1.概述

1.1 建设项目特点

哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，日常运行管理由东河油气开发部、哈得油气开发部和轮南油气开发部分别负责各自区块范围内的采油（气）工程，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县以及巴音郭勒蒙古自治州轮台县、尉犁县境内，区域覆盖范围广，地势平坦，地表海拔 920~980m，项目区地理坐标东经 83°5′～84°14′，北纬 40°18′～41°27′，油田开发范围内有 G216、S211、Y136 等公路临近，交通运输条件便利。

根据哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）相关设计资料，本项目主要建设内容为：新建采油井 10 口，新建撬装计量阀组 4 套，加热节流撬 2 座，储油罐 12 座；新建集输干线 1.18km、单井集输管道 22.948km，掺稀油管线 1.25km，修复井场道路 3km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新增产能规模为：产气量 29.45×104Nm3/d、产油量 350t/d。

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

1.2 环境影响评价的工作过程

项目区位于已开发的塔里木油田分公司东河油气开发部、哈得油气开发部和轮南油气开发部管辖区块范围内，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县以及巴音郭勒蒙古自治州轮台县，属于塔里木流域水土流失重点预防区和重点治理区，涉及国家二级公益林和地方公益林，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响评价报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》中有关规定，2021 年 9 月底，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《哈拉哈塘2021年产能建设项目（一期）环境影响报告书》。

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

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

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

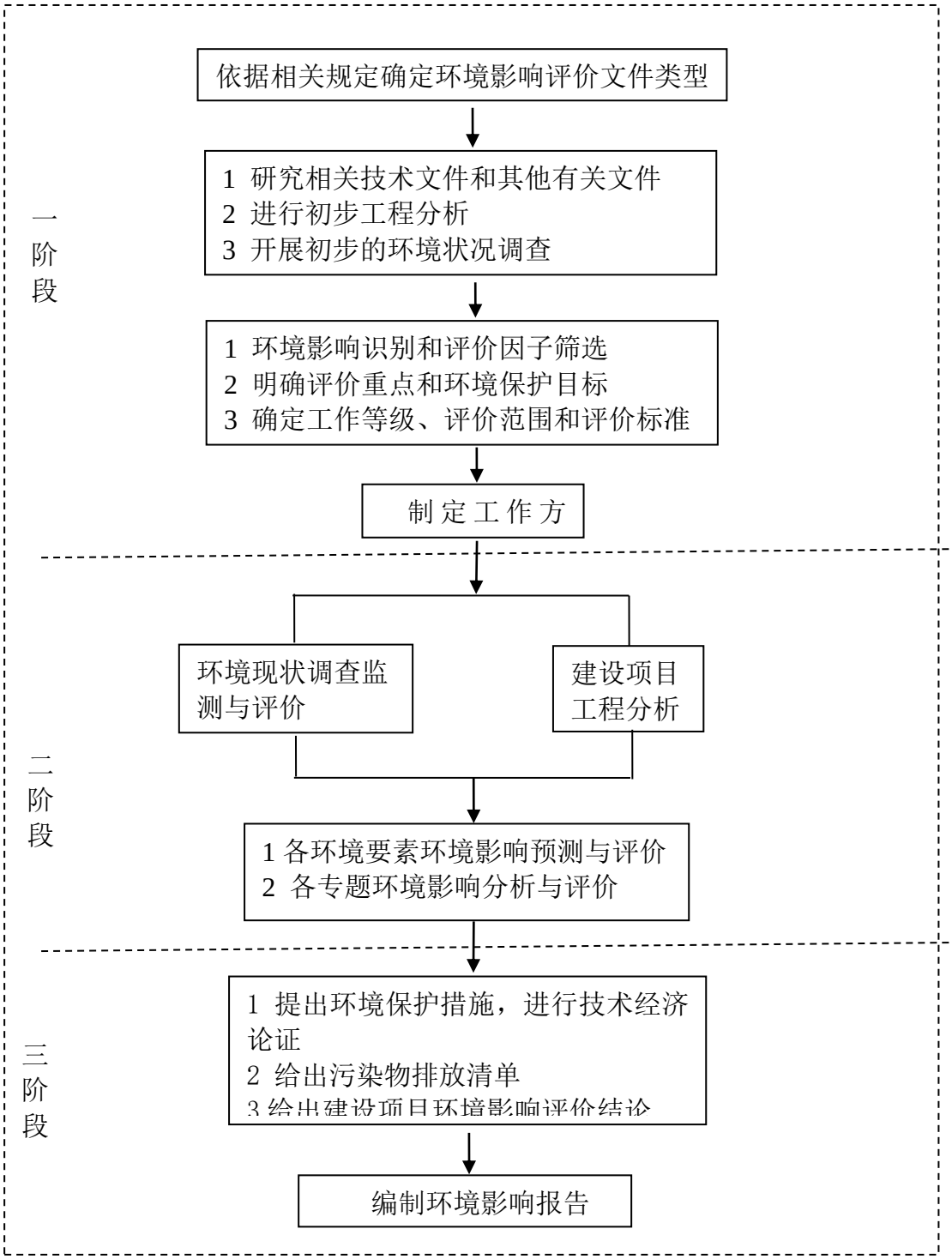


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

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

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开发项目，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》和《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》的相关要求。

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建项目内无水源涵养区、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等重点保护区域内，符合巴音郭勒蒙古自治州和阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型主要为林地、草地、耕地和未利用地，项目所在区域植被覆盖度约为30-70%。涉及的耕地为一般耕地，林地为国家二级公益林地和地方公益林地。

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

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），本项目为涉及“水土流失重点预防区”和“水土流失重点治理区”的建设项目，涉及国家二级公益林和地方公益林。本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于采油、井下作业、集输、运输车辆装卸油及运输等各工艺过程，影响因素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。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、森林公园等敏感区，距离最近的村庄约1km。重点保护目标是：评价范围内的塔里木流域水土流失重点预防区和重点治理区、国家二级公益林、地方公益林、垦荒耕地和居民。

1.5 环境影响评价的主要结论

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

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

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

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

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

质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

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

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表2.2-1。

表2.2-1　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修订）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修订）	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	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018年修订）	13届人大第7次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-09-01
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（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020年修订）	13届人大第12次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019年修订）	13届人大第10次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国野生动物保护法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
14	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
15	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
16	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
17	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	中华人民共和国河道管理条例（2018年修订）	国务院令698号	2018-03-19
5	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
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02

8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
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	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(第一批)	国家林业局、农业部第 4 号令	1999-08-04
6	国家重点保护野生动物名录（2021 年版）	国家林业和草原局、农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-01-04
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于发布<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
15	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
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	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
19	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
20	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
21	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
22	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

23	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
24	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
25	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
26	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
27	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
28	自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知	自然资函〔2020〕861 号	2020-09-26
29	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01
30	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部 2021 第 1 号	2020-01-04
31	污染地块土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令 2017 第 42 号	2017-07-01
32	排污许可证申请与核发技术规范 锅炉	HJ953—2019	2018-07-31
33	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	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	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
6	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
7	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
8	新疆国家重点保护野生动物名录		2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
11	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
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	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
18	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
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	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
21	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
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发 2020〕142 号	2020-07-29
23	新疆维吾尔自治区塔里木河流域水资源管理条例（2014 年修订）	12 届人大第 10 次会议	2014-11-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则　地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则　陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2018	2019-04-01
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）	发改委公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
17	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	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	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
22	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
23	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05

24	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
25	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
26	排放源统计调查产排污核算方法和系数手册	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-09

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.9.27；

（2）哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.06；

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

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

（1）施工期

施工期建设工程包括集输管线、道路、计量撬建设，以生态影响为主。

①管线和道路敷设

新建集输干线 1.18km、单井集输管道 22.948km，掺稀油管线 1.25km，修复井场道路 3km，管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

②井场、计量阀组建设

新建采油井场 10 口，新建 4 井式轮换计量阀组 3 套（HA16-28 计量阀组撬、HA15-3C 计量阀组撬、HA702-H2 计量阀组撬）；9 井式轮换计量阀组 1 套（LN3-3-H15 计量阀组撬）；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，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	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	+	○	○
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析油气开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； （3）油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油气开发对当地农牧业影响； （5）油气开发建设对生态景观的影响
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）	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃

	表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃 ；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	
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、H2S	SO_2、NO_X、非甲烷总烃、H_2S
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	油泥、工业垃圾和生活垃圾
环境风险	-	原油、天然气、H2S （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天然气及原油泄漏事故进行预测分析。

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1.环境空气

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区巴音郭勒蒙古自治州轮台县、阿克苏地区库车市和沙雅县境内，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。

2.4.2 水环境

本项目距离塔里木河最近约 5km，塔里木河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.3 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。距离项目最近的村庄约为 1km，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。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区、塔里木河中上游乔灌草及胡杨林保护生态功能区以及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），本项目属于Ⅰ2 塔里木河中上游重点预防区、Ⅱ3 塔里木河流域重点治理区。项目所在区域属于塔里木流域水土流失重点预防区和重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

2.5.1.1 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m3。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

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

2.5.1.2 水环境

（1）地表水

根据《中国新疆水环境功能区划》，塔里木河干流在项目区段为农业用水，主导功能为景观娱乐用水，水质目标为Ⅳ类，塔里木河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅳ类标准，有关标准限值见表 2.5-2。

表 2.5-2 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅳ类标准单位：mg/L，pH 除外

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

（2）地下水

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 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（CODMn 法，以 O3 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

2.5.1.3 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）。

2.5.1.4 土壤环境

评价范围内地面工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.5-4。区域地面工程场站外的农田、荒地、林地、草地等土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准，见表 2.5-5。

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值

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

表 2.5-5 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值（pH＞7.5）
1	Cu≤	mg/kg	100
2	Zn≤	mg/kg	300
3	As≤	mg/kg	25
4	Ni≤	mg/kg	190
5	Pb≤	mg/kg	170
6	Cd≤	mg/kg	0.6
7	Cr≤	mg/kg	250
8	Hg≤	mg/kg	3.4

2.5.2 污染物排放因子及标准

2.5.2.1 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）。具体标准限值要求见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H2S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.5.2.2 废水

运行期项目产生的采出水分别在东一联、哈 6 联、哈一联、轮一联处理达标后回注油层，不向外环境排放，井下作业废水依托塔河南岸区块、哈拉哈塘以及轮南的钻试修废弃物环保处理站进行处理。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-7。

表 2.5-7 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	n×102	n×102	n×103	n×104	n×104
	TGB（个/mL）	n×102	n×102	n×103	n×104	n×104

2.5.2.3 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 2.5-8。

表 2.5-8　环境噪声排放标准

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

2.5.2.4 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）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《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）及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)、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。

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为、硫化氢候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 Pi 定义为：

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

式中：Pi—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci—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；

Coi—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 2.6-1。

表 2.6-1　评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　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		农作地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.6-3。

表 2.6-3　污染物面源参数调查清单

污染源名称	中心坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源(m^2)	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					NMHC	H_2S
JY7-H7 井场			960	14000	6	8760	0.12	0.0009

计算结果见表 2.6-4。

表 2.6-4　估算模式计算结果表

参数名称	单位	NMHC	H2S
下风向最大落地浓度	μg/m³	147.590	0.422
最大浓度出现距离	m	10	10
评价标准	μg/m³	2000	10
最大占标率	%	7.38	4.22
D10%	m	0	0

表 2.5-4 的计算结果表明，本工程对周边环境的影响主要来无组织非甲烷总烃的排放，其最大占标率为 7.38%，其占标率 10%的最远距离 D10%=0m，最大占标率 1%≤Pmax＜10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）的要求，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，最终确定以项目区边界为起点，外扩 2.5km 的范围为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011），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流域水土流失重点治理区，属于重要生态敏感区。项目新增永久占地面积 5.32hm²，临时占地面积 30.1hm²，总占地面积为 35.42hm²，占地面积＜2km2，管线总长度共计 25.815km，长度＜50km，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 2.6-5，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.6-5　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

图 2.6-1　评价范围示意图

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为单井边界向外扩展 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 2.6-1。

2.6.3 地表水环境评价等级和评价范围

本项目距塔里木河最近约 5km。按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，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。

2.6.4 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 2.6-6）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 2.6-6 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于Ⅰ类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.6-7，评价等级为二级。

表 2.6-7 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目各井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧向外延伸 200m。

2.6.5 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。

2.6.6 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 2.6-8。

表 2.6-8　环境风险评价等级划分

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

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

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

（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 2.6-9 确定环境风险潜势。

表 2.6-9　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 2.6-10。

表 2.6-10　本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	天然气（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

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建集输干线 1.18km、单井集输管道 25.815km，掺稀油管线 1.25km。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程单井管线至阀组站均设置截断阀，本次评价对本工程存油量、存气量最大的管线进行评价，存油量最大的管线由玉科 301 井至玉科计转站，管线长 4.4km，

管径 DN150；存气量最大的管线由 RP7-H2 井至 JY7-6X 井集油阀组，管线长 4.0km，管径 DN100。

原油密度按照 0.826t/m^3、天然气平均相对密度 0.738kg/m^3，天然气中硫化氢含量约 217mg/m^3。计算得管道最大储油量为 25.94t。

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。8.314mol*K

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 1.25t，硫化氢含量约为 0.000007t。

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

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

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程辨识结果详见表 2.6-11。

表 2.6-11　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	运行期	集输管线	集输管线	原油	2500	64.19	0.03	0.143
				天然气	10	1.13	0.113	
				硫化氢	2.5	0.000332	0.0001328	

根据上表计算结果，本项目 Q=0.143，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。

2.6.7 土壤环境评价等级和评价范围

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，永久占地 5.32hm^2，属于中型项目。占地类型主要为草地、疏林地、耕地（垦荒地）和未利用地，土壤敏感程度为敏感。油气开发属于Ⅰ类项目，因此土壤评价工作等级划分为一级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-12。

表 2.6-12　土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 / 规模占地 / 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油田开发区域及区域边界向外扩展 1000m 范围。

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 污染控制目标与环境保护目标

2.8.1 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）项目区属于塔里木流域水土流失重点预防区和重点治理区，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。

（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。

2.8.2 环境保护目标

根据环评单位现场踏勘及调查走访，本项目临近新疆塔里木河上游湿地自然保护区和塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，涉及国家二级公益林和地方公益林，不涉及自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的敏感区。本项目位于巴州轮台县、阿克苏地区库车县和沙雅县境内，最近距离塔里木河约 5km，除油区工作人员外，距离最近的村庄约 1km。本项目与新疆塔里木河上游湿地自然保护区的最近距离为 185m，与塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区的最近距离为 750m，评价区环境保护目标见图 2.8-1～2.8-4 和表 2.8-1。

