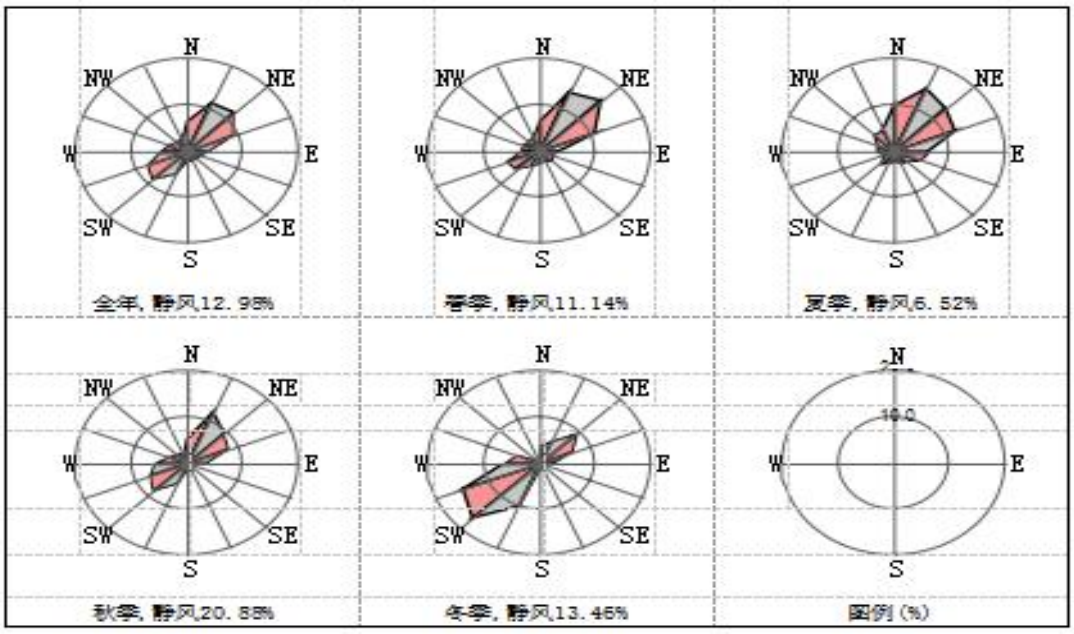

图 5.2-2　　沙雅县各季、全年风向玫瑰图

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

5.2.2.2 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，本工程在果勒西计转站内扩建 2 台 800kw 加热炉，评价选取果勒西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。污染物排放参数见表 5.2-3，估算模型参数见表 5.2-4。

表 5.2-3　　运营期有组织大气污染物排放参数一览表

污染源名称	位置	海拔 m	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率kg/h
			高度 (m)	内径 (m)	烟气温度(℃)	流量 (m^3/s)			
果勒西计转站800kw	果勒西计转站	988	10	0.3	120	0.77	3600	SO_2	0.082
								NOx	0.38

加热炉								烟尘	0.05

表 5.2-4　　估算模型参数表

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

②预测结果

加热炉有组织排放估算模式预测结果见表 5.2-5。

根据预测结果可知，加热炉氮氧化物最大落地浓度 13.11788μg/m³，占标率 5.25%；二氧化硫最大落地浓度 2.8307μg/m³，占标率 0.57%；烟尘最大落地浓度 2.002202μg/m³，占标率 0.44%，最大落地浓度点位下风向 16m，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。

表 5.2-5　　有组织污染源估算模式预测污染物扩散结果

下风向距离（m）	SO_2		NO_X		烟尘	
	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）
10	1.5977	0.32	7.403975	2.96	1.13008	0.25
16	**2.8307**	**0.57**	**13.11788**	**5.25**	**2.002202**	**0.44**
100	1.3634	0.27	6.318195	2.53	0.964356	0.21
200	0.6359	0.13	2.946854	1.18	0.449783	0.1
300	0.35543	0.07	1.647115	0.66	0.251402	0.06
400	0.33345	0.07	1.545256	0.62	0.235855	0.05
500	0.33085	0.07	1.533207	0.61	0.234016	0.05
600	0.31941	0.06	1.480193	0.59	0.225924	0.05
700	0.30532	0.06	1.414897	0.57	0.215958	0.05
800	0.2911	0.06	1.349	0.54	0.2059	0.05
900	0.27769	0.06	1.286856	0.51	0.196415	0.04
1000	0.26534	0.05	1.229624	0.49	0.18768	0.04
1500	0.21782	0.04	1.00941	0.4	0.154068	0.03

下风向距离（m）	SO_2		NO_X		烟尘	
	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m³）	占标率（%）
2000	0.18575	0.04	0.860793	0.34	0.131384	0.03
2500	0.16245	0.03	0.752817	0.3	0.114904	0.03
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	2.8307	0.57	13.11788	5.25	2.002202	0.44
D10%最远距离（m）	0		0		0	
最大地面空气质量浓度距源距离（m）	16		16		16	

（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果勒西计转站和代表性井场进行预测。

①源强核算

对果勒西计转站和 GL3-H7 井场无组织废气排放量进行估算。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。

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；（见表 5.2-6。每个阀门取 10 个密封点）

WF_{TOC} 物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 94.72%）

$WF_{甲烷}$ 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

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中：

e_{VOCS}　　物料流中 VOCS 排放速率，kg/h；

e_{TOC}　　物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WFVOCS　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 5.2-6　　设备与管线组件 FA,i 取值参数表

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

根据油气水物性参数，项目 $WF_{甲烷}$核算值为 18.5%，WF_{TOC} 核算值为 97%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 5.2-7 所示。

果勒西计转站和 GL3-H7 井场无组织废气源强一览表见表 5.2-7。

表 5.2-7　　拟建工程各站场无组织废气核算一览表

序号	设备名称		设备数量(个)	单个设备排放速率(kg/h)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
1	GL3-H7井场	阀(重液体)	10	0.00023	0.027	8760	0.24
2		法兰	20	0.00025	0.061	8760	0.53
合计					0.088	-	0.77
1	果勒西计转站	阀(重液体)	30	0.00023	0.083	8760	0.73
2		法兰	60	0.00025	0.180	8760	1.58
合计					0.264	-	2.31