本工程评价范围及环境保护目标见图 2.8-1 和表 2.8-1。

表 2.8-1　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	国家二级公益林	LN3-3-H15、JY7-H7 井占用	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
		地方公益林	玉科 301 井占用	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
		垦荒耕地	RP7-H2、HA702-H2 井占用	一般耕地，垦荒地非基本农田，优化井位及线路布设，减少占用耕地，按规定进行补偿
		新疆塔里木河上游湿地自然保护区	JY7-H7 井临近，最近距离 185m	
		塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区	JY7-H7 井临近，最近距离 750m	避让生态保护红线，保护地表植被，防止土地沙化
		塔里木兔（国家二级保护动物）	区域偶见	禁止捕猎

		胀果甘草（国家Ⅱ级保护植物）	井区及周边零星分布	避免占用
		塔里木河流域水土流失重点治理区	井场占地范围外扩200m及管线、道路两侧200m	不对区域水土保持产生明显影响
2	大气环境	塔格艾日克村集中居民点，约250户，1000人左右	HA702-H2井西南侧约1km	区域空气质量不因本项目的建设而下降
		排孜阿瓦提村集中居住区约350户，1500人左右	DH1-H16井东侧约1.1km	
3	水环境	塔里木河	农业用水，JY7-H7井距离塔里木河最近约5.1km	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅳ类标准
		塔里木乡帕满水库	农业用水，JY7-7H井东南侧700m	
		深层承压水和浅层地下水	井区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类
4	噪声	-	-	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准
5	土壤环境	评价范围内土壤	井区及周边	《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、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表1筛选值
6	环境风险	项目区土壤、地下水、公益林、垦荒耕地、居民区	油田内部	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对大气、土壤、地下水等环境因素的影响程度控制在可接受范围内

图 2.8-1　本项目与新疆生态保护红线位置关系图

图 2.8-2　本项目与公益林位置关系图

2.9 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 2.9-1。

表 2.9-1　评价方法一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 项目开发现状

哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）行政上隶属于新疆维吾尔自治区音郭勒蒙古自治州轮台县、阿克苏地区巴库车县和沙雅县境内，其中，DH1-H16、QiGu1-1X、HA15-3C、HA16-28、HA702-H2、玉科 301 井位于阿克苏地区库车市境内，RP7-H2、JY7-H7 井位于阿克苏地区沙雅县境内，玉科 401H 井位于巴音郭勒蒙古自治州尉犁县境内，LN3-3-H15 井位于巴音郭勒蒙古自治州轮台县境内，区域覆盖范围广，地势平坦，地表海拔 920~980m，项目区地理坐标东经 83°5′～84°14′，北纬 40°18′～41°27′，油田开发范围内有 G216、S211、Y136 等公路临近，交通运输条件便利，区域范围内电网工程较为完善，10 口井已完成钻井工程，目前各井场均已接入电网。井场坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1　哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）井场坐标

3.1.2“三同时”执行情况

油田开发建设过程中，哈拉哈塘油田 2021 年产能建设项目（一期）各井场钻井工程按照国家法律法规分别开展了环境影响评价，部分井场钻井工程已开展了竣工环保验收工作。哈拉哈塘油田 2021 年产能建设项目（一期）各井场环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2　哈拉哈塘油田环保手续履行情况一览表

序号	井场名称	项目名称	环评文号	环评时间	验收文号	验收时间
1	DH1-H16	DH1-H16 井钻井工程	阿地环函字〔2019〕174 号	2019.4.9	正在建设过程中，尚不具备验收条件	
2	QiGu1-1X	哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程	新环函〔2015〕935 号	2015.8.20	自主验收	2020.12.27
3	HA15-3C	HA15-3C 井钻井（勘探井）工程	阿地环函字〔2020〕911 号	2020.12.30	正在开展自主验收	
4	HA16-28	HA16-28 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2021〕77 号	2021.3.18	正在开展自主验收	
5	HA702-H2	HA702-H2 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2020〕748 号	2020.11.25	正在开展自主验收	
6	玉科 301	哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程	新环函〔2015〕935 号	2015.8.20	自主验收	2020.12.27
7	RP7-H2	RP7-H2 井（勘探井）钻井工程	阿地环函字〔2020〕759 号	2020.11.26	正在开展自主验收	
8	JY7-H7	JY7-H7 井钻井工程（勘探井）	阿地环函字〔2021〕79 号	2021.3.18	正在开展自主验收	
9	玉科 401H	玉科 401H 井钻井工程	巴环评价函〔2020〕66 号	2020.3.27	自主验收	2020.12.6
10	LN3-3-H15	LN3-3-H15 井钻井工程	巴环评价函〔2020〕139 号	2020.4.27	正在开展自主验收	

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合各项目环境文件及批复意见、所属区块的环境影响后评价调查结论和环评组现场调查情况，本节分环境要素对现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

根据环境文件及批复意见、后评价报告和本次现场踏勘情况，除 DH1-H16 仍在施工过程中，其余 9 口井场钻井工程均已结束，基本对临时占地范围内及周边的土地进行了清理及平整，恢复了原貌。对井场永久占地范围内地表结合区域土地利用现状和油井功能特点，在井场内铺设了砂石，减少了侵蚀量。

从后评价期间，土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中表 1 其他类别土壤污染风险筛选值要求。

项目建设前期，运营期以及后期项目区域生态环境变化不大，相较建设前期，油田井场和道路占地增加，占用了其所在区域的农田或荒地，破坏了占地范围内原有植被，但随着油田道路的修建，为地方上将荒地开拓为棉田创造了便利条件，从农业种植作物方面而言，油田开发伴随有棉田面积增加，使得原来的自然生态系统转变为农田-油田-荒漠混合的生态系统。

（2）水环境影响回顾评价

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。

后评价期间监测结果表明塔里木河水质在沙雅大桥和轮南大桥两个断面各项指标亦均达到《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)Ⅳ类标准，区域地表水并未因油田的开发建设而受到污染。

（3）大气环境影响回顾评价

除 DH1-H16 井场外的其余 9 口井场目前均已施工完毕，尚未布置地面设施，对区域大气环境的影响已基本消除。DH1-H16 井采取了围挡、篷布遮盖、洒水抑尘等大气污染防治措施，对大气的影响属于可接受范围。

后评价期间监测结果表面，非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 中 H_2S 浓度参考限值要求。油田所在区域自开发以来大气环境质量没有发生明显变化。

（4）声环境影响回顾评价

本项目 200m 范围内无声环境敏感目标，区域声环境敏感目标未因项目的建成运营造成项目区声环境质量下降，项目区域声环境敏感目标声环境质量仍满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准限值要求。

（5）固体废物环境影响回顾评价

本项目钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。

生活垃圾送至东河、哈拉哈塘、塔河南岸、轮南固废填埋场生活垃圾池内进行填埋处理。

钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，然后用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中后，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化填埋处理，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑送钻试修废弃物环保处理站，磺化泥浆拉运至下一钻井工程重复利用，不能重复利用的送钻试修废弃物环保处理站。严格落实了《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)中的相关要求。

总体来说，本项目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。

3.1.4 存在的环境问题及“以新带老”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，区块内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，但是个别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：哈拉哈塘 2021 年产能建设项目。

项目性质：改扩建。

3.2.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车县、沙雅县境和巴州轮台县境内，区内地势平坦，地表海拔 920~980m，项目区地理坐标东经 83°5′～84°14′，北纬 40°18′～41°27′，油田开发范围内有 G216、S211、Y136 等公路临近，交通运输条件便利。地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设内容及规模

本项目新建采油井 10 口，在原有（站）井场建设 4 井式轮换计量阀组 3 套（HA16-28 计量阀组撬、HA15-3C 计量阀组撬、HA702-H2 计量阀组撬）、9 井式轮换计量阀组 1 套（LN3-3-H15 计量阀组撬）；315kW 加热节流撬 2 座（玉科 301、玉科 401H）、电磁加热撬 6 座（QiGu1-1X、DH1-H16、RP7-H2、JY7-H7、HA702-H2、LN3-3-H15）、预留电磁加热撬空地（HA15-3C 井）；50m3 储油罐 12 座（玉科 401H 有 4 座、QiGu1-1X 有 8 座）、25m3 柴油罐 1 座（QiGu1-1X）；抗硫卧式油漆分离器撬 1 座、高压分离器橇 1 台、闪蒸罐橇 1 台、燃料气专用取气器 1 台、自动点火装置 1 台、火炬 2 台、装车鹤管 2 套、分液包 2 台、四合一野营房 2 座；新建集输干线 1.18km、单井集输管道 22.948km，掺稀油管线 1.25km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新增产能规模为：产气量 29.45×104Nm3/d、产油量 350t/d。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括 10 口采油井的采油工程、油气运输工程以及配套的供配电、自控、通信、防腐、消防等工程。

本项目新建采油井 10 口（玉科 301、玉科 401H、QiGu1-1X、0DH1-H16、HA16-28、HA15-3C、RP7-H2、JY7-H7、HA702-H2、LN3-3-H15），其中玉科 401H、QiGu1-1X 采取单车拉运的方式，其余 9 口井就近分别集输接入已建集输管线、井场阀组或者计转站。项目工程组成见表 3.2-1。

图 3.2-1　项目区地理位置示意图

表 3.2-1　工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	产能	原油		t/d	350	
		天然气（伴生气）		Nm^3/d	29.45×10^4	
2	主体工程	采油井场		座	11	新增 9 座含硫油井标准化井场、1 座不含硫油井标准化井场（LN3-3-H15 井井场）。
		计量阀组撬		座	4	新建 4 井式轮换计量阀组 3 套（HA16-28 计量阀组撬、HA15-3C 计量阀组撬、HA702-H2 计量阀组撬）；9 井式轮换计量阀组 1 套（LN3-3-H15 计量阀组撬）
		储油罐		座	12	玉科 401H 井场建设 4 座、QiGu1-1X 井场建设 8 座
		油气分离工程		座	2	玉科 401H 井场油气分离设备包含高压分离器橇、闪蒸罐橇、分液包、碱封罐、自动点火装置和火炬；QiGu1-1X 井场油气分离设备包含抗硫卧式油漆分离器撬、地火炬
		加热撬	加热节流撬	台	2	玉科 301、玉科 401H 井场分别建设 1 台 315kW 加热节流撬
			电磁加热撬	台	6	DH1-H16 井场建设 100kW 电磁加热撬、QiGu1-1X、RP7-H2 井场建设 60kW 电磁加热撬、JY7-H7、HA702-H2、LN3-3-H15 井场建设 40kW 电磁加热撬
		管线工程	集输支线	km	1.18	新建 HA701 井场阀组至哈六联阀组间外输集油干线 1.18km，采用 DN100 玻璃钢管
			单井集输管线	km	22.948	HA16-28、HA702-H2、LN3-3-H15 单井集输管道采用 DN80 的玻璃钢管，DH1-H16、HA15-3C、RP7-H2 单井集输管道采用 DN100 的玻璃钢管，JY7-H7 单井集输管道采用 DN150 的玻璃钢管，玉科 301 单井集输管道采用 DN150 的 20G 无缝钢管
			掺稀油管线	km	1.25	新建 HA16-11 至 HA16-28 井场掺稀油管线 1.25km，采用 DN80 的 20G 无缝钢管
3	配套工程	供电				10 座井场均依托区域电网，QiGu1-1X 井场配套备用的柴油发电机和柴油罐。
		供水				钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地
		生活区				玉科 401H、QiGu1-1X 四合一野营房 1 座
		道路工程				各单井道路从就近道路引接。修复井场道路 3km，砂石路面结构，路基宽度 6m。

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
4	依托工程	热普转油站			热普转油站于2016年6月投产，是哈拉哈塘油田热普、金跃、跃满区块原油及天然气通往哈六联合站的重要枢纽，该站主要有原油预脱水、污水沉降处理、天然气增压、变配电、空氮站、消防、通讯、自控八大系统组成。主要功能进行油气分离、原油预脱水、原油增压输送、污水处理回注、伴生气增压输送。位于JY1-H6井北侧约10km。
		哈一联合站			哈得一联合站是哈得油田第2座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北7.0km，占地面积3.5×10⁴m²，设计原油处理规模145×10⁴t/a，天然气处理规模200×10⁴Nm³/d，含油污水处理规模5000m³/d，注水规模3050m³/d，清水处理能力为90m3/d（消防用水、生活用水）。
		东一联合站			东一联于1994年投产，是一个以处理原油为主的联合站。东一联主要流程为：东一联下辖各低压井来原油0.57MPaG进入东一联进站阀组，经过计量、分离、原油换热、脱水，外输；牙哈1转油站和东河4转油站来油气直接进生产汇管与低压井油气汇合。东一联站内分离器分出来的天然气在0.23MPaG压力下通过DN300的管线输送到东河天然气站。
		桑南处理站			桑南油气处理站集原油集输、天然气净化处理、采出水回注为一体，1993年10月原油处理装置投产（原桑转站），2005年4月天然气净化装置投产，主要接收桑塔木油田5座计量站、2座集气站、1座转油站及站外单井的来液。
		哈6联合站			哈拉哈塘油田建有联合站1座，产液在哈6联合站统一处理。哈6联合站原油处理设计总规模100×104t/a，其中稀油处理规模55×104t/a，稠油处理规模45×104t/a(含掺稀量总处理规模72×104t/a)，伴生气处理规模70×104m3/d。接受来自哈15转油站、哈601转油站、新垦转油站、热普转油站的油、气、水。位于JY7-2XC井东北侧约38km。
		塔里木油田绿色环保站			塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南202井以东，2011年投入运营，占地面积 18560m2，设计处理能力10500m3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m3含油污泥储存池一座。由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号6528220033）总组织承包和运营。位于JY7-2XC井东北侧约110km。
		轮南钻试修废弃物环保处理站			轮南钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于轮台县轮南镇，主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液，2017年11月30日开始投用，处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水，处理钻井聚磺泥浆体系固废120m³/d（43800m³/a），处理钻试修废水500m³/d（182500m³/a），处理后的固相用于铺设油田道路、井场、填埋等。站内有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置和一套撬装化钻试修废水处理装置，站内辅助工程为钻井聚磺泥浆体系固废暂存池、污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
		哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站	东河油田 2017 年后产生的钻试修固废及废水运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，该处理站位于沙雅县东北部(简称“环保站”)，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为。		
		塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	塔河南岸区块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 120m3/d，钻试修废水处理规模 300m3/d。位于 JY1-H1 井东南侧 22km。		

3.2.1.5 工程投资

工程总投资 13110 万元，其中环保投资 1210 万元，占总投资的 9.3%。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有油田公司工作人员，玉科 401H、QiGu1-1X 井场配备 10 人值守，其余井场无人值守。

3.2.1.7 施工时间

本项目拟定 2022 年 3 月施工，至 2023 年 3 月结束。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 地层特征