经过核算，GL3-H7 井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.088kg/h。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 8760h 计算，单座井场非甲烷总烃年排放量为 0.77t/a，硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

果勒西计转站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.264kg/h。无组织废气中硫化氢含量类比同类型计转站，排放速率按 0.0002kg/h 考虑。按年有效工作时间 8760h 计算，果勒西计转站非甲烷总烃年排放量为 2.31t/a，硫化氢年排放量为 0.0018t/a。

②污染源参数

GL3-H7 井、果勒西计转站的无组织废气污染物排放参数见表 5.2-8。

表 5.2-8　　无组织废气排放参数一览表

污染源名称	中心点坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		面源高度(m)	年排放小时数(h)	污染物排放速率(t/a)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)			NMHC	H_2S
GL3-H7井无组织	82°41′44″	40°24′14″	989	60	40	8	8760	0.088	0.0001
果勒西计转站无组织	82°41′36″	40°25′51″	988	100	55	8	8760	0.264	0.0002

③预测结果

本项目大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果见表 5.2-9 和 5.2-10。

表 5.2-9　　估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	果勒西计转站无组织排放			
	NMHC		H_2S	
	下风向预测浓度（μg/m³）	占标率（%）	下风向预测浓度（μg/m³）	占标率（%）
10	88.936	4.45	0.067376	
94	**135.38**	**6.77**	**0.102561**	**1.03**
100	135.32	6.77	0.102515	1.03
200	122.67	6.13	0.092932	0.93
300	106.04	5.3	0.080333	0.8
400	91.45401	4.57	0.069283	0.69
500	79.381	3.97	0.060137	0.6
600	70.197	3.51	0.05318	0.53
700	62.902	3.15	0.047653	0.48
800	57.286	2.86	0.043398	0.43
900	53.122	2.66	0.040244	0.4
1000	49.443	2.47	0.037457	0.37
1500	37.212	1.86	0.028191	0.28
2000	29.673	1.48	0.02248	0.22

2500	24.309	1.22	0.018416	0.18
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	**135.38**	**6.77**	**0.102561**	**1.03**
D10%最远距离（m）	0		0	
最大地面空气质量浓度距源距离（m）	94		94	

表 5.2-10　　估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	GL3-H7 井无组织排放			
	NMHC		H_2S	
	下风向预测浓度（μg/m³）	占标率（%）	下风向预测浓度（μg/m³）	占标率（%）
10	49.62	2.48	0.056386	0.56
25	**60.696**	**3.03**	**0.068973**	**0.69**
100	49.632	2.48	0.0564	0.56
200	42.398	2.12	0.04818	0.48
300	36.078	1.8	0.040998	0.41
400	30.889	1.54	0.035101	0.35
500	26.722	1.34	0.030366	0.3
600	23.58	1.18	0.026795	0.27
700	21.121	1.06	0.024001	0.24
800	19.218	0.96	0.021839	0.22
900	17.798	0.89	0.020225	0.2
1000	16.547	0.83	0.018803	0.19
1500	12.477	0.62	0.014178	0.14
2000	9.898201	0.49	0.011248	0.11
2500	8.109	0.41	0.009215	0.09
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	**60.696**	3.03	**0.068973**	**0.69**
D10%最远距离（m）	0		0	
最大地面空气质量浓度距源距离（m）	25		25	

根据以上预测结果可知：

①果勒西计转站和 GL3-H7 井场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小于 10%，其中果勒西计转站非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 135.38g/m³，最大占标率 6.77%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.102561μg/m³，最大占标率 1.03%。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 94m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向最大落地地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

5.2.2.4 大气环境影响小结

①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。

②无组织排放废气环境影响分析

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。根据预测结果可知，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 94m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，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 5.2-11。

表 5.2-11　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/m³）	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/m³；厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m³	20.48	0.0154
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	0.294	
	NO_x			200	1.37	
	烟尘			20	0.18	

5.2.2.6 大气环境影响评价自查表

表 5.2-9　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级√		三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□		边长=5km√			
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a□		500～2000t/a□		＜500t/a√			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、 CO、O_3） 其他污染物（NMHC、H_2S）				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	本工程正常排放源√ 本工程非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD√	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□		边长=5km√			
	预测因子	预测因子（NOx、PM_{10}、SO_2、NMHC、H_2S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5√			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本工程}$最大占标率≤100%√				$C_{本工程}$最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本工程}$最大占标率≤10%□			$C_{本工程}$最大占标率＞10%□			
		二类区	$C_{本工程}$最大占标率≤30%□			$C_{本工程}$最大占标率＞30%□			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（）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：（颗粒物、SO_2、NOx、林格曼黑度、非甲烷总烃、H_2S）		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：（0.294）t/a		NO_x：（1.37）t/a		颗粒物：（0.18）t/a		VOCs：（20.48）t/a H_2S：（0.0154）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

勘探开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在 95~105dB（A）。

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

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本工程运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，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，周围无声环境敏感点，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，本工程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 水文地质条件

5.4.1.1 区域地层概况

本工程位于富满油田果勒西区块，区块内自上而下钻遇地层为：新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系（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。

地层特征分述如下：

（1）第四系

本区第四系地层主要由灰白色粉砂层、细粒砂层夹黄灰色粘土层构成。

（2）新近系

本区新近系地层厚度 2476m，从上到下分布为地层为库车组、康村组、吉迪克组。库车组地层岩性为：灰白色粉砂岩、细粒砂岩与黄灰色泥岩略等厚互层、浅灰、灰白色细粒砂岩、粉砂岩与黄灰色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层。康村组岩性为泥岩中含分散状石膏、吉迪克组岩性中上部为蓝灰色泥岩与棕色粉砂岩、细粒砂岩略等厚互层，下部为棕褐色泥岩、膏质泥岩、粉砂质泥岩夹浅棕色粉砂岩、细粒砂岩。

（3）古近系

本区下古近系地层厚度 111m。从上到下分布的地层为苏维依组、库姆格列木群。苏维依组岩性为棕褐色泥岩与棕红色粉砂岩略等厚互层、库姆格列木群岩性为棕色细粒岩屑长石砂岩。