哈拉哈塘油田金跃区块自上而下钻遇地层为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，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。根据钻井地层划分对比，金跃区块奥陶系可细分为上统桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中统一间房组，中-下统鹰山组，厚度基本稳定，可对比性强。

3.2.2.2 构造特征

哈拉哈塘油田金跃区块构造位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起哈拉哈塘鼻状构造南翼斜坡，奥陶系一间房组顶面整体表现为向西南倾没的鼻状构造，呈北东高、南西低的特点，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜、断鼻。

3.2.2.3 储层特征

哈拉哈塘油田金跃区块奥陶系储层主要分布在一间房组，岩心、薄片观察显示有效储集空间以次生的溶蚀孔洞和裂缝为主，成像测井反映洞穴、孔洞、裂缝十分发育，在钻井过程中多发生放空、漏失等钻井异常，储层类型以洞穴型为主，其次为裂缝孔洞型。

3.2.2.4 油气物性

（1）原油性质

哈拉哈塘油田金跃区块原油属于低粘度、低含硫、少胶质沥青质、高含蜡的中轻质原油。地面原油密度 0.790~0.924g/cm3，平均 0.826g/cm3；粘度 1.82~36.04mPa·s，平均 3.90mPa·s；凝固点-30~12℃，平均-9.0℃，凝固点较低；含硫量 0.11~1.11%，平均 0.31%；胶质+沥青质含量 0.32~13.35%，平均 2.81%。

表 3.2-2　原油物性分类简表

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

注：我国采用 20℃时原油的密度作为原油的标准状态密度。

（2）天然气性质

天然气属于原油溶解气，天然气相对密度 0.603~0.925，平均 0.738；甲烷含量 52.1~86.7%，平均值 74.3%；乙烷及以上含量 3.8~35.1%，平均 19.6%，表现出典型湿气特征；氮气含量平均 5.28%，二氧化碳含量平均 2.4%，硫化氢含量分布不均，分布范围 0~7100mg/m3，平均 217mg/m3。

（3）地层水性质

地层水密度 1.050~1.147g/cm3，平均 1.090g/cm3；氯离子含量 60100~130000mg/L，平均 78556mg/L；总矿化度 96340~213500mg/L，平均 129707mg/L，水型为 CaCl2 型。

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）相关设计资料，本项目主要建设内容为：新建采油井 10 口，新建撬装计量阀组 4 套，加热节流撬 2 座，储油罐 12 座；新建集输干线 1.18km、单井集输管道 22.948km，掺稀油管线 1.25km，修复井场道路 3km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新增产能规模为：产气量 29.45×104Nm3/d、产油量 350t/d。

DH1-H16 井采用电磁加热集输工艺，采用注气→单井采油→计量阀组站→联合站的二级布站方式，最终输送至东一联合站处理。

HA16-28 井采用掺稀油掺稀集输工艺，HA15-3C、RP7-H2、JY7-H7、HA702-H2 采用电磁加热集输工艺，采用单井→计量阀组站→联合站的二级布站方式，最终输送至哈 6 联合站处理。

LN3-3-H15 采用电磁加热集输工艺，采用单井→计量阀组站→联合站的二级布站方式，最终输送至轮一联合站处理。

玉科 301 采用加热节流撬加热集输工艺，采用单井→阀组站→计转站→联合站的三级布站方式，最终输送至哈一联合站处理。

QiGu1-1X、玉科 401H 采用单车拉油输送工艺，QiGu1-1X 气液分离后的气相回用于加热节流撬，玉科 401H 分离后的少量气相通过火炬燃烧，液相分别送至东一联合站、哈一联合站。

3.2.3.2 开发指标预测

根据建设单位提供资料，本项目新建 10 口油井，单井最大产油 60t/d，气油比 836m^3/t，初期含水 29.48%。生产期为 15 年，主要指标设计见表 3.2-1。

表 3.2-1　评价方案主要指标设计表

时间	投产井（口）	日产油(t/d)	日产水(t/d)	日产气($10^4m^3/d$)	年产油（10^4t）	年产水（10^4t）	年产气（10^8m_3）	累产油（10^4t）	累产水（10^4t）	累产气(10^8m^3)	气油比（m^3/t）	含水率（%）	采油速度（%）	采出程度（%）
2022	8	352.10	147.18	29.45	12.85	4.39	1.07	187.07	26.07	21.59	836	29.48	0.68	9.83
2023	2	352.48	150.91	29.45	12.86	4.50	1.07	199.93	30.57	22.66	836	29.98	0.68	10.50
2024		333.03	146.06	27.84	12.16	4.36	1.03	212.09	34.93	23.69	836	30.49	0.64	11.14
2025		288.63	132.64	24.13	10.53	3.96	0.89	222.62	38.89	24.53	836	31.49	0.55	11.70
2026		242.06	116.62	20.24	8.83	3.48	0.76	231.46	42.37	25.29	836	32.51	0.46	12.16
2027		204.74	105.82	17.12	7.47	3.16	0.63	238.93	45.53	25.92	836	34.07	0.39	12.55
2028		174.03	96.12	14.52	6.35	2.87	0.54	245.28	48.39	26.46	836	35.58	0.33	12.89
2029		147.93	85.33	12.38	5.40	2.55	0.45	250.68	50.94	26.90	836	36.58	0.28	13.17
2030		125.73	77.51	10.50	4.59	2.31	0.40	255.27	53.25	27.26	836	38.14	0.24	13.41
2031		106.88	68.56	8.94	3.90	2.05	0.31	259.17	55.30	27.62	836	39.08	0.20	13.62
2032		90.85	60.74	7.60	3.31	1.81	0.27	262.48	57.11	27.89	836	40.07	0.17	13.79
2033		77.22	55.15	6.44	2.82	1.65	0.22	265.31	58.76	28.11	836	41.66	0.15	13.94
2034		65.63	48.81	5.50	2.40	1.46	0.18	267.70	60.21	28.33	836	42.65	0.13	14.06
2035		55.79	43.97	4.65	2.03	1.31	0.18	269.74	61.53	28.51	836	44.07	0.11	14.17

3.2.4 主体工程

主体工程主要为地面工程，包括井场、集输管线。

3.2.4.1 油气集输工程

依据哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）相关设计资料，现有转油站和联合站剩余处理能力满足新建产能要求，无需新建处理设施。

DH1-H16 井为气举油井，井场已建有 DH1-8-6 井至 DH1-H16 井气举管线，本次新建集输管线就近接入东一联合站 DH1-H13 井计量阀组，长度 1.228km，剩余接头满足接入要求，最终输送至东一联合站处理。

HA16-28 井为掺稀油油井，本次新建 H16-11 井至 H16-28 井掺稀油管线，长度 1.25km，掺稀后由 H16-28 井就近接入至 HA15-2 井集油阀组集输管线，长度 3.7km。HA15-2 井需新建一座 4 井式轮换计量阀组，输送到哈 15 转油站后集输至哈 6 联合站处理。

HA15-3C 井距离哈 15 转油站较近，因此就近接入哈 15 转油站集油管线 T 接点，长度为 0.32km，在 HA15-3C 井场新建一座 4 井式轮换计量阀组。采油井场井口产出的流体计量后，输送到哈 15 转油站后集输至哈 6 联合站处理。

RP7-H2 井、JY7-H7 井就近分别接入 JY7-6X 井集油阀组、1#清管站集油阀组，长度分别为 4km、2.6km，剩余接头满足接入要求，输送到热普转油站后集输至哈 6 联合站处理。

HA702-H2 井就近接入 HA701 井新建的 4 井式轮换计量阀组，长度 2.1km，接入阀组的流体计量后，新建集输支线输送至哈 6 联阀组站，长度 1.18km，最终在哈 6 联合站处理。

LN3-3-H15 井就近接入 2#集油阀组间（需扩建一座 9 井式轮换计量阀组），长度 4.6km，混合液共同输送至轮一联合站处理。

玉科 301 井场新建 315kW 加热节流撬、燃料气分液包、燃料气专用取气器、放喷管线等，对井口采出液进行气液分离，分离出的天然气进入 315kW 加热节流撬燃烧，加热后的流体新建集输管线接入玉科计转站，长度 4.4km，剩余接头满足接入要求，混合液共同输送至哈一联合站处理。

本项目管线共 25.378km 长。结合各区在产井生产情况，本工程有 5 口井（DH1-H16、RP7-H2、JY7-H7、HA702-H2、LN3-3-H15）采用电磁加热集输流程，1 口井（HA15-3C）预留电磁加热场地，先期采用自喷集输流程。集输管线主要工程内容见表 3.2-2。

表 3.2-2　主要工程内容表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	HA701 至哈 6 联阀组间集油支线管道	km	1.18	D100 4.0MPa 玻璃钢管
2	HA16-11 至 HA16-28 井场掺稀油管道	km	1.25	D80 25MPa 20G 无缝钢管
3	HA16-28、HA702-H2、LN3-3-H15 单井集输管道	km	10.4	D80 4.0MPa 玻璃钢管
4	DH1-H16、HA15-3C、RP7-H2 单井集输管道	km	6.148	D100 4.0MPa 玻璃钢管
5	JY7-H7 单井集输管道	km	2.6	D150 2.5MPa 玻璃钢管
6	玉科 301 单井集输管道	km	4.4	D150 2.5MPa 20G 无缝钢管
7	4 井式轮换计量阀组	座	3	
8	9 井式轮换计量阀组	座	1	
9	单井井口电磁加热炉	台	5	
10	315kW 加热节流撬	台	1	

管线施工方案内容主要为集输管线建设、通信光缆敷设及井场、站场配套设备安装，其中集输管线和通信光缆同沟并行敷设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；管道焊接及管道吹扫产生的废渣就近分别运至哈拉哈塘、塔河南岸、轮南的钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

3.2.4.2 试采工程

依据哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）相关设计资料，QiGu1-1X 和玉科 301 井油气基础资料见表 3.2-3。

表 3.2-3　QiGu1-1X 和玉科 301 井油气基础资料

井号	50℃密度（g/cm³）	50℃动力粘度 (mpa.s)	原油凝固点（℃）	含蜡量（%）	析蜡点（℃）	胶质（%）	沥青质（%）	总矿化度（mg/L）
QiGu1-1X	0.9174	3.682	-30	7.5	3.5	4.56	2.05	187800
玉科 301	0.8395	4.08	-11.5	11.76	4.8	5.58	4.62	112200

两口井附近没有可接入的阀组等装置，如果采用密闭集输工艺，需要建设长距离管线。根据油气基础资料，区域底层内原油粘度较大，油品适合掺稀生产。根据预测指标，从第三年开始逐步下降，需将采出液的温度升高到 95℃以上才能满足长距离输送的温度高于凝固点，超过管材的最高耐受温度，对管材的运行影响较大，能耗较高，出现环境风险的概率提高，经济成本远高于经济收益。综合考虑目前采用单井拉油的方式生产。

QiGu1-1X 井口产出的流体通过电磁加热器加热后接入抗硫卧式油气分离器撬和闪蒸罐分离气液，分离后的原油进入原油储罐，通过罐车拉运至东一联合站处理，分离出的天然气回用于加热节流撬，应急状态下的天然气接入火炬放空燃烧处理。

玉科 301 井口产出的流体接入加热节流撬加热后接入高压分离器橇，分离后的原油进入原油储罐，通过罐车拉运至哈一联合站处理，分离出的天然气接入火炬放空燃烧处理。

3.2.5 配套工程

配套工程包括供配电、自控、通信、道路、防腐、给排水等。

（1）供配电工程

区域内 10KV 配电网较为完善。除玉科 401H 外的 9 口老井均已就近引接供电高压电源 10kV 线路。玉科 401H 地处塔里木盆地腹地，区域内 10kV 配电网尚未建设齐全，先期采用柴油发电机供电，待后期配电网建设完善后接入。

（2）自控、通信工程

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

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

油田内部传输采用光纤以太网传输，井场、阀组数据就近分别接入哈15转油站、热普转油站、玉科计转站等，最终分别上传至东一联、哈6联、哈一脸、轮一联。

（3）道路工程

修复10口井进场道路3km，路基宽6m，砂石路面结构。单井道路从就近道路引接，充分利用现有道路。

道路施工方案内容主要为修复道路，道路主要施工内容包括施工准备、筑路材料的拉运、铺垫，路面平整，道路连接及收尾工序等。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工车辆尾气，其中路面平整和筑路材料倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为施工人员的生活污水，施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至就近联合站的生活基地污水处理系统处理；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为道路开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整。

（4）防腐保温

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

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

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

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

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 哈15转油站

哈15转油站于2013年10月投产，主要担负哈拉哈塘北部区块哈7、哈15、哈16片区油井的掺稀、集油、增压、分输等任务，目前管辖油井34口。该站采用气液两相分离工艺，含水油增压、升温后外输至哈6联，伴生气自压外输至哈6联。稠油井所掺稀油来自哈6联合站，经本站掺稀泵增压后通过掺稀阀组分配到各稠油井。哈15转油站担负所辖油井产液(含掺的稀油)的油气分离、集输任务，将含水油、伴生气分输至哈六联合站。该转油站设计转油能力为100×104t/a、目前33×104t/a，天然气集输规模50×104m3/d、目前22×104m3/d。原自治区环保厅以新环函〔2011〕1094号进行批复，原自治区环保厅以新环函〔2017〕1548号进行验收。

哈15转油站采用气液两相分离工艺，将单井来气液混合物分离为含水油和伴生气，含水油经外输泵增压再经外输炉升温后外输至哈6联合站，伴生气自压外输至哈6联合站。稠油井需要掺稀油，所掺稀油来自哈6联合站，经本站掺稀泵增压后通过掺稀阀组分配到各稠油井。本站采暖加热炉所需燃料用气由哈6联合站返输干气供应。

表3.2-4　哈15转油站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
含水油（t/d）	4000	1300	2700	24	可依托
掺稀油（t/d）	2750	1750	1000	30	可依托

3.2.6.2 热普转油站

热普转油站于2016年6月投产，是哈拉哈塘油田热普、金跃、跃满区块原油及天然气通往哈六联合站的重要枢纽，该站主要有原油预脱水、污水沉降处理、天然气增压、变配电、空氮站、消防、通讯、自控八大系统组成。主要功能进行油气分离、原油预脱水、原油增压输送、污水处理回注、伴生气增压输送。其中原油转油预脱水单元设计处理能力63×104t/a、天然气增压单元设计处理能力27×104m3/d、污水处理单元设计处理能力2000m3/d、卸油单元设计处理能力400m3/d。原自治区环保厅以新环评价函〔2015〕935号进行批复，塔里木油田分公司以油勘〔2018〕210号通过自主验收。

热普转油站采用油气水三相分离工艺，将站外来气液混合物分离为低含水油（含水≤10%）、含油污水和伴生气，低含水油（含水≤10%）经外输泵增压、加热炉升温后外输至哈6联合站；沉降出的含油污水去本站污水处理单元处理，污水处理采用一级沉降流程，污水处理后回注。伴生气经天然气除油器除油，去本站天然气增压单元，经压缩机增压后外输至哈6联合站。