（4）白垩系

本区白垩系地层厚度 571m，从上到下依次分布巴什基奇克组、巴西盖组、舒善河组。亚格列木组地层缺失。巴什基奇克组岩性为上部为棕色细粒岩屑长石砂岩、浅灰色中粒岩屑长石砂岩与棕褐色泥岩不等厚互层；下部为棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩、粉砂质泥岩不等厚互层。巴西盖组岩性为浅棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层。舒善河组岩性为上部为浅棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩略等厚互层；下部为浅棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩不等厚互层。

（5）侏罗系

本区下古近系地层厚度 156m，分为下、中、上三个统。下统多为黑色页岩，称里阿斯统，中统多为棕色含铁砂岩，称道格统，上统多为白色泥灰岩，称麻姆统。。

（6）三叠系

本区三叠系厚度 808m，从上到下依次分布哈拉哈塘组、阿克库勒组、柯吐尔组。哈拉哈塘组岩性为灰色细粒长石岩屑砂岩、粉砂岩与灰色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层；下部浅灰色细粒长石岩屑砂岩，即“T-Ⅰ”砂组。阿克库勒组岩性为上部深灰色泥岩、棕褐色泥岩与灰色（泥质）粉砂岩不等厚互层；中下部（浅）灰色细粒长石岩屑砂岩、中粒长石岩屑砂岩与棕褐色泥岩、粉砂质泥岩不等厚互层，即“T-Ⅲ”砂组。柯吐尔组岩性为深灰色泥岩、灰色粉砂质泥岩。

（7）二叠系

本区二叠系厚度 815m，主要为阿恰群，地层岩性为上部为灰色、棕色粉砂质泥岩与浅棕色含砾粗粒砂岩、浅棕色粉砂岩、细粒砂岩呈不等厚互层，夹灰色凝灰岩、深灰色玄武岩（预测 4732-4918m 发育玄武岩）；底部为棕色、灰色泥岩、粉砂质、灰质泥岩、粉砂岩呈不等厚互层。

（8）石炭系

本区石炭系厚度 305m，从上到下依次分布小海子组、卡拉沙依组、巴楚组。小海子组地层岩性为灰白色灰岩、浅灰色泥晶灰岩夹灰白色灰质泥岩。卡拉沙依

组地层岩性为浅灰色粉砂岩与棕褐色泥岩略等厚互层。巴楚组地层岩性为棕褐色泥岩与浅灰色细粒砂岩、粉砂岩略等厚互层，即“砂泥岩互层段”。

（9）泥盆系

本区泥盆系厚度48m，分布东河塘组。东河塘组地层岩性为浅灰色细粒砂岩、粉砂岩夹粉砂质泥岩。

（10）志留系

本区志留系厚度966m，从上到下依次分布塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组。依木干他乌组地层岩性为灰白、浅灰色细粒砂岩、泥质粉砂岩夹浅棕、浅灰色粉砂质泥岩。塔塔埃尔塔格组地层岩性为上部棕褐色泥岩、灰色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色泥质粉砂岩、粉砂岩；下部泥岩与粉砂岩略等厚互层。柯坪塔格组地层岩性为自上而下分为三段：①S_1k^3：浅灰色细粒砂岩夹棕褐色、灰色泥岩，即沥青砂岩段；②S_1k^2：深灰色、绿灰色泥岩、粉砂质泥岩，即暗色泥岩段；③S_1k^1：绿灰、棕褐、灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色泥质粉砂岩、细粒砂岩呈等厚～略等厚互层。

（11）奥陶系

本区奥陶系分为上统、中统、下统。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，地层厚度为1340m。桑塔木组，上部为灰褐色泥岩、灰质泥岩不等厚互层；中部为灰色泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩；下部为深灰、灰色泥岩、灰质泥岩，良里塔格组为黄灰色泥质灰岩；吐木休克组地层岩性上部为棕褐色灰质泥岩，下部为黄灰色泥质灰岩。中统分为一间房组。一间房组地层厚度150m，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。中-下统奥陶统鹰山组，鹰山组为浅黄灰色、浅灰色泥晶灰岩。、

5.4.1.2 评价区水文地质条件

（1）地下水赋存条件

①地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠，本工程距离塔里木河盖孜库木乡断面距离为51km，很难得到塔里木河的侧向补给。项目区平均降雨量为47.3mm，平均蒸发

量为2044.6mm，蒸发量是降雨量的43倍，因地下水埋深较深，降水补给地下水的影响微乎其微，因此项目区属于地下水资源贫乏地区（地下水资源小于10万m^3/km^2.年）。

项目所在区域地下水潜水类型为第四系孔隙水，潜水地下水水位埋深大于1.43-5.13m，含水层厚度为38.2-38.57m，区域内地下水水化学背景是Cl-SO_4-Na型高矿化咸水，无供水功能。

根据相关资料研究表明，塔里木河是一条在先成平原上河道多变迁的游荡性河流，河流改道频繁，使得现塔里木河以南冲积泛滥平原的大片区域留下许多羽状分布的干枯河道。一般来讲，不同的古河道由于过水流量的不同，含水层岩性有一定的差异，地下水的赋水性也不相同。但从整体上看，与河间地相比，沿古河道沉积物颗粒相对较粗，地下水的径流条件相对较好，其地下水的富水性也相对较好。与次同时，矿化度较低的河水的淡化作用，在高矿化水化学背景中，形成了以干枯河道为轴线的浅层淡化水体带。

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

②含水层的分布及富水性

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

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

③地下水的补给、径流、排泄条件

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

有古河道分布的塔河现代冲积平原，地下水位埋深一般在 1~10m 之间，地下水受垂直蒸发作用的影响基本可以认为不存在。在塔河两岸及古河道两岸地段，分布有疏密不等的深根系耐盐、耐旱的胡杨林及红柳林地，植被的覆盖率高大 40~50%，在干旱、炎热的环境中，植物的垂直蒸腾作用也是详查区地下水的排泄方式之一。因此，详查区地下水的排泄方式主要为地下径流的形式由西向东向下游排泄；其次为垂直蒸发和蒸腾方式垂直排泄；此外，随着区内油田建设的日益发展，油区开采地下水也是地下水排泄的一个途径。

区域内地下水径流方向总体上是由西向东，由两侧向塔里木河径流，但在局部地段地下水的流向并不一致。塔河现代冲积平原内地下水径流速度非常缓慢，以浅层潜水为主的地下水在强烈的蒸发蒸腾作用下浓缩，形成了一个水化学类型以 Cl•SO_4—Na 型为主的高矿化背景地下水。评价区地下水的径流方向与区域内地下水的径流方向基本一致。

④地下水水化学特征

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

塔河南岸冲积及河水泛滥区地下水矿化度与距离塔里木河相对位置相关联，距离塔河近的地段地下水矿化度 1-3g/L，与塔河河水水质成分相近，但浅层潜水的化学类型和组分稍有变化，地下水的 HCO_3^-占阴离子摩尔总量的百分比明显增高；Na+所占的百分比相应有所降低，而 Ca^{2+}、Mg^{2+}的摩尔百分比则有所增高，地下水化学类型为 Cl-SO_4-Na-Mg 型及 Cl-SO_4-Na-Ca 型水；古河道及淡化带地下水的矿化度一般小于 5g/L，水化学类型一般为 Cl-SO_4-HCO_3-Na 型或 HCO_3^-Cl-Na

型。而距离塔里木河较远的地段，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-SO_4-Na 型咸水。

（2）地下水补径排条件

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

评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.37‰。

5.4.1.3 评价区水文地质条件

（1）地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。评价区综合水文地质图见图 5.4-1，区域地下水流向图见图 5.4-2。

（2）含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深约 1.77～10.14m，钻孔揭露的含水层厚度约 29.86～38.23m，含水层岩性为第四系细砂；换算涌水量为 70.43～133.19m3/d，水量中等-贫乏；渗透系数 0.40～0.99m/d，影响半径 52.95～91.23m。

（3）地下水的补给、径流、排泄条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在远离塔河的向南地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。地下水的补给来源主要为大气降水。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计，因此项目区属于地下水资源贫乏地区（地下水资源小于 10 万 m^3/km^2.年）

评价区地下水的径流方向是从西南向东北。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.37‰。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄。

（4）地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 $Cl{\cdot}SO_4$-Na 型水，矿化度为 12.44-14.40g/L，水质差，为咸水。

5.4.2 水环境影响分析

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

5.4.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

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

运营期，废水污染源主要为回注的采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。

（2）废水处置措施及可行性分析

1）钻井废水

本工程钻井废水产生量为 16240m^3，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）施工期施工人员生活污水

施工期施工人员生活污水依托沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，处理达标后用于周边荒漠绿化。

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 64km，试压废水为 160m^3，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水或区域绿化用水。

4）运营期的采出水

本工程最大采出水量核算为 25t/d（9200t/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：本工程 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.4048t、41.4t、0.64t、0.00138t。采出水依托哈一联合站污水处理系统进行处理，达到《碎

屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层。

哈一联合站的污水处理规模为 5000m^3/d，实际处理量 3812m^3/d，富余处理能力为 1188m^3/d，本工程投产后新增最大采出水量为 25m^3/d，本工程采出水处理依托哈一联合站处理可行。

根据调查哈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和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 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。

2）运营期的井下作业废水

本工程井下作业废水集中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，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，根据上述分析，处置措施可行。

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

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、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，本工程潜水位埋藏深度一般在 1m~5m，含水层厚度小于 10m。项目区的潜水和承压水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-SO_4-Na 型咸水。本工程目的层岩性为奥陶系一间房组，地层岩以性浅褐灰、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，油藏中部埋深 7645-7747m，在开采层和取水层之间有 9 个地层分隔，奥陶系上铁热克阿瓦提组为一套灰褐色泥

岩、灰质泥岩不等厚互层，区域上比较稳定，厚度为255m，为相对隔水层。根据井身结构，本工程水平井均采用四开井身结构。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（油藏中部埋深 7645-7747m）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。

污水在地下水中的迁移转化是一个复杂的物理化学和生物作用过程，污染物通过包气带下渗进入含水层时，还包括污染物的自净过程。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，对地下水环境一般不易产生不利影响。

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。

本工程非正常状况下，采油树管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

①预测源强

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

②预测因子筛选

本工程污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。各评价因子检出限及评价标准见表5.4-1。

表5.4-1　　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0.02

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本工程所在区域地下水埋深大于5m，本次预测考虑泄漏原油1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度取 30m；

mM—点源瞬时注入污染物的质量，kg。

u—地下水流速度，m/d；渗透系数取 0.5m/d，水力坡度 I 为 0.7‰。因此地下水的渗透流速 u=K×I/n=0.5m/d×0.7‰/0.32=0.001m/d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 0.32；

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

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

π—圆周率。

④预测结果与分析

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

表 5.4-2　**事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表**

预测时间	超标范围(m^2)	影响范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	353	597	0.02	0.05	0.07	38	否	—

365d	--	--	0.02	0.004	0.024	--	否	—
1000d	--	--	0.02	--	--	--	否	—
7300d	--	--	0.02	--	--	--	否	—

备注：石油类背景浓度选取本次潜水监测结果中石油类监测值最大值。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏100d后污染超标范围为353m^2，影响范围为597m^2，污染物最大贡献浓度为0.05mg/L，叠加背景值后的浓度为0.07mg/L，污染物最大迁移距离为38m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏365d后石油类污染晕影响范围消失。

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

5.4.3 小结

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。大气降水是塔克拉玛干沙漠平原区地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和植物垂直蒸腾方式排泄。项目区平均降雨量为 47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，因地下水埋深较深，降水补给地下水的影响微乎其微，因此项目区属于地下水资源贫乏地区，径流条件差。地下水化学类型为 Cl·SO_4-Na 型水，矿化度为 12.44-14.40g/L，水质差，为咸水。

本工程施工期产生的钻井废水全部采用泥浆不落地技术收集处置，正常情况下，不会对地下水环境产生影响；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；生活污水依托沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，处理达标后用于周边荒漠绿化；管道试压废水经沉淀后用于降尘或用于区域绿化。因此本工程评价范围内在正常情况下，本工程施工期产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