表3.2-5　热普转油站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
转油（104t/a）	63	34	29	2.59	可依托
天然气集输（m3/d）	27×104	22×104	5×104	3.13	可依托

3.2.6.3 玉科计转站

玉科计转站采用撬装化设计，橇装化计转站具有单井油气计量、分离、加热、原油预脱水、原油增压输送、采出水回注、伴生气增压/自压输送等功能。规模按5×104t/a设计，无人值守。该计转站负责集输玉科区块产液。计转站的功能是接收辖区站外油井产液，计量、升温后进行三相分离，原油和天然气分别增压外输。 站外单井来液进油气分离缓冲罐，经气液分离，含水油外输泵增压进哈一联处理，天然气自压进哈一联合站。原自治区环保厅以新环函〔2016〕1264号进行批复，塔里木油田分公司于2020年12月通过自主验收并在阿克苏地区生态环境局进行备案。

表3.2-6　玉科计转站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
转油（10^4t/a）	5	3.4	1.6	0.91	可依托

3.2.6.4 东一联合站

东一联于1994年投产，是一个以处理原油为主的联合站。东一联主要流程为：东一联下辖各低压井来原油0.57MPaG进入东一联进站阀组，经过计量、分离、原油换热、脱水，外输；牙哈1转油站和东河4转油站来油气直接进生产汇管与低压井油气汇合。东一联站内分离器分出来的天然气在0.23MPaG压力下通过DN300的管线输送到东河天然气站。原国家环保局以环监〔1992〕435号进行批复，原自治区环保厅以新环函〔2014〕1394号进行东一联合站改扩建进行批复，塔里木油田分公司以油开字〔2018〕28号通过自主验收。

东一联各工艺系统设计规模及现状处理量统计详见表 3.2-7。东一联工艺流程图见图 3.2-2，东一联平面布置示意图见图 3.2-3。

表 3.2-7　东一联处理量情况统计表

东一联	处理规模	实际处理量	
原油处理能力	100×104t/a	22.04×104t/a	
污水处理系统	3000m³/d	1600～1800m³/d	
注水系统	3000 m³/d	注清水量	500m³/d
		处理达标污水注水量	1800m³/d
		合计	2300m³/d

东一联原油处理为两翼生产，即两列生产分离器（2002 年站内新加一列生产分离器，新生产分离器可以和任一旧生产分离器并联使用，分离器出原油可以进入任一列后续流程进行处理）、两列换热器、两列加热器、两列热脱水器。原油经处理达到合格原油的要求（含水率<0.5%）进入原油缓冲罐，由外输泵增压后外输。

从生产分离器、热脱出来的生产污水进入污水沉降罐，后通过污水提升泵增压进入污水处理系统，先进入水力旋流器除去一部分污油，在进入污水核桃壳过滤器，过滤污油及杂质，最后进入双滤料过滤器再次进行过滤，双滤料过滤器出来的污水达到油田注水水质指标后，进入污水注水罐。

表 3.2-8　东一联合站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
原油处理（104t/a）	100	22.04	77.96	1.83	可依托
采出水处理（m³/d）	3000	1800	1200	30	可依托

图 3.2-2　东一联工艺流程图

东一联合站平面布置示意图

3.2.6.5 哈 6 联合站

哈 6 联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水、回灌和油田总控制中心等功能。哈 6 区原油经脱水、脱 H2S 后，管道外输至轮一联。原油脱水采用稠稀油分质脱水工艺。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除 H2S、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至英东线并最终进入西气东输管道。由于哈 6 区原油、伴生气中的 H2S 含量高，伴生气考虑就地在哈 6 联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。自治区环保厅以新环评价函〔2011〕1094 号进行批复，自治区环保厅以新环函〔2017〕1548 号通过竣工环境保护验收。

哈 6 联平面布局见图 3.2-4。总体集输工艺见图 3.2-5，原油脱水、脱硫工艺原理流程见图 3.2-6。

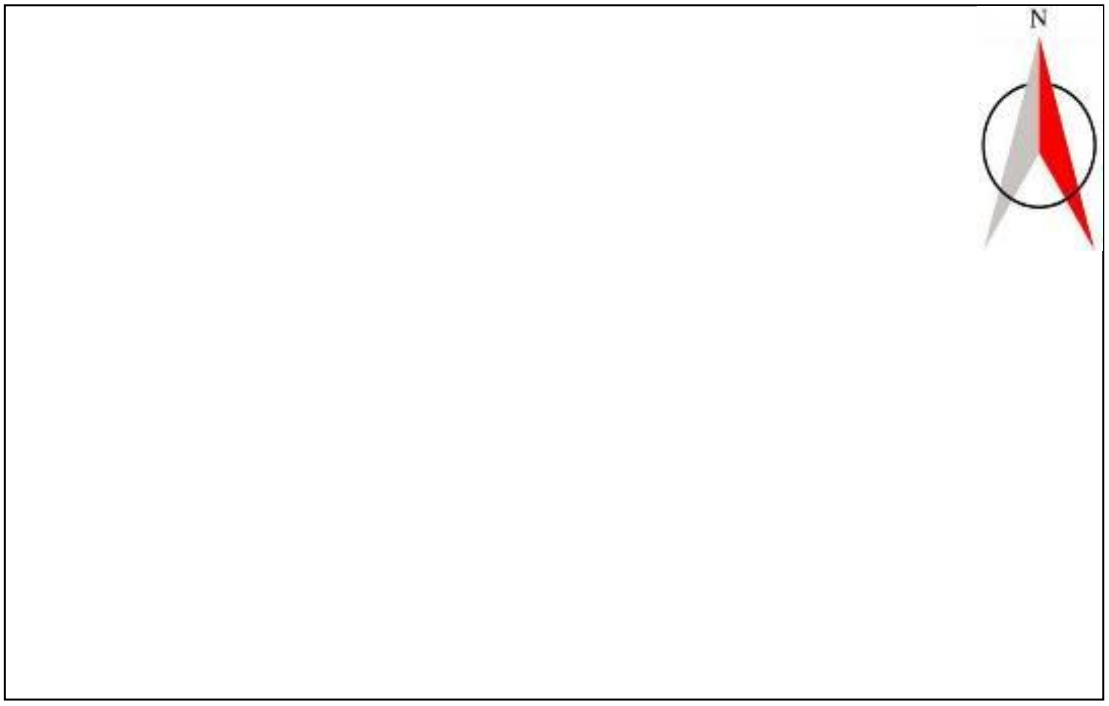


图 3.2-4　哈 6 联平面布局图

图 3.2-5　哈 6 联油气集输处理总工艺流程图

图 3.2-6　　哈 6 联原油脱水、脱硫工艺原理流程图

（1）原油处理工艺

原油脱水工艺流程描述如下：系统来稀油与稠油混合进入三相分离器预脱水，预脱水后的低含水油(含水10%)一部分为哈15转油站提供掺稀油及为北站所辖稠油井进行掺稀，一部分经预换热器管程与高温净化油换热，并由原油——导热油换热器换热至65℃后进入稠油缓冲罐缓冲，后经提升泵增压进气提塔脱硫，脱硫后的低含水高温原油进入热化学沉降脱水器进行二段脱水。脱水后的高温净化油(含水率不大于1%)进入换热器壳程与一段脱水后的低温原油换热，降温后的净化油进净化油缓冲罐，经增压进入外输管道输至轮一联。

三相分离器及热化学沉降脱水器脱出的天然气按不同压力等级调压、计量后输送去天然气处理装置处理，两级脱水器脱出的产出水去采出水处理单元处理后回注。

稠油脱H2S采用气提工艺。

（2）天然气处理工程

为满足天然气外输的要求，天然气需要进行脱硫、脱水脱烃处理。

①总工艺流程简述

原油二次脱水分离器来含H2S天然气与原油汽提塔来气汇合，经低压气压缩机增压至0.4MPa后，与原油一次脱水分离器来气汇合(0.4MPa，37℃)，经原料气压缩机增压至3.95MPa，经空冷器冷却至50℃，再与外输气换热冷却至3.9MPa、40℃，进入MDEA吸收塔脱出H2S和CO2，MDEA吸收塔塔顶出来的湿净化气采用低温分离法进行脱水脱烃处理，脱水后的净化干气增压至6.9MPa，经外输气管道外输至东河天然气站。产出的轻烃经轻烃泵增压至6.0MPa打入外输油管道中，酸气进入硫磺回收单元进一步处理。

②天然气增压

来自原油二次脱水分离器及原油气提塔顶低压气(0.15MPa，60℃)，经原料气预冷器冷却至50℃后，进入低压气分离器，在低压气压缩机入口分离器进行气液分离，气相通过低压气压缩机增压至0.4MPa。增压后的低压气冷却后与原油一次脱水来原料气汇合进入原料气压缩机入口分离器分离，气相井原料气压缩机再次增压至3.96MPa。增压后的原料气经原料气压缩机出口分离器分离、过滤器过滤分离后，进入MDEA吸收塔脱除H2S和CO2。

脱水脱烃后的干气经原料气冷却器换热后进净化气压缩机入口分离器缓冲，然后进入净化气压缩机增压至外输压力 6.9MPa，经净化气压缩机出口分离器分离、过滤器分离润滑油后进入外输阀组，通过外输阀组进入外输气管道外输。

增压单元原料气压缩机中体、压力排污罐收集的污水，汇入低压气分离器，污水通过污水泵增压后与原料气压缩机出口分离器、净化气压缩机入口、出口分离器凝液输至原油脱水、脱烃单元原油三相分离器汇管。

③脱硫单元

A.天然气脱硫吸收部分

经增压过滤后的含硫原料气(3.9MPa，40℃)，进入 MDEA 吸收塔的下部，与由塔上部进塔的 MDEA 贫液逆流接触，天然气中 H2S 及部分 CO2 被 MDEA 贫液吸收进入液相被脱出。吸收塔内共设有 24 层塔盘，在塔顶第 1 层、第 5 层和第 9 层分别设置贫胺液入口，用作调节塔的操作，以适应原料气中气质条件的变化，确保湿净化气的质量指标。脱硫后的湿净化天然气(3.85MPa，53℃)自塔顶经净化气分离器分离后去天然气脱水脱烃工段。

吸收塔底设有撇油设施，若塔底富液表面有烃类集聚，撇油时可通过提高塔底液位，将一部分烃类撇至撇油罐，送至胺液闪蒸罐处理，以避免重烃在塔底富液中累积。

B.富液闪蒸部分

吸收了酸性组分的 MDEA 富液(3.9MPa，63℃)经液位控制自吸收塔塔底排出，进入 MDEA 闪蒸罐进行闪蒸和气液分离，闪蒸压力为 0.5MPa，闪蒸出部分溶解的烃类气体，溶液中溶解的烃类在闪蒸罐内分离并撇出溶液系统。分离的闪蒸气去低压气压缩机入口。

C.MDEA 溶液再生部分

闪蒸后的 MDEA 富液(0.5MPa，63℃)，经过过滤系统除去溶液中的机械杂质和变质产物，然后进入贫富液换热器，与来自再生塔再生后的 MDEA 贫液(0.08MPa，119℃)进行换热，对贫液进行冷却。MDEA 富液温度升高至 90℃后由再生塔上部进塔，在塔内解析出酸性组分从而恢复脱硫活性称为 MDEA 贫液，由再生塔底部出塔。贫液出塔后先经过贫富液换热器冷却至 90℃左右，再进入胺液循环泵增压至 4.2MPa 后，进入贫液冷却器冷却至 50℃，进入吸收塔循环利用。

再生塔顶解吸出的酸气经塔顶冷凝器冷却至 50℃后进入酸气分离器，分出的酸气输至硫磺回收单元，分出的液相经再生塔顶回流泵增压后返回到再生塔顶部。

再生塔富液进料口以下设 20 块塔盘，用于富液的气提，进塔口以上设 3 块塔盘，用于酸气的洗涤以降低溶剂的蒸发损失。再生塔设塔底重沸器，热源为导热油，塔底加热温度为 119℃。

D.硫磺回收

硫磺回收装置采用单塔流程，溶液在吸收氧化塔内自循环。酸气进入该系统前，经过酸气分离器分离，气体中的冷凝物和少量液体被去除，避免大量的 MDEA 胺液进入吸收氧化塔。吸收氧化塔内酸气通过多组喷头均匀分布到整个吸收区，从喷头喷出的酸气与向下流动的配比溶液反应，生成上浮的泡沫，吸收硫化氢气体，从而产生单质硫，同时铁离子由三价变成二价。尾气从内筒底部排出，大部分硫磺沉淀物沉淀到容器锥形部位。

来自鼓风机的空气进入吸收氧化塔，通过多个喷头，被均匀分布到整个氧化塔的横截面上。气泡在上升的过程中，遇到由吸收区排出的反应后的催化剂配比溶液，再生铁离子催化剂。未经反应的空气上升到吸收氧化塔上部的蒸汽空间，与尾气会和。这部分气体通过吸收氧化塔顶部排入大气。放空气体主要成分是空气、二氧化碳和水蒸气。

固体硫磺形成于吸收塔内筒，并沉淀于容器的锥形部位。为防止硫磺粘附在锥形容器壁上，吸收氧化塔锥体部分设有吹扫管线，提供吹扫风，使硫磺悬浮于硫磺浆泵进料口处，空气吹扫通过定时器控制。真空带式过滤机停止运行时，硫磺泵把硫磺浆从吸收氧化塔锤形底部抽出，再循环输送至吸收氧化塔顶部。溶液通过喷射泵循环返回至吸收氧化塔顶部，并根据溶液的温度来选择加热或者冷却；将溶液温度始终控制在 55℃以下，比酸气温度至少高 2～3℃。所有催化剂通过从吸收氧化塔顶部延伸至溶液液面以下的集束管进行添加。硫磺浆从吸收氧化塔的锥形部位被抽出，通过硫磺浆泵输送至真空带式过滤机。真空泵通过真空抽动和过滤马达驱动使滤布滚动，同时空气将硫磺浆吹干，形成硫磺饼。过滤后的配比溶液由滤液分离器收集，并由过滤机泵打回吸收氧化塔内。

（4）脱水脱烃单元

A.低温分离部分

脱硫后的湿净化气(3.85MPa，53℃)进入一级贫富气换热器与出二级贫富气换热器干气进行换热，换热后温度降为 30℃，进入一级分离器分离，气相加入质量分数为 80%的乙二醇防冻剂，经二级贫富气换热器与出二级分离器干气换热至 16，最后进入丙烷蒸发器冷却至-20℃，进入二级分离器进行天然气、轻烃、乙二醇水溶液三相分离。脱水脱烃

后的天然气(3.78MPa，-20℃)自二级分离器顶部出来，经二级换热器、一级换热器换热后，去增压单元。

二级分离器分离出的轻烃进入脱乙烷塔顶部，脱乙烷塔只有提溜段，没有精馏段，轻组分自塔顶馏出，塔底设重沸器，采用导热油加热，塔底温度为 102℃。塔顶气相去轻烃/干气换热器，与塔底轻烃换热至 82℃去燃料气系统，塔底轻烃被冷却至 66℃，经轻烃泵增压至 6.0MPa 打入原油外输管道中。

脱硫后天然气分为两路，一路约 2.2×104Nm3/d 的净化气去原油气提塔作为原油气提原料气，另一路进入脱水脱烃单元。本方案采用低温冷冻法脱除天然气中的重烃，所需冷量由丙烷制冷系统提供，为防止结冰加入乙二醇，丙烷蒸发温度为-30℃，冷量为 1260kW。根据乙二醇水溶液的冰点，确定乙二醇加入时体积分数为 80%，返回时乙二醇体积分数为 60%，以保证防冻效果最好。

B.丙烷制冷部分

丙烷经压缩机压缩至 1.607MPa、70.5℃，经出口空冷器冷却至 50℃成为液态丙烷。液体丙烷一次进入丙烷虹吸桶、储液器，然后进入经济器，通过引出一小股丙烷进行节流制冷，将液体丙烷过冷至 3.6℃，节流换热气化的小股丙烷在 0.325MPa 下返回丙烷压缩机的中间级。经济器过冷后的液体丙烷，经节流阀节流至 0.102MPa、-25℃，进入满液式蒸发器/气液分离器，气化为气态丙烷，并将管程天然气冷却至-20℃。气态丙烷进入压缩机入口气液分离器，分离出游离液体后在 0.102MPa、-23℃下进入丙烷压缩机，完成丙烷制冷系统的循环。

C.乙二醇再生部分

二级分离器分离出的富乙二醇水溶液，去乙二醇再生塔顶部冷凝器与塔顶气进行换热，换热至 19℃后进入贫富乙二醇换热器，被塔底贫乙二醇加热至 102℃，去乙二醇闪蒸罐闪蒸出溶解烃类，闪蒸压力为 0.3MPa，闪蒸气相回低压气压缩机入口，乙二醇富液经过乙二醇预过滤器，除去溶液中的机械杂质，过滤后的溶液进入乙二醇活性炭过滤器，除去溶液中的降解产物，最后进入乙二醇过滤器，除去微小的活性炭粉末和固体杂质，过滤后的乙二醇进入再生塔进行再生。富乙二醇进入再生塔填料段，塔底重沸器加热热源为导热油加热，塔底温度 129℃，使富乙二醇中大部分水分汽化，并携带部分乙二醇上升至填料段。塔顶气相经顶部冷凝器与低温乙二醇富液换热，冷却至 102℃，冷却后的液体回流至塔内，水蒸气则排入大气。塔底重沸器的贫乙二醇靠重力进入到乙二醇储液罐

中，然后进入贫富乙二醇换热器与富乙二醇换热，被冷却至 40℃，最后进入乙二醇循环泵升压至 5MPa，注入到冷冻前湿净化气中，实现乙二醇的循环利用。

（5）燃料气系统

燃料气来源包括：①经脱水脱烃处理后未增压的净化天然气(3.71MPa、40℃)；②脱水脱烃装置脱乙烷塔塔顶气(1.3MPa、82℃)；③开工或站内天然气处理装置停产时由站外管道引气。

燃料气供气对象包括：导热油炉、哈 601 转加热炉、哈 15 转加热炉、食堂以及火炬用气。

处理后的净化气经压力调节阀至 1.3MPa 与脱乙烷塔来气混合，继续调压至 0.5MPa，进入燃料气缓冲罐，经总计量后分别为用气单元供气。每个用气点根据各自需求进行调压和计量。

（6）天然气放空

哈六联合站设置高压放空和低压放空两套放空管网。火炬系统包括 1 套 45×104m3/d 高压火炬系统和 1 套 6.1×104m3/d 低压火炬系统。

高压放空系统：一级增压后的原料气、二级增压后的原料气、脱硫装置、脱水脱烃装置、三级增压后的净化气、燃料气系统需紧急放空时排入高压放空系统，要求放空阀后压力不大于 0.2MPa，系统最大放空量设计为 45×104m3/d。从站内接出的 DN250 高压放空管线，架空敷设至分液罐区，进入火炬高压分离罐，分离出大于 300μm 的液滴后，加工敷设至火炬区的高压火炬筒体进口处。分液罐分离出的污水，进入压力排污罐后输送至站内排污系统。

低压放空系统：原料气一级增压前的天然气、硫磺回收的放空气需紧急放空时排入低压放空系统，要求放空阀后压力不大于 0.1MPa，系统最大放空量设计为 6.1×104m3/d。从站内接出的 DN150 低压放空管线，加工敷设至分液罐区，进入火炬低压分液罐，分离出大于 300μm 的液滴后，架空敷设至火炬区的低压火炬筒体进口处。分液罐分离出的污水，进入压力排污罐后输送至站内排污系统。

火炬设施所需的燃料气来自站内燃料气系统，与放空管线平行敷设，至火炬区的燃料气阀组。

（7）供热系统

哈六联合站导热油供热单元主要满足厂内工艺生产所需导热油、工艺伴热及采暖热水、天然气处理装置所需脱盐水。

哈六联合站内导热油总用热负荷为 11.715MW，工艺伴热及采暖热水负荷为 2.05MW，脱盐水用量为 4t/h。根据用热负荷情况，导热油供热单元设置 3 台 6MW 导热油炉，2 用 1 备，外供 200℃导热油满足工艺生产及采暖用热，考虑油田的持续开发，供热单元预留 1 台 6MW 导热油炉位置。工艺伴热及采暖热水系统采用导热油换热方式，设置 2 台 U 型管式油——水换热器，满足站内工艺伴热及采暖用热。同时供热单元设置 1 套脱盐水处理装置，处理为 6t/h，满足天然气装置脱盐水需求。

3 台导热油炉及附属设备循环油泵、膨胀油罐、储油罐、氮气密封灭火装置、充填泵均室外布置，设置在导热油炉区内。

导热油炉燃料为干天然气(0.1～0.3MPa)，经调压计量后送至导热油供热单元区域。导热油炉设全自动天然气燃烧器，配备有火焰监测、自动点火、熄火保护、超温保护、燃气低压保护装置。燃气阀组设置在炉前防雨棚内。每台炉燃烧器前设堵断放空措施，燃气支管道上设快速切断阀，以备紧急事故状态下，及时切断气源。

导热油系统为机械闭式循环系统，各系统回油经循环油泵增压，进入导热油炉加热至 200℃分三路供出，其中一路供天然气处理单元用导热油，一路供原油脱水单元用导热油，一路供油——水换热器加热工艺伴热及采暖热水。导热油供回油干管之间设置压力平衡阀，保持系统供油压力稳定。

到任由系统采用高架膨胀油罐为系统补充油品，保持系统压力稳定。利用 1 台充填泵向系统充油。装置检修时，系统中的导热油可利用充填泵抽回至储油罐内储存。导热油系统设置氮气密封灭火装置，保持膨胀油罐与储油罐密闭，与空气隔离。当导热油炉发生火警时，可快速向炉体内冲入氮气灭火。

热水系统为机械闭式循环系统，工艺伴热及采暖回水(65℃)至回水缸，经除污器过滤、循环水泵加压进油——水换热器加热至 85℃，送至分水缸分三路供出，其中一路供站内所有单体采暖用热，一路供站内工艺伴热用热，一路供站外倒班公寓采暖用热。

表 3.2-9　哈 6 联合站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
原油处理（104t/a）	100	68	32	6.03	可依托
天然气集输（m3/d）	45×10^4	30×10^4	15×10^4	3.45×10^4	可依托
采出水处理(m^3/d)	3000	1000	2000	75	可依托

3.2.6.6 哈得一联合站

本项目原油、天然气、采出水依托哈得一联合站处理。

采出物经哈得 1 计转站、哈得 2 计转站采用油气水三相分离工艺，单井及计量阀组来气液混合物分离为含水油、含油污水和伴生气，低含水油经外输泵增压后外输至哈得一联合站，含油污水经污水处理单元处理后回注，伴生气外输至哈得一联合站。

（1）基本情况

哈得一联合站是哈得油田第 2 座多功能大型沙漠油气集中处理站，地处塔克拉玛干沙漠边缘，距哈四联西北 7.0km，占地面积 3.5×104m3，哈得一联合站包含在哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程中，原新疆维吾尔自治区环境保护局 2005 年 4 月 26 日以（新环自函〔2005〕161 号）予以批复，于 2007 年 10 月 16 日以（新环监验〔2007〕31 号）通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收。

设计原油处理规模 145×104t/a，天然气处理规模 200×104Nm3/d，含油污水处理规模 5000m3/d，注水规模 3050m3/d，清水处理能力为 90m3/d（消防用水、生活用水）。

（2）平面布置

哈得一联合站由大庆设计院设计，大庆油建承建，以“简单、实用、国产化”为宗旨进行设计建设，具有设备选型先进可靠，站内布局分类明晰紧凑， 功能区相对独立、流程简化、密闭、安全等特点。站内平面布置详见图 3.2-7。

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

（3）工艺流程

①原油处理流程

原油处理流程见图 3.2-8。

②天然气处理流程

哈得区块、哈得一联合站的低压湿气(0.1MPa，20℃)经集配气阀组，与原油气提塔顶低压气(0.15MPa，60℃)、乙二醇闪蒸罐闪蒸气、轻烃闪蒸罐不凝气等混合后进低压气

图 3.2-7　哈得一联合站平面布置图

图 3.2-8　哈得一联合站原油处理工艺流程简图

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

③含油污水处理流程

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

含油污水处理流程见图 3.2-9。

图 3.2-9　哈得一联合站含油污水处理工艺流程简图

（4）依托可行性分析

表 3.2-10　哈一联合站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
原油处理（10^4t/a）	145	76.5	68.5	3.1	可依托
天然气集输（104m^3/d）	200	119.2	80.8	/	/
采出水处理(m^3/d)	5000	4200	800	30	可依托

3.2.6.7 桑南处理站

（1）基本情况

桑南油气处理站集原油集输、天然气净化处理、采出水回注为一体，1993年10月原油处理装置投产（原桑转站），2005年4月天然气净化装置投产，主要接收桑塔木油田5座计量站、2座集气站、1座转油站及站外单井的来液。桑南油气处理包含在桑南凝析气田开发建设工程中，自治区环保厅以新环自函〔2004〕420号进行批复，新疆环境监测总站编制竣工环保验收报告，自治区环保厅以环自验〔2006〕10号通过验收。

（2）工艺流程

原油处理系统：桑南油单元处理能力50×104t/a，主要负责接收处理桑塔木油田1#-5#计量间来油以及解放渠东油田来低含水油，同步处理气单元分离出的凝析油，经脱水换热器升温后，进入三相分离器进行油气水分离，原油脱水至≤0.5%，经事故罐后再加热、增压外输至轮一联。桑南站工艺流程见图3.2-10。

图 3.2-10　桑南站工艺流程图

天然气处理系统：桑南气单元是塔里木油田第 1 套天然气脱硫酸性处理系统，处理能力 150×104m³/d。低压天然气进站后，经计量、分离、增压后和高压天然气混合，统一进入原料气分离器和过滤分离器，再进入 MDEA 循环吸收塔进行脱硫，塔顶净气经丙烷蒸发制冷、低温分离进行脱水脱烃，干气输往轮南，MDEA 富液进入再生塔再生，同时为防止脱水脱烃过程中形成水化物，加入乙二醇进行防冻，配套有乙二醇再生装置；脱出的轻烃掺混进原油管道统一外输至轮南。

采出水处理系统：于 2000 年底建成。采出水处理系统设计规模 3100m³/d。含油污水在 3000m³沉降水罐重力沉降后，进入 200m³注水罐最终回灌地层。采出水处理站目前运行良好，能满足生产的要求。

工艺流程为：来水→污水接收罐→重力沉降罐→注水罐→注水站。

目前实际处理能力为 3100m³/d，满足本次采出水处理的要求。

桑南站主要技术指标见表 3.2-11。

表 3.2-11　　桑南站内主要技术经济指标表

序号	指标类型	单位	数量	备注
1	原油处理负荷率	%	21.0	
2	天然气处理负荷率	%	20	
3	原油密闭集输率	%	100	
4	拉油率	%	0	
5	原油稳定率	%	0	
6	水处理系统负荷率	%	87.1	
7	脱硫、脱烃系统负荷率	%	20	
8	外输泵运行时率	%	24	
9	注水泵运行时率	%	63.9	
10	低压压缩机运行时率	%	75.3	

（3）依托可行性

表 3.2-12　桑南处理站依托可行性分析

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
原油处理（10⁴t/a）	50	12.7	37.3	1.83	可依托
天然气集输（10⁴m³/d）	150	32	118	/	/
采出水处理(m³/d)	3100	1230	1870	30	可依托

3.2.6.8 哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站

东河油田 2017 年后产生的钻试修固废及废水运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，该处理站位于沙雅县东北部(简称“环保站”)，分南北两个站址，

其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为。该站是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函〔2016〕1626 号)。环保站处理工艺简介如下：

钻井聚磺泥浆体系固废处理

设计固废处理能力 120m³/d，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的，处理后的固体废物可满足新疆维吾尔自治区地方标准：《油气田钻井固体废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、固废封场覆土及自然坑洼填充材料等。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 2.1-11。

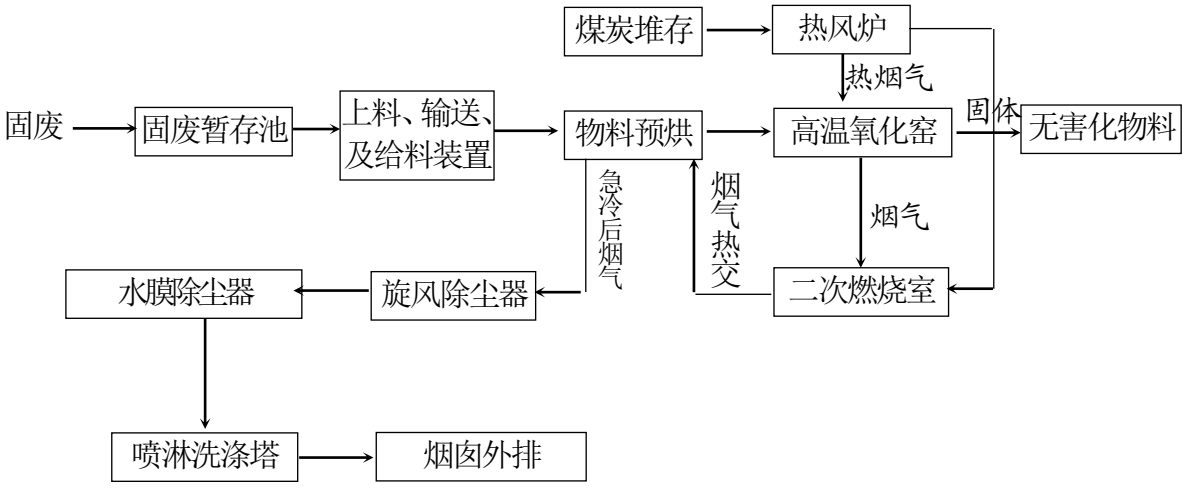


图 2.1-11　　环保站钻井聚磺泥浆体系固废处理工艺流程图

钻试修废水处理

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即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中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标》(Q/SY TZ 0466-2016)生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。