运营期的采出水依托哈一联处理，井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废

弃物环保处理站处理，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。

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程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 12088.05m^3，岩屑约 16039.89m^3，岩屑随钻井泥浆带出，钻井进尺＜4000m 采用非磺化水基泥浆，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制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路，如该井不能如期施工，经申请批准后可以另行处置；钻井进尺＞4000m 采用磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

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 12t。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 55.5t，集中收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约 1.2t，交由库车畅源生态

环保科技有限责任公司进行处置。

本工程共开挖土方 19.2 万 m^3，回填土方 19.2 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)

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。本工程产生的油泥（砂）最大产生量为 46.1t/a，其危险废物类别为 HW08，桶装收集后，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，对周边环境影响较小。

5.5.2.2 落地原油

本工程落地原油产生量约 1.6t/a。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，铺设作业（厚塑料布铺垫井场），控制落地原油产生量，落地油 100%回收，回收后的落地原油依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

5.5.1.3 清管废渣、废润滑油和沾油废物

本工程清管废渣、废润滑油和沾油废物产生量分别为 0.0368t/a、0.75t/a、0.375t/a，其危险废物类别均为为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

5.5.2.4 生活垃圾

运营期工作人员由富满油田内部调剂解决，不新增生活垃圾。

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、施工废料、弃土及施工人员产生的生活垃圾。钻井进尺＜4000m 采用非磺化水基泥浆，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制，分

离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路，如该井不能如期施工，经申请批准后可以另行处置；钻井进尺＞4000m 采用磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。。；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进行处置。施工人员生活垃圾集中收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、清管废渣、废润滑油和沾油废物。油泥（砂）、清管废渣、废润滑油和沾油废物依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

本工程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。本工程建设内容主要为钻井工程、井场、道路、集输管线的建设等。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

本工程施工期占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、道路、管线等占地，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

本工程新增钻井 12 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制，分离后的固相（岩屑）排入防渗岩屑池对其进行达标检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后用于井场道路铺设；磺化水基泥浆现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相（岩屑）拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

（4）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 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）土壤污染

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

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

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

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

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露，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石油工业用地，土壤类型为风沙土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，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	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他

	沉降							
建设期			√					
运营期			√					
服务期满后								
注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 5.6-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

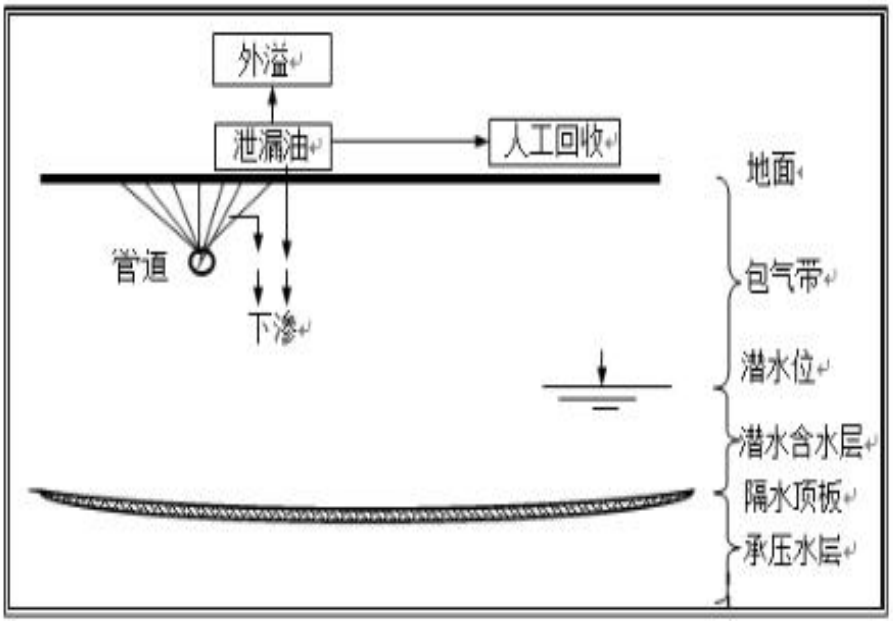

图 5.6-1　溢油污染过程示意图

——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。对风沙土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

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

（2）垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为风沙土，项目区浅部地层主要由第四纪全新统(Q)冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深大于 5m，即包气带厚度大于 5m。

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工程对土壤环境影响可接受。

综上，本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-3。

表 5.6-3　　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">富满油田果勒西区块初步开发方案</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="8">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="6">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="6">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="6">（30.84）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="6">敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="6">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="6">采出液、井下作业废水、石油类</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="6">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="6">I类√；II类□；III类□；IV类□；</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="6">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="6">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="6">a）√；b）√；c）√；d）√；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="6">/</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 colspan="2">占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td colspan="2">表层样点数</td><td>1</td><td colspan="2">2</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td colspan="2">柱状样点数</td><td>3</td><td colspan="2">-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>现状监测因子</td><td colspan="6" rowspan="2">《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的45项基本因子、石油烃</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>评价因子</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="6">GB15618□；GB36600√；表D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="6">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="6">-</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="6">附录E√；附录F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="6">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="6">达标结论：a）√；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="6">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="3">跟踪监测</td><td>层位</td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>表层</td><td>1</td><td>1</td><td>0-0.2m</td><td>石油烃</td><td rowspan="2">每5年1次</td></tr>
<tr><td>柱状</td><td>1</td><td>-</td><td>0-3m</td><td></td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="6">-</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="6">在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。</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 Q=0.42，Q＜1，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

5.7.2 环境敏感目标概况

项目区地处塔克拉玛干沙漠平原区，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，北距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约 17km，项目周围 5km 范围内没有人文景观、名胜古迹、自然保护区、常驻居民和地表水和其他保护区。

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、柴油。

（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

<table>
<tr><td rowspan="2">化学品名称</td><td>化学品中文名称</td><td colspan="4">天然气</td></tr>
<tr><td>化学品英文名称</td><td colspan="4">Natural gas dehydration</td></tr>
<tr><td rowspan="2">成分/组成信息</td><td colspan="2">主要有害成分</td><td colspan="2">甲烷</td></tr>
<tr><td>分子式</td><td>CH_4</td><td>分子量</td><td>16.05</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="5">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。</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="5">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。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="5">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。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="5">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。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="5">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。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="5">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。</td></tr>
<tr><td>理化</td><td>外观与性状</td><td colspan="2">无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
</table>