废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序，本次评价主要针对上述主体工序进行分析，具体流程见图 2.1-12。

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理规模为钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 120m³/d，钻试修废水处理规模 300m³/d。

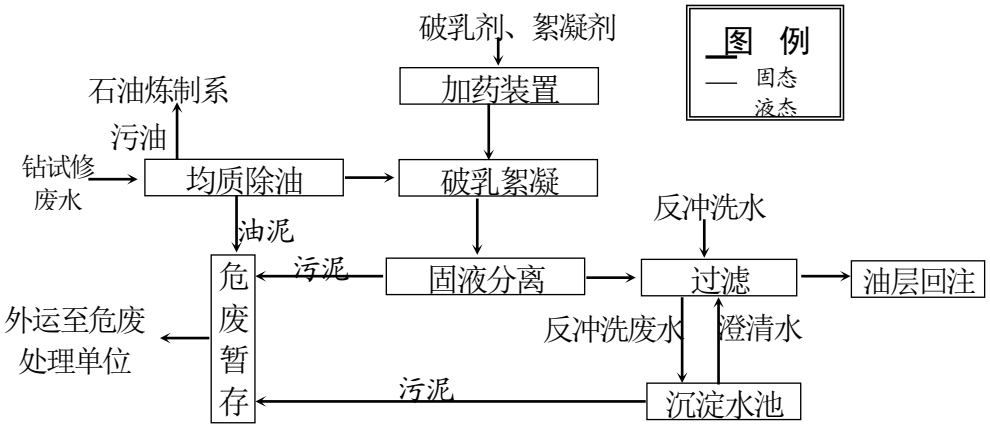


图 2.1-12　　环保站钻试修废水处理工艺流程图

（2）依托可行性

表 3.2-13　哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站适应性分析表

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
聚磺泥浆体系固废处理（m³/a）	43800	39600	4200	/	/
钻试修废水处理（10^4m³/a）	10.95	8.77	2.23	0.152	可依托

3.2.6.9 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。站址西部由北向南依次为 2 座 10000m3 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 10000m3 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。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 150m3/d。自治区环保厅以新环评价函〔2016〕1626 号进行批复，塔里木油田分公司以油质安〔2019〕6 号通过自主验收。

（2）依托可行性

表 3.2-14　塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站适应性分析表

站场	名称	设计容	拟建工程实施后需求量(m³)	适应性

		量(m^3)	现状	剩余	本项目	
塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	污水蒸发池	20000	15000	5000	152	可以满足

3.2.6.10 轮南油田钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

轮南钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于轮台县轮南镇，主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函〔2016〕1626 号)，2020 年 6 月 25 日取得巴州生态环境局的验收核查意见(巴环评函〔2020〕220 号)。

2017 年 11 月 30 日开始投用，处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水，处理钻井聚磺泥浆体系固废 120m3/d（43800m3/a），处理钻试修废水 500 m3/d（182500m3/a），处理后的固相用于铺设油田道路、井场、填埋等。站内有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置和一套撬装化钻试修废水处理装置，站内辅助工程为钻井聚磺泥浆体系固废暂存池、污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。

（2）处理废物

①钻井聚磺泥浆体系固废

本项目钻井聚磺泥浆体系固废主要包括两个来源：各区块开发过程中历史遗留（2015 年 1 月 1 日之后打井产生）的聚磺泥浆体系固废（目前在各钻井区泥浆池内暂存）及拟实施的钻井作业点产生的聚磺泥浆体系固废，其成分为钻井岩屑和废水基聚磺泥浆。其中钻井岩屑主要为钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成的岩屑，经泥浆携带至地面后经振筛分离出来；废水基聚磺泥浆为泥浆循环利用多次后排出的废弃物，其中含有粘土、水、油、加重材料等基本组分及无机化学助剂、有机处理剂等改善钻井液性能的其他物质。其中有机处理剂包括木质素磺酸钠、羧甲基纤维素钠、十二烷基磺酸钠、丙烯磺酸、淀粉类、褐煤、腐殖酸及其改性材料、酚醛树脂类、油类及沥青类及表面活性剂等可能对土壤和地下水环境造成污染的高分子有机物质。

②钻试修废水

本项目拟处理的钻试修废水主要来自于目前各区块井点试井、修井及周边拟实施的井点在钻井、试井及修井过程产生的废水，主要包括钻井过程中泥浆分离废水、试井和修井过程中产生的酸化压裂废水及采出液分离废水。

（3）处理工艺

①钻井聚磺泥浆体系固废处理

本项目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。该工艺路线中物料走向包括固废暂存池——上料装置——输送装置——给料装置——物料预烘——高温氧化窑，烟气走向包括二次燃烧室——烟气急冷（物料预烘）——旋风除尘——水膜（或袋式）除尘——洗涤塔——烟囱排放。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。

②钻试修废水处理

处理的废水主要为各区块油田钻试修产生的废水(包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废水)，拟采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即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中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》的生产回注水质指标要求，用于各站址所在作业区油田油层回注用水。该废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序

该站处理工艺流程示意图如下：



（4）依托可行性

轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水，该站处理钻井聚磺泥浆体系固废 120m3/d（43800m^3/a），处理钻试修废水 500 m^3/d（182500m^3/a），本次钻井期间产生磺化泥浆 5250.08 m_3，轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理能力满足，可进行依托。

表 3.2-15　轮南钻试修废弃物环保处理站适应性分析表

依托设施	设计能力	现状处理量	剩余处理能力	本次新增处理需求	可依托性
聚磺泥浆体系固废处理（m^3/a）	43800	31200	12600	/	/
钻试修废水处理（10^4m^3/a）	18.25	12.33	5.92	0.152	可依托

3.2.6.11 塔里木油田绿色环保站

（1）基本情况

本工程的含油污泥运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东，2011 年投入运营，占地面积 18560m2，设计处理能力 10500m3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m3 含油污泥储存池一座。由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号 6528220033）总组织承包和运营。轮南绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，2010 年取得原自治区环保厅《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买潜山油藏地面工程环境影响报告书的批复》（新环评价函[2010]251 号），2014 年取得原自治区环保厅《关于英买潜山油藏地面

工程竣工环境保护验收意见的函》（新环函[2014]673）通过验收。2017 年取得原自治区环保厅《关于塔里木油田绿色环保站 3 万方含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书的批复》（新环函[2017]2019），2020 年 11 月日完成自主验收。

塔里木油田绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的还原土中重金属等毒性成分低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 毒性物质鉴别》（GB5085.5-2007）中各项毒性鉴别指标，并达到《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内道路铺设及井场填坑。

（2）工艺流程

工艺流程如下：含油污泥由各产生单元送储存池，经抓斗送振动筛进行分选，5cm 以上的石块及其它杂物通过导流槽进入清洗池，清洗后送污泥干化场；筛下物进入粗料池。粗料池中的油泥分别在回旋式混合机与药剂混合粉碎，在一级粗料洗涤机、二级粗料洗涤机中洗涤，在细料分选筛中分选，选出 5mm-0.5mm 的细砂，经检验合格后送污泥干化棚。

冲洗分选过程中产生的浮油进油水分离罐，含水油泥加药剂后进行三相分离和泥浆压滤，泥土经检验合格后送污泥干化棚。上清液回用到工艺中。工艺中回收的浮油全部进油水分离罐，得到的油送联合站外输，产生的废水全部回用于工艺。处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3－2007）无害化标准要求后，送处理厂周围无植被平铺堆存。

工艺流程简图见图 3.2-13。

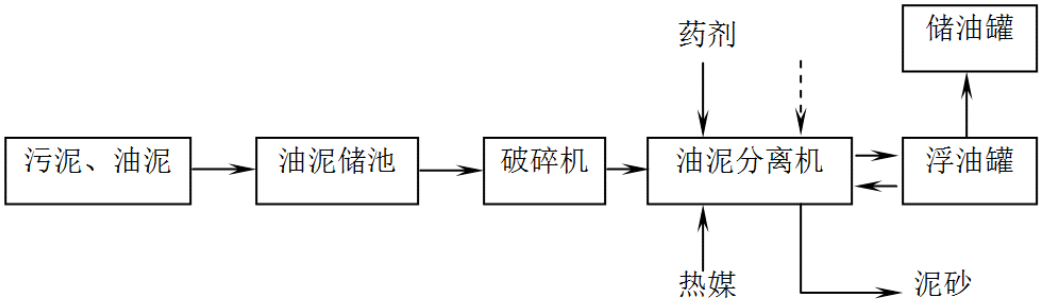


图 3.2-13　　绿色环保站处理流程简图

（3）依托可行性

绿色环保站现状满负荷运行，根据生产状况，2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 3×104m3 含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥 3×104m3(4.5 ×104t)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 4.05 ×104m3(6.075 ×104t)。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于《塔里木油田绿色环保站 3 万含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019 号）。2020 年 11 月日完成自主验收。

绿色环保站含油污泥总处理能力达到 6.075 万 t，目前现状处理量为 2300t，本工程含油污泥产生量约为 22t/a，塔里木油田绿色环保站完全可以满足需求。

3.3 工程分析

3.3.1 环境影响因素分析

本项目油田建设可分为施工期、运营期和闭井期三个阶段。

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。闭井期后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于施工期和运营期的建设活动。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 3.3-1。

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	
	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	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

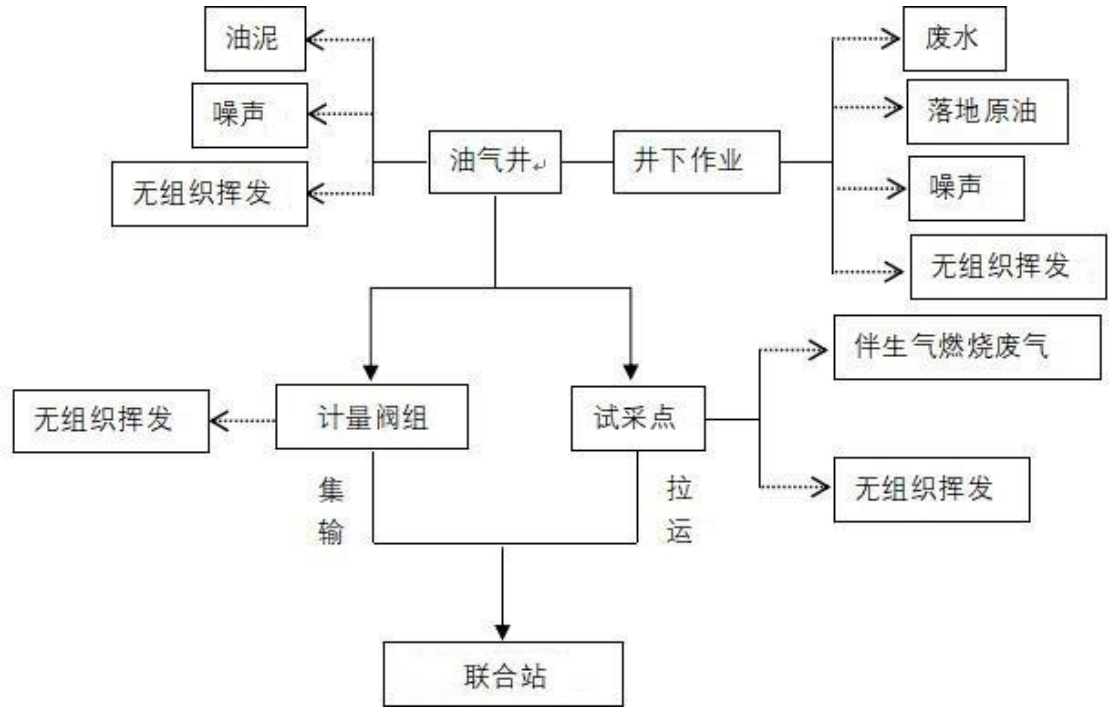


图 3.3-1　油田开发过程污染物排放流程

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.3.2.1 生态影响因素

本项目修建 3km 井场道路，因此，生态影响主要体现在井场、管线建设阶段，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及道路占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、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。

项目修复井场道路约有 0.8km 位于公益林区，均为国家二级公益林区，项目所在区域分布的重点公益林类型主要为灌木林地，本项目修复井场道路至最近的油田公路，减少井场道路开挖长度，严格控制道路占地面积；在道路施工建设过程中，采用砂石路面，沿线土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。在道路路面进行压实或砾石覆盖可减轻此类影响。在道路选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。结合现场植被覆盖度实际情况，充分利用原有道路，优化道路选线，减少占地。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。施工前剥离表层土壤，并将其保护用于临时占地等生态恢复。

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。井场占地面积在单井批复占地范围内，根据估算，本项目总占地面积 35.42hm^2，其中永久性占地面积为 5.32hm^2，临时占地面积 30.1hm^2，详见表 3.3-2。

表 3.3-2　项目生态环境现状调查表

序号	建设项目	面积(hm^2)		占地类型	公益林类型	土壤沙化	生态红线	备注
		永久占地	临时占地					
1	井场	3.52	10.4	LN3-3-H15、和 JY7-H7 和玉科 301 井占用有林地、RP7-H2、HA702-H2 井占用一般耕地、玉科 401H 占用未利用地，其余井占用中覆盖度草地，无保护植物分布	LN3-3-H15、和 JY7-H7 井占用国家二级公益林，玉科 301 井占用地方公益林，主要为柽柳	根据《新疆第五次沙化监测报告》，本项目不涉及沙化土地	JY7-H7临近，最近距离 185m	部署井场 10 座，单个井场总占地 80m×130m，其中永久占地面积 2400m2（单井拉油 80 m×100m，集数井 40m×60m），临时占地面积包括 2 座放喷池 300 m2，设有效容积为 300m3 的应急池 1 座等
2	管线	0	19.1	主要占用中覆盖度草地、一般耕地、灌木林地，无保护植物分布	LN3-3-H15、和 JY7-H7 井占用国家二级公益林，玉科 301 井占用地方公益林，主要为柽柳			单井集输管线 24.1km，临时占地宽度 8m，涉及公益林段宽度 6m
3	道路	1.8	0.6	依托现有井场道路，主要占用中覆盖度草，无保护植物分布	涉及国家二级公益林主要为柽柳			总长度 3km，砂石路面，路基宽度 6m，按永久占地宽度计。道路两侧各 1.0m，按临时占地计。
	合计	5.32	30.1					