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 C5 至 C11+烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 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/m^3（50ppm）将会出现肺浮肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全和健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

（4）柴油

本钻井工程用柴油作为发电和提供动力的燃料。柴油为能源燃料，其毒性主要有麻醉和刺激作用，柴油的理化性质及危险特性见表 5.7-3。

表 5. 7-3　柴油的理化性质及危害特性

标识	中文名：柴油	英文名：dieseloil;dieselfuel
理化性质	外观与现状：稍有粘性的浅黄至棕色液体	
	主要成分：烷烃、芳烃、烯烃等	
	熔点（℃）：＜—35～20	沸点（℃）：280～370
	相对密度（水=1）：0.8～0.9	禁忌物：强化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	电阻率（欧.米）：1012	
危险特性	危险性类别：丙 A 类易燃液体	燃烧性：易燃
	自然温度(℃)：257	闪电(℃):易燃
	爆炸下限（%）：1.5	爆炸上限（%）：4.5
	燃烧热（KJ/kg）43732	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。	
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	

柴油的环境风险：泄露遇明火、高温可燃烧爆炸，属于一般毒性物质、属易燃物

质。

5.7.3.2 钻井过程危险因素识别

钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表 5.7-4。

表 5. 7-4　钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵酸化作业	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
11	暴雨、洪水、钻井泥浆暂存池泄漏，柴油罐泄	废水和柴油外溢，污染地下水

5.7.3.3 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。

5.7.3.4 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。

5.7.3.5 风险类型识别

通过分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、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。

本工程采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，

这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，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，将能回收的原油以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.4.6 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》，并在沙雅县环保局备案（备案编号：652924-2019-001），详见附件12。

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

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

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。哈得作业区现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程应急预案应急处置措施如下：

1）井场泄漏处置

（1）伴有甲烷、二氧化氮、天然气、H_2S 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

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

5.7.6 风险评价结论

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

本工程环境风险简单分析内容表见表5.7-4。

表 5.7-4　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	富满油田果勒西初步开发方案			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县盖孜库木乡南约51km			
地理坐标	经度	82°42′08"E	纬度	40°25′50"N
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、原油、硫化氢、柴油；分布：井场、集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、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造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。			

6.环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的生态环境、水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在施工期、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。站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）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物。

（4）井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，不涉及征地和拆迁。

（5）线路应尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

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

6.2.1 生态保护措施

6.2.1.1 井场生态保护措施

（1）遵守法律法规要求：本工程应严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

（2）严格控制施工范围，在临时占地范围内进行施工作业。

（3）各类池体开挖应按照设计施工，严禁超挖。

（4）在钻井区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（5）施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，最大限度减少对沙漠植物生存环境的践踏破坏。

（6）占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

（7）井场严格控制占地面积，单井临时占地面积不大于 13000m^2（130m×100m），运营期占地不大于 2400m^2（40m×60m），减少扰动面积。

（8）钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，钻井进尺＜4000m 采用非磺化水基泥浆，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制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路，如该井不能如期施工，经申请批准后可以另行

处置；钻井进尺＞4000m 采用磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

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

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

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

6.2.1.2 管线生态保护措施

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

（2）合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在 8m 以内。

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

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

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

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

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

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（11）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域

进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.1.3 道路生态保护措施

优化道路选线，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复。

6.2.1.4 对沙漠植物的生态保护措施

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物。

（2）施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对沙漠植物生存环境的践踏破坏。

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

6.2.1.5 野生动植物生态保护措施

（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）井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。

施工过程不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

6.2.1.6 自然景观保护措施

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

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

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

（2）在井场、管线、道路的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

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

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

6.2.1.7 严格实施防沙治沙措施

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

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽

量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

针对井场、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为27.84hm^2。草方格设置原则为：井场四周宽度为20m，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6.2-4草方格通用设置图和6.2-5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。

6.2.1.8 水土流失防治措施

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

（1）防治措施

①井场、道路及输油管线施工时，在胡杨、柽柳分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被， 并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

④做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑤井场、站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程

序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

（2）水土保持管理措施

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

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

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁， 绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保护管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6.2.1.9 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

本工程施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，油气测试中伴生气放喷产生的废气等。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。

（8）钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（9）钻井中发现地层有可燃或有害气体， 应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

（10）若钻遇硫化氢，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

（11）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（12）井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（13）针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

（14）钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故， 致使硫化氢泄漏。

（15）根据《油气井测试地面计量技术规范》（SY/T6997-2014）相关要求，提出以下措施：

①本工程所有测试人员应持证上岗；

②根据井场实际情况和风向等因素确定流程摆放位置和走向，要求地面平整、道路畅通，场地大小满足设备安全距离的要求；

③超高压井、含硫化氢井、预计井口流体温度不小于 70℃的井，采油树至地面油嘴管汇之间的管线应采用整体式法兰连接。根据流体压降对设备冲蚀和工作温度造成的影响选用多级节流油嘴管汇，每一级节流均应满足气体的临界流动条件。

④排污管线放喷出口和分离器管线出口距井口不小于 75m，含硫化氢井分离器管线出口距井口不小于 100m；

⑤测试计量期间的可燃气体应点火燃烧或回收，本工程采用点火燃烧；

⑥排污管线放喷出口应安装排酸筒减缓喷势；

⑦高压井、超高压井、酸化压裂井应先通过专用排污管线放喷，常压井通过分离器旁通管线放喷。

本工程油气测试时严格按照环保措施和《油气井测试地面计量技术规范》（SY/T6997-2014）的要求执行，确保废气达标排放。

6.2.3 废水污染防治措施

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

（1）节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节

约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，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。试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用水。钻井期各单井生活污水量少，且较分散，进入防渗污水池后，定期拉运至依托沙雅县兴雅生活污水处理厂，处理达标后用于周边荒漠绿化，不外排。

（3）其他施工期水环境保护措施

①钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对周边水体产生影响。

②清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

③施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。针对本工程管道穿越河流的特点，根据河流形态、水面宽度、水文参数（流量、流速、冲刷深度等）、河床冲淤变化、防洪设防标准、工程地质及水文地质条件等综合考虑，确定合理的穿越方式。采取的水污染防治措施可行。

6.2.4 固体废物污染防治措施

本次油田建设在施工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。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

（1）钻井泥浆和岩屑

本工程钻井采用泥浆不落地系统，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，钻井进尺＜4000m 采用非磺化水基泥浆，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制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路，如该井不能如期施工，经申请批准后可以另行处置；钻井进尺＞4000m 采用磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

（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沙雅县生活垃圾填埋场填埋。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，定期拉运至库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

（5）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

本工程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，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

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）施工产生的工业垃圾不得随意抛洒，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）针对本工程的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规

定。

（2）选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

（3）针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.3.1.2 运营期生态保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

（2）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（3）加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

（4）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

（5）本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（6）定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉排放的锅炉烟气和无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业

大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

（4）井场加热采用电磁加热炉，果勒西计转站加热炉采用返输干气做原料，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 10m 高排气筒排放。

（5）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

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

（7）本工程新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953—2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

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

本工程运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

（1）采出水经哈一联处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

（2）井下作业废水用罐车拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《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）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。

综上，本工程采取的废水污染防治措施可行。

6.3.3.2 井场的防渗措施

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，本工程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。本工程采油井场防渗见图 5.3-1。

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

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

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

（6）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。

综上，本工程采取的废水污染防治措施可行。

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。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.5 固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的含油污泥、清管废渣和沾油废物等危废依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，满足政府环保部门要求，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

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

6.3.6.1 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

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

6.3.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对 16 口井的井口区、果勒西计转站可能影响区域跟踪监测，在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，每 5 年监测 1 次。

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

6.4 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工业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，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018 ）中生态恢复要求，本工程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

本工程新建采油井场 16 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

本工程需新建各类管线共计 64km，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

项目总投资 112152 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本工程永久占地主要为井场建设和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效

益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

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

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

7.2.2 项目环保投资估算

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，主要占地类型为沙地，这些占地均不会对评价区的土壤植被造成破坏。工程永久占地面积和临时占地面积分别为30.84km^{2}和87.92km^2。本工程总投资为112152万元，其中环保投资1241万元，占总投资1.11%。具体环保投资估算见表7.2-1。

表 7.2-1　　环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	/	20
	站场加热炉烟气		以净化后的天然气为燃料+10m高烟囱(共2根)	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3 烟气黑度≤1级	5
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃≤4.0mg/m^3； H_2S≤0.06mg/m^3	30
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB(A) 夜间≤55dB(A)	20
		加热炉			
固体废物	地面工程施工		废弃施工材料以及生活垃圾清运	妥善处理	32
	钻井		钻井废弃物不落地系统	妥善处理	360
	含油废物		井场作业落地油回收，进入塔中含油污泥资源回收站处置	妥善处理	40
生态	占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等；土地征购费及复垦费	施工结束后场地平整	420

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
环境风险管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	30
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	20
废水处理	施工废水、生活污水		沉淀池、生活污水池	施工废水、生活污水不外排	20
	井下作业废液		井下作业废液采用专用罐拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处置	废水不外排	30
地下水、土壤	一般防渗区	集气站、试采点	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s	80
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	
	管道防腐		集油管线采用管线+外防腐（30mm、40mm厚聚氨酯泡沫），管道轴向偏心量±3mm（DN100），防护层采用聚乙烯塑料，厚度≥2.0mm（DN100），采用“管中管”施工工艺，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；燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	64
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		50
			环保培训，演练		20
环保投资合计					1241

7.1.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过哈一联处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；采出废水依托哈一联合站处理达标后回注。由工程分析可知，本工程每年最多可产生含油废水约 9200m^3/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。

按水资源费 2 元/m^3 进行计算，产生的经济效益为 1.8 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）等危废依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。井场、阀组站、道路采用草方格防护，防止土壤沙化。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 1241 万元，环境保护投资占总投资的 1.11%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中国石油天然气股份有限公司下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报钻井建设处、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，依次下发钻井建设处和地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

钻井工程、地面工程项目由钻井建设处和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。

项目建设由钻井建设处、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，哈得油气开发部产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，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。

哈得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

阿克苏地区生态环境局，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导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，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

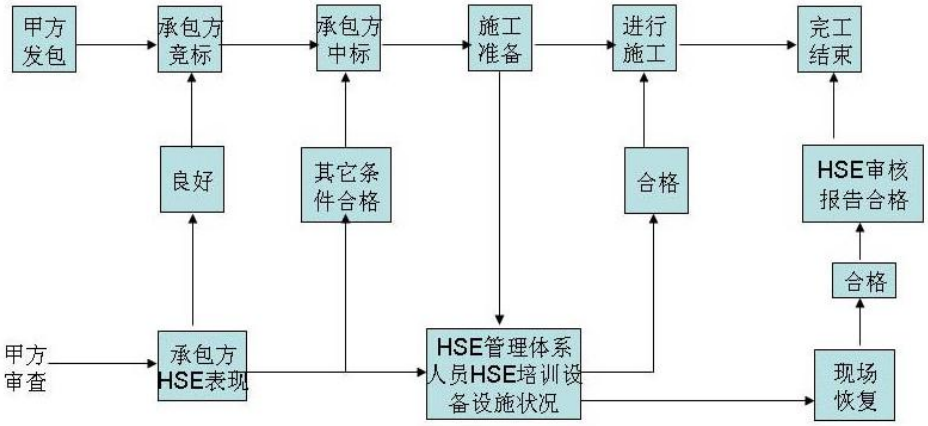

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可以开工。

（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、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。

8.1.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

①管道工程

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 8m。

②道路工程

本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 2m 的范围内。

③井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 130m×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，采出水进入哈一联合站，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。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本工程运行期的 HSE 管理体系纳入中石化中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程