3.3.2.2 施工期污染源分析

本次开发期主要污染来自地面工程建设中设备、物料装卸、运输中产生的扬尘、运输车辆尾气排放、施工废水、管线施工土方、施工队生活垃圾和生活污水等，平整场地和施工开挖破坏地表、植被等。

（1）废气污染源

① 施工粉尘

建筑施工活动所产生的粉尘与施工面积和施工水平有关，按照类比调查结果，在施工现场下风侧 50m 外，施工所产生的粉尘浓度可降至 1mg/m3 以下。进出施工场地的运输车辆也会造成施工场所地面粉尘浓度的升高，其引起的扬尘对

路边 30m 范围之内影响较大，且形成线源污染，路边 TSP 浓度可达 10mg/m3 以上。

② 车辆尾气

建设期各类工程及运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，平均每辆车日耗油量为 11.52kg/d，平均每辆车日排放 CO 0.157kg/d，烃类物质 0.269kg/d，NO2 为 0.723kg/d，SO2 为 0.008kg/d。本工程开发施工期各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO2 为 5.78kg/d，SO2 为 0.064kg/d。本次建设期以有效施工期 15d 计，则建设期施工车辆排放的污染物总量为：CO 18.9kg，烃类 32.25kg，NO2 86.85kg，SO2 0.96kg。

开发期施工机械、车辆大气污染物排放情况详见表 3.3-3。

表 3.3-3　施工机械、车辆大气污染物排放统计表　（单位:t）

污染源	污染物排放量(kg)			
	CO	烃类	NO2	SO2
车辆尾气	18.9	32.25	86.85	0.96

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为清管废水和生活污水。

①清管废水

管道工程分段试压前应采用清管器进行清管，并不应少于两次。清管扫线应设临时清管器收发设施，并不应使用站内设施。清管使用聚氨脂皮腕型电子定位清管器。清管扫线的合格标准：管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，本工程共产生试压废水 3600m3，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放。

②生活污水影响分析

施工人员按 50 人计，每人每天生活用水按 100L 计算，用水天数为 50d，则施工期间生活用水总量为 250m3。生活污水产生量按用水量的 80%计，则施工期间生活污水总产生量为 200m3。生活污水中主要污染物为 COD、NH3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至各井场就近的联合站生活基地污水处理系统处理。相关联合站情况见表 3.3-4。

表 3.3-4　依托站场环评及验收情况一览表

序号	站场	环评情况	验收情况	备注
1	哈 1 联合站	2005 年 4 月 26 日，取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 16 日，取得原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环保验收合格的函，新环监验〔2007〕31 号	
2	哈 6 联合站	2011 年 11 月 18 日，取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2011〕1094 号	2017 年 10 月 1 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环保验收合格的函，新环函〔2017〕1548 号	
3	桑南处理站	2004 年 10 月 15 日取得自治区环保局批复，新环自函〔2004〕488 号	2006 年 10 月 10 日取得自治区环保局验收意见：环自验〔2006〕12 号	
4	东一联	1992 年 12 月 12 日取得原国家环保局批复，环监〔1992〕435 号	已完成自主验收	

（3）固体废物污染源

①施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建集输管线长度约 24.1km，产生的施工废料为 4.82t，施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至周边固废填埋场。

②生活垃圾

施工队伍按 50 人计，每人每天产生 0.5kg 生活垃圾，施工期约 50 天，则施工期间产生生活垃圾 1.25t。生活垃圾集中收集后拉运至就近县城生活垃圾填埋场。

③土石方

本项目管线约为 24.1km，管线施工宽度为 2m，深度为 1.2m。根据油田提供资料类比，本项目共开挖土方 57840m3，回填土方 57840m3，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。本项目土石方平衡见下表 3.3-5。

表 3.3-5　土方挖填方平衡表　单位：万 m3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	5.78	5.78	0	0	0	—

（4）噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、柴油发电机（备用）、泥浆泵等，声强一般在90－105dB(A)，见表3.3-6。

表3.3-6　钻井设备主要噪声源

序号	设备名称	声源强度，dB(A)
1	柴油机（备用）	105
2	钻机	98
3	泥浆泵	90

（5）施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表3.3-7。

表3.3-7　施工期污染物排放汇总

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	地面工程	建设期废气	施工扬尘	/	环境空气
			车辆尾气	/	
废水	地面工程	管道试压水	水量	3600m³	清净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放
		生活污水	COD、NH3-N、SS	250m³	井队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至各井场就近的联合站生活基地污水处理系统处理
固体废物	地面工程	施工废料	施工废料	4.82t	统一收集后拉运至周边垃圾填埋场
		生活垃圾	/	1.25t	集中收集后拉运至就近县城生活垃圾填埋场。
噪声	地面工程	施工机械	/	90-105	声环境

3.3.3 运营期环境影响因素分析

3.3.3.1 废水污染源

（1）采出水

根据开发指标预测，本项目估算采出水最大量约为45000t/a；本项目采出水依托各井场就近联合站处理达标后回注。

（2）生活污水

运营期无新增工作人员，由管理单位内部调剂解决，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《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排（产）污系数清单》（公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-8），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3 -8　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

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据表 3.3-9 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，则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；本项目共部署 10 口井，则每年产生井下作业废水 380.2t、化学需氧量 0.52t、石油类 0.09t。集中收集分别就近进入所在区块的钻试修废弃物环保处理站进行处理。

3.3.3.2 废气污染源

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

（1）加热炉燃烧废气

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）、《工业源产排污核算方法和系数手册》中工业锅炉（热力生产和供应行业）中产污系数表中工业废气量排放系数以及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018) 附录 F 中产排污系数表（燃气工业锅炉）进行燃烧烟气源强核算。加热炉燃烧烟气来源为井场加热炉等排放烟气，其燃料气为井场油气分离后的天然气，烟囱高度

为 8m。根据现场调查，加热炉最大用气量情况见表 3.3-9，3.3-10，年用气天数按 330 天（7920h）。井口加热炉污染物排放情况详见表 3.3-11。

表 3.3-9 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71	直排	18.71

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。燃料中含硫量（S）按 100 毫克/立方米，则 S=100。

表 3.3-10 加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	运行时间（h）	单台锅炉燃气量（万 m^3/a）
1	315kW 加热炉	1	7920	30

表 3.3-11 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	NOx		SO_2		烟尘	
			mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a
1*315kw 加热炉	30	323.25	173.64	0.5613	18.56	0.06	20	0.032
标准限值	/	/	200	/	50	/	20	/

则本项目共建设 2 台加热炉，燃烧天然气排放废气量为 30 万 m^3/a，排放 SO2 约 0.12t/a、NOX 约 1.12t/a、烟尘 0.064t/a，浓度分别为：SO2：18.56mg/m3，NOX：173.64mg/m3，烟尘：20mg/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，SO2：50mg/m3，NOX：200mg/m3。

（2）密闭集输井场 VOCs 排放

结合《石化行业 VOCS 污染源排查工作指南》要求对源强进行核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-12。

表 3.3-12　　拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m^3)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m^3/h)	排放浓度 (mg/m^3)	排放速率(kg/h)	有效工作时间	单座场站年总排放量(t/a)	年总排放量 (t/a)
1	井场无组织废气(10座)	非甲烷总烃 H_2S	--	密闭输送	--	--	--	0.013 0.0001	8760	0.12 0.0009	1.2 0.009

源强核算过程：

拟建工程运营过程中从阀门、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》要求中石油炼制行业对拟建工程无组织废气进行核算。挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。设备与管线组件 FA,i 取值参数见表 3.3-13。

$$VOCs排放量 = N \times F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{甲烷}} \times WF_{TOC} \times \frac{WF_{VOC}}{WF_{TOC}} \times t$$

式中：eTOC——密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

FA——密封点排放系数；

WF 甲烷——流经密封点的物料中甲烷平均质量分数；

WFTOC——流经密封点的物料中总有机碳平均质量分数；

WFVOC——流经密封点的物料中 VOCS 平均质量分数；

N——密封点的个数；

t——时间。

表 3.3-13　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

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
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 74%，WFTOC 核算值为 93%，WFVOCs 核算值为 19%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-14 所示。

表 3.3-14　　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	单座采油井场	阀(重液体)	20	0.00023	0.004	8760	0.04
2		法兰	40	0.00025	0.009	8760	0.08
合计					0.013	-	0.12

经过核算，拟建工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.013kg/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 0.12t/a，硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

本工程 10 口井场无组织排放废气中非甲烷总烃年排放量为 1.2t/a，硫化氢年排放量为 0.009t/a。

（3）试采井场 VOCs 排放

本项目试采工程无组织挥发性废气主要为两部分：一部分为储油罐产生的大小呼吸，一部分为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，还有一部分为采出液装车时产生的无组织挥发性有机物。

※拉油罐大小呼吸

储油罐均采用固定顶罐，储罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃，小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

大呼吸：

$$LDW=4.35\times10\text{-}5\times P\times\rho\times V\times KT\times KE$$

式中：LDW—拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

P—储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa(原油真实蒸气压取 40.16kPa)；

ρ—储存油品的平均密度，t/m3，（取 0.8655t/m3）；

V—油品年泵送入罐体积，m3/a；

KT—周转系数，（取决于油罐的年周转系数 N，当 N＞220 时，按 KT=0.26 计算）；

KE—油品系数，（汽油取 1.0，原油取 0.75）。

小呼吸：

$$LDS=12.751\times10\text{-}3\times KE\times[Py/(Pa-Py)]0.68\times\rho\times D1.73\times H0.51\times\Delta T0.5\times Kp\times C$$

式中：LDS—拱顶罐的年小呼吸损耗量，kg/a；

ρ—储存油品的平均密度，t/m3；

KE—油品系数，（汽油取 24，其他油品取 14）

Pa—当地大气压，mmHg；

Py—油品本体温度下的真实蒸汽压，mmHg；

D—储罐直径，m；

H—储罐内气相空间的高度，包括罐顶部分的相当高度，m；

ΔT—每日大气温度变化的年平均值，℃；

Kp—涂层因子或涂料系数（铅漆为 1.39，白漆为 1.02）；

C—小罐修正系数。

根据上述公式计算得出各储罐的大小呼吸量，具体见表 3.3-15。

表 3.3-15　各储罐的大小呼吸量一览表

储罐	大呼吸损耗量（t/a）	小呼吸损耗量（t/a）	合计（t/a）
单个储油罐	0.807	0.004	0.811
12 个储油罐合计	9.684	0.048	9.732

※油气集输无组织挥发性废气

油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

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；

WFTOC——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 75%）；

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（泵数取 1，阀门数取 10）。

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中：eVOCs——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

eTOC——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WFVOCs——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

WFTOC——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-16。

表 3.3-16　排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
阀门	0.00023	127	0.256
法兰、连接件	0.00025	254	0.556
合计	/	/	0.812

※采出液装车时产生的无组织挥发性有机物

采出液装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中有机液体装卸挥发损失 VOCs 排放量计算方法中的系数法进行核算，原油采用公路装载损耗排放因子为

0.552kg/m3，根据产能预测表知本项目试采工程产油量均值为 3.29×104t/a，原油密度为 0.8655t/m3。根据上述系数计算出本项目采出液装车时产生的无组织挥发性有机物为 20.95t/a。

综上所述，本项目密闭集输工程和试采工程产生的无组织挥发性有机物总量为 32.694t/a。

3.3.3.3 固体废物污染源

本项目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）》，本项目产生的危险废物属性表详见下表 3.3-17。

表 3.3-17　　本项目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）是被原油及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属危险废物。根据该区域油泥（砂）产生量类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5-2.2t/万 t 采出液，以最大采出液计算，本项目油泥（砂）最大产生量为 22.0t。本项目产生的油泥（砂）经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理。

（2）修井废液

井下作业主要包括气井维修、大修、酸化、压裂等，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-18），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-18　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	污染物类别	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	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	固体废物	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	26.56	回收回注	0
	洗井液	修井	所有规模	固体废物	废洗井液	吨/井	25.29	回收回注	0

根据表 3.3-18 计算，废酸化液产生量为 26.56m^3/井次，废洗井液产生量为 25.29t/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生的废酸化液 13.28m^3、废洗井液 12.645t，则本项目 10 口油井井下作业过程产生的废酸化液、废洗井液分别为 132.8m^3/a、126.45t/a。井下作业废水自带回收罐回收后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处理。

（3）生活垃圾

运营期工作人员由塔里木油田分公司本项目工程包含的各油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（4）落地原油

井下作业必须带罐上岗，铺设作业（厚塑料布铺垫井场），控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

3.3.3.4 噪声源

本项目主要噪声源是井场机泵等设备噪声，噪声级为 80～120dB(A)，见表 3.3-19。

表 3.3-19　　噪声源设备

位置	噪声源	声源强 dB（A）
井场	机泵	90-100
	井下作业	80-120

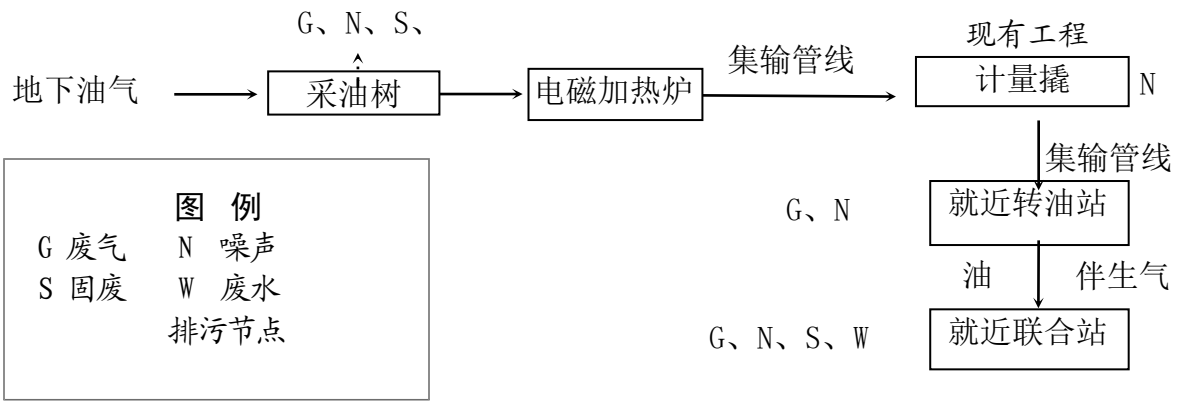


图 3.3-2 油气开采及集输工艺流程图

3.3.3.5 运营期污染源汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-20。

表 3.3-20 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	加热炉燃烧废气	SO_2	0.12 t/a	0.12 t/a	大气
		NO_X	1.12 t/a	1.12 t/a	
		颗粒物	0.064 t/a	0.064 t/a	
	油气集输过程中挥发性有机物	VOCs	32.694t/a	32.694t/a	
废水	采出水（依托就近联合站）	采出水	45000t/a（最大量）	0	采出水进入各井场就近联合站污水处理系统处理达到标准后回注油层
	井下作业废水	井下作业废水	380.2 t/a	0	集中收集分别就近进入所在区块的钻试修废弃物环保处理站进行处理
		COD	0.52 t/a	0	
		石油类	0.09 t/a	0	
固体废物	油泥（依托绿色环保站）	-	22.0 t/a	0	油泥（砂）经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。
		废酸化液	132.8m3/a	0	拉运至就近的区块的钻试修废弃物环保处理站进行处理
		洗井液	126.45t/a	0	