技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表8.3-2。

表 8.3-2　　运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场、计转站无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
		计转站加热炉烟囱	SO_2、NO_X、烟尘、黑度	
2	噪声	井场厂界	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：GL1、果勒3水井、果勒303H水井、GL3、GL6	石油类	每年1次
4	土壤	占地范围内和占地范围外分别设置一个表层样，占地范围内设置1个柱状样	石油烃(C_{10}-C_{40})	5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，中国石油天然气股份有限公司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。中国石油天然气股份有限公司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。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对项目进行自主验收，中国石油天然气股份有限公司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，中国石油天然气股份有限公司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，中国石油天然气股份有限公司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、果勒西计转站	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
	烟尘、NOx、SO_2	果勒西计转站	本工程加热炉燃料为干气（处理后的返输天然气，不含硫）。加热炉采用高效的燃烧设施，效率≮90%。排气筒高度应不低于10m。定期监测废气主要污染物的排放浓度		《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值
	烃类、CO、NO_2、SO_2	井场	本工程钻井期间采用国家合格燃料处理后达标排放		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值
废水	采出水	井场	依托哈一联处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	井下作业废水	井场	用罐车拉运至运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
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	交由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、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，井场施工占地10600m^2，道路两侧临时占地宽度为2m。		《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
	防沙治沙	井场、阀组站、道路	草方格铺设面积为27.84hm^2，草方格设置原则为：井场四周宽度为50m，道路两侧临时占地。		预防土地沙化、治理沙化土地，维护生态安全
环境管理	纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司哈得油气开发部现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案				

8.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入富满油田果勒西区块整体开展环境影响后评价工作。

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县盖孜库木乡南约 51km，富满油田果勒西区块内。果勒西区块位于富满油田的西南部，区块内奥陶系一间房组整体表现为向南倾斜的斜坡，构造比较平缓，构造海拔范围-6830~-6570m，南北高差 260m。富满油田整体含油，主体位于北部坳陷阿满过渡带中部，阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间低梁位置，西邻阿瓦提凹陷，东接满加尔凹陷，北靠塔北隆起，向南过渡到中央隆起，是轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力奥陶系碳酸盐岩特大型油藏的一部分。果勒西区块内地势整体较为平坦，地表海拔在 940~950m 之间，该区为塔里木河河泛平原，地势平坦，地表为沙漠和浮土。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。区块距离城乡公路及富满油田公路较近，交通运输条件较便利。本工程地理位置中心坐标为 E 82°42′08.00"，N　40°25′50.00"。

本工程在富满油田果勒西区块共部署新钻井 12 口；新建采油井场 16 座，包括 12 口新钻井场和 4 口在钻井场（GL3-H1 井、GL3-H2 井、GL3-H3 井、GL3-H6 井）；在果勒西计转站内扩建 8 井式管汇橇 1 座、800kW 加热炉橇 2 座、生产分离器橇改造为闪蒸分离器橇、外输油泵 1 座、伴生气压缩机橇 3 座；新建单井集输管道 64km；新建砂石路 60km；配套自动控制、通信、供配电、结构、给排水及消防等辅助系统工程。项目建成后，果勒西区块初步开发规模为原油 20×10^4t/d；预计果勒西计转站扩建后的油输送能力为 800t/d，气输送能力为 20×10^4Nm^3/d。

富满果勒西区块地面集输系统布站采用三级级布站方式：油井→集油计量配水阀组站→果勒西计转站→联合站（处理站）。油气密闭集输至果勒西计转站完成计量和分离，前期先输至哈一联，后期切换至拟建富源联合站。

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：区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） Ⅲ类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化

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

（5）生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，本工程区位于塔克拉玛干沙漠平原区，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。本工程位于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目位于沙雅县境内，属于塔里木河中上游水土流水重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久性占地面积为 30.84hm^2，临时占地面积 87.92hm^2，占地类型为沙地，地表植被稀疏，项目地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

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。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本工程建设期废气排放主要是井场、管线、道路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。建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运行期项目对大气环境的影响主要来自加热炉燃烧废气、油气集输过程中产生一定量的无组织废气排放。

根据工程分析估算，本工程加热炉废气污染物排放浓度能够满足《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（颗粒物 20mg/m³、$SO_2$50mg/m³、NO_x200mg/m³）。经预测，

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。根据预测结果可知，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 94m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，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。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

9.1.4.3 声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期由于钻井、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，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

本工程钻井已经采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。本工程的生活污水依托沙雅县兴雅生活污水处理厂，处理达标后用于周边荒漠绿化，不会对当地地表水环境产生影响。

运营期的采出水依托哈一联处理，井下作业废水依托塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理，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。

9.1.4.5 固体废物影响分析

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括钻井作业时产生的废弃泥浆、岩屑、施工废料、弃土，以及施工人员产生的生活垃圾。钻井泥浆12088.05m^3，岩屑约16039.89m^3，岩屑随钻井泥浆带出，钻井进尺＜4000m采用非磺化水基泥浆，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制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，铺垫油区内的井场和道路，如该井不能如期施工，经申请批准后可以另行处置；钻井进尺＞4000m采用磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；施工废料、施工人员产生的生活垃圾。施工废料产生量约为12t。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。施工人员生活垃圾总产生量为55.5t，集中收集后运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

本工程运营期产生的固体废物包括油泥（砂）和油泥，清管废渣、废润滑油和沾油废物。油泥（砂）最大产生量为46.1t/a，清管废渣、废润滑油和沾油废物产生量分别为0.0368t/a、0.75t/a、0.375t/a，其危险废物类别均为为HW08废矿物油与含矿物油废物，依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，对周边环境影响较小。落地原油产生量约1.6t/a，属危险废物，落地油100%回收，回收后的落地原油依托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。

9.1.4.6 环境风险分析

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

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的

有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.5 总量控制指标

本工程投产后 SO_2 总量控制建议指标为 0.294t/a，NO_X 总量控制建议指标为 1.37t/a，非甲烷总烃总量控制建议指标为 20.48t/a。本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

9.1.6 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位塔里木油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址为 http://www.xjhbcy.cn/blog/article/7678）公开，时间为 2021 年 6 月 21 日；征求意见稿公示日期为 2021 年 7 月 13 日（新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站，网址为 http://www.xjhbcy.cn/blog/article/7773）；报纸第一次公告日期为 2021 年 7 月 19 日（阿克苏日报），报纸第二次公告日期为 2021 年 7 月 26 日（阿克苏日报）。

9.1.7 总结论

本工程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，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程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。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入富满油田果勒西区块整体开展环境影响后评价工作；

（2）加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

（3）在阀组间、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。