3.3.4 闭井期环境影响分析

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为

废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.3.5 非正常排放

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情况。拟建工程油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程非正常排放见表 3.3-21。

表 3.3-21　　拟建工程非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	10	非甲烷总烃	0.1
		硫化氢	0.001

拟建工程集输管线刺漏时，采出液从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托有资质单位进行接收处置。

3.4 清洁生产水平分析

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

3.4.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标

的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评富满油田哈得区块实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

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

①评价依据

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

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规

的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

②权重分值

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

③评价指标

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

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

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

表 3.4-1　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重值**	**评价基准值**	**实际值**	**审核后得分**
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	≤50	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	/
		油井采出气回收利用率	%	10	≥60	/	/
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	≥60	7.5
		油井采出气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	≥80	7.5

定性指标								
一级指标	**权重值**	**二级指标**					**指标分值**	**审核后得分**
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	10	井筒设施完好	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20	20	套管气回收装置	20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		5	5
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		5	0
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	12
		制订节能减排工作计划					20	12
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第i项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表3.4-2。

表3.4-2　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表3.4-1计算得出：审核后本项目综合评价指数为81.6，属于清洁生产先进企业。

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

3.4.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

（5）加强放空天然气回收研究工作。

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

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

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本工程运营期期正常工况下大气污染物排放来自井场加热炉燃烧废气和油气集输过程中的烃类挥发。

（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，建议考核指标：二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

各试采点火炬燃烧产生 SO2：0.12t/a、NOX：1.12t/a。

本工程密闭集输井场 VOCs 排放量为 1.2t/a、拉油井场 VOCs 排放量为 31.494t/a，因此油气集输 VOCs 总排放量为 32.694t/a。

3.6 与相关规划、法律法规符合性分析

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。因此，本项目的建设符合国家的相关政策。

3.6.2 与相关法律法规符合性分析

本项目与相关法律法规符合性分析见表 3.6-1。

表 3.6-1　　本项目与相关法律法规符合性分析一览表

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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	本项目由塔里木油田分公司整体布局进行优化，各区域内设置了联合站，对油气进行集中处理。	符合
	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	本项目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
	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	本项目酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至指定的地点进行处理；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

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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 3000m3 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%	本项目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%。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目区井下作业过程中产生的污水送塔里木绿色环保站进行处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(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)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	符合
	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	本项目所在地层无有毒有害气体	符合
《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)	在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染	项目运营期产生的采出水在各区域联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）。	符合
	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目设置不涉及高含硫天然气，锅炉烟气排放符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）。	符合
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项	本项目属于涉及塔里木流域水土流失重点治理区的石油和天然气开采项目，以金跃区块为对象开展环评工作。本次环评对现有工程进行了影响回顾评价，并对	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。	存在的环境问题提出整改措施。	
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。”本项目由塔里木油田分公司单独立项，单独编制设计方案，确定了开发范围和建设内容，因此建设单位委托本项目开展建设项目环评。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目钻采方案的设计技术先进、实用成熟，符合清洁生产要求；项目钻井完成后，按要求恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了哈拉哈塘油田油气资源赋存状况、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。应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	工程各井场、道路永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。项目钻井过程中，配备先进完善的固控设备，采用低固相优质钻井液，设置井控装置。泥浆分离岩屑后重复使用，钻井完成后，用于下一口井场	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《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)	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。对已批准的油气发展(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	目前哈拉哈塘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	--
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）	第十一条，一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。	本工程不占用一级国家公益林	符合
《建设项目使用林地审核审批管理办法》（2015年3月30日国家林业局令第35号；2016年9月22日国家林业局令第42号修改）	各类建设项目不得使用Ⅰ级保护林地。	本工程不占用Ⅰ级国家公益林	符合
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》(新林策字〔2012〕419号）	工程建设需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续。占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少。	依据《第九次全国森林资源清查新疆维吾尔自治区森林资源清查成果》（2016年），本次涉及公益林，属于天然林。本工程所占用二级国家级公益林地征用按照国家、地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。	符合
《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）	（一）加强环评文件受理阶段的审查。按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。（二）强化技术评估阶段环评文件质量把关。对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响)》(HJ19-2011)要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。(三）严格沙区建设项目环评文件审批。对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	本工程土地利用类型为林地、草地、耕地（垦荒地、沙地。	符合

3.6.3 与国家相关规划协调性分析

本项目涉及国家层面的相关规划主要有《能源发展“十三五”规划》、《全国矿产资源规划》、《全国主体功能区规划》等。

本项目与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表 3.6-2。

表 3.6-2 本项目与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
能源发展“十三五”规划	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”。	新疆塔里木盆地天然气储量十分丰富，近年来，塔里木分公司不断加大塔里木油田油气资源的开发力度。	协调
全国矿产资源规划	《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”	本项目属于塔里木盆地塔里木油田的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	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	协调

从表中可见，本项目与上述国家相关规划是协调一致的。

3.6.4 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于沙雅县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见表 3.6-3。

表 3.6-3　本项目与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
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。	本项目属于塔里木油田油气勘探开发项目	协调
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	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；	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划	“把新疆建成国内最大的油气勘探开发基地、重要的油气储备和石油化工基地、重要的煤化工升级示范和生产基地、最大的氯碱和硫酸钾生产基地、西部最大的氮肥生产基地”。	本项目年建产能0.6×104t，符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。	符合
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及59个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡23个县市，重点生态功能区涉及53个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。	本项目不在禁止开发区和限制开发区，本项目位于天山南坡产业带，天山南坡的国家级农产品主产区县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城关镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域	协调

规划名称	规划要求	本项目	协调性
新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	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。	本项目勘探活动、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集团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。	协调
新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了 76 个不同的生态功能区，本项目属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区	本区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调

3.6.5“三线一单”符合性分析

（1）与阿克苏地区“三线一单”的符合性分析

根据《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发〔2021〕81 号)，将拟建工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表 3.6-4。

表 3.6-4　　“三线一单”符合性分析一览表

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
《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)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，拟建工程距拟定生态保护红线区约 750m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好;环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;土壤环境质量保持稳定，土壤	拟建工程采出水随采出液一起最终进入哈 6 联合站、东一联合站、哈一联合站处理达到标准后回注地层，井下作业废水送至哈拉哈塘和塔河南岸区块钻试修废	符合

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
		环境风险得到进一步管控。	弃物环保处理站进行处理。废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，井场采用电磁加热，采出液采取密闭集输工艺。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗 等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	拟建工程生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
	生态环境准入	阿克苏地区共划定 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元26个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线以外的各类保护地、水源保护区、水源涵养重要区、防风固沙重要区、土地沙化敏感区、水土流失敏感区等一般生态空间管控区及水环境优先保护区、大气环境优先保护区。优先保护单元应以生态环境保护优先为原则，开发建设 活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。	拟建工程不在生态保护红线区，属于库车县和沙雅县的一般生态管控区。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。	符合
《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)	生态环境准入	重点管控单元 64 个，主要包括城镇建成区、工业园区 和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管 控单元应着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针 对性加强污染排放管控和环境风险防控，重点解决生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单 元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护及 其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善。	项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改规[2020]1880号)，属于许可准入类项目。	符合
《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	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据2018年编制《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目区域不在拟定的生态保护红线内，南距塔里木河上游湿地自然保护区边界185m。	符合

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
号）	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目采出水随采出液一起最终进入联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，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进行处理。废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目采用电磁加热，采出液采取密闭集输工艺。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
《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）	生态环境准入	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元699个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。	本项目不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改规[2020]1880号)，属于许可准入类项目。	符合

（2）与巴音郭勒蒙古自治州“三线一单”的符合性分析

根据《关于印发<巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(巴政办发〔2021〕32 号)，将拟建工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表 3.6-5。

表 3.6-5 “三线一单”符合性分析一览表

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
《关于印发<巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(巴政办发〔2021〕32 号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，拟建工程距拟定生态保护红线区约 16km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全州水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全州环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全州土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	拟建工程采出水随采出液一起最终进入桑南处理站处理达到标准后回注地层，井下作业废水送至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处理，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，井场采用电磁加热，采出液采取密闭集输工艺。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，提高碳汇能力，做好碳达峰和碳中和。	拟建工程生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
	生态环境准入	自治州共划定 125 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元 37 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。	拟建工程不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。	符合

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
《关于印发<巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(巴政办发〔2021〕32号)	生态环境准入	重点管控单元79个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。 一般管控单元9个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。 以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。	项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改规[2020]1880号)，属于许可准入类项目。	符合
《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）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据2018年编制《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目区域不在拟定的生态保护红线内。	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目采出水随采出液一起最终进入桑南处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至绿色环保站妥善处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目采用电磁加热，采出液采取密闭集输工艺。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
《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）	生态环境准入	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元699个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。	本项目不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改规[2020]1880号)，属于许可准入类项目。	符合

3.7 选址、选线合理性分析

本项目组成包括10口老井的采油工程、油气集输工程、试采工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，根据现场勘查和资料收集，拟建项目区内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态的敏感目标为重点公益林（国家二级）、地方公益林和塔里木流域水土流失重点治理区。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为林地、草地、耕地（垦荒地）和未利用地，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林和地方公益林。项目共有3口单井涉及公益林，公益林类型为国家二级公益林和地方公益林，建设单位施工前应根

据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。

（2）管线选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；项目新建管线约有6km位于公益林区，其中，有1.4km位于国家二级公益林区，4.4km位于地方公益林，项目所在区域分布的重点公益林主要类型为灌木林地，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

（3）道路选线合理性分析

本项目修复井场道路至最近的油田公路，减少井场道路开挖长度，严格控制道路占地面积；在道路施工建设过程中，采用砂石路面，沿线土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。在道路路面进行压实或砾石覆盖可减轻此类影响。项目修复井场道路约有0.8km位于公益林区，其中，有0.5km位于国家二级公益林区，0.3km位于地方公益林，项目所在区域分布的重点公益林类型主要为灌木林地，在道路选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

从公益林保护类型和项目开发占地上来看，井场、管线和道路等的施工不占用国家一级公益林地带。项目选址选线基本合理。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本项目共部署10口采油井的地面工程，部署的采油井共由3个作业区（东河作业区、哈得作业区、轮南作业区）管辖。本项目所在区域行政区涉及巴州轮台县、阿克苏地区沙雅县和库车市。项目所在区域位于塔里木河两岸，塔克拉玛干沙漠北缘，项目地理位置图见图4.1-1。

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31972.5km2。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。

尉犁县位于新疆中部，巴音郭楞蒙古自治州腹地，距乌鲁木齐市520公里，地处库尔勒市南50公里处，国道218线横贯全县，是南疆的重要交通枢纽之一，矿产资源、旅游资源特别丰富，有库尔勒的“后花园”之称。行政区域面积59192平方千米。

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经82°35′～84°17′，北纬40°46′～42°35′之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度193km，东西最大宽度164km，总面积为15379km2。其中，南部平原占总面积的53.8%，北部山地约占46.2%。库车市是阿克苏地区最东面的一座城市。

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，巴音郭楞蒙古自治州西部，归新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州管辖，地理位置坐标是东经83°38′至85°25′，北纬41°05′至42°32′。县境东西长110公里，南北宽136公里。

图 4.1-1　地理位置图

总面积 14789 平方公里。县境东西长 110 公里，南北宽 136 公里。是古西域都护府所在地，314 国道、南疆铁路、塔克拉玛干沙漠公路与县境相连。距库尔勒 187km，直线距乌鲁木齐 360km。

4.1.2 地质构造

东河区块发育三组断裂，东河 4～东河 6 井区油藏主要受东西向走滑断裂的影响，受逆冲断裂影响相对较小，因此相对东河 1 油藏形态和断裂更为复杂。红旗断裂构造带由两组大断裂、派生小断裂及其受断层牵引的断背斜、断鼻组成。无论大或小断裂都为正断层。东西一组大断裂由两条北倾正断层组成，长 7～8km，断距 60～100m；西为一组大断裂由两条南倾正断层组成，长 9～10km，断距 60～80m。众多小断裂多为南倾，少数北倾。断背斜、断鼻多与南倾小断裂有关，构成反向构造。自西向东分布的 HQ1、YM6、DH12 均为此一类型的圈闭。牙哈断裂构造带的发育和展布主要受牙哈断裂控制，构造带为北东东展布。构造北翼断层不发育，构造完整；南翼受断层切割。

哈得油田构造位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起哈拉哈塘鼻状构造南翼斜坡，奥陶系一间房组顶面整体表现为向西南倾没的鼻状构造，呈北东高、南西低的特点，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜、断鼻。

轮南油田所在塔里木盆地是在前震旦纪陆壳基底上发展起来的大型复合叠合盆地，它发育在太古代-早中元古代的结晶基底与变质褶皱基底之上，震旦系构成了盆地的第一套沉积盖层。在震旦纪-第四纪，塔里木盆地经历了复杂的构造演化历史，主要包括挤压构造样式、引张构造样式、扭动构造样式、潜山-披覆构造样式、反转构造样式。

4.1.3 地形地貌

东河油田处于天山山前洪泛平原，南临塔克拉玛干沙漠。该区地形西北高、东南低，地势比较平坦。

哈得区块所在地区地域辽阔，属于塔里木盆地北缘，大致可分为沙漠区和塔里木河谷平原两部分。塔里木盆地是我国最大的内陆盆地，北依天山，南临昆仑，总面积 56 万 km2，地势从西南向东北倾斜，平均海拔 1000m 左右，盆地中部为塔克拉玛干沙漠，面积约为 32.4 万 km2，是我国最大的沙漠，也是世界上第二大流动沙漠，流动沙丘占沙漠总面积的 85%。区块所在的沙漠区地貌类型属于半

固定沙丘，地势南高北低，地形起伏不大，部分开阔而平坦，相对低洼区地下水埋藏较浅，并有盐土分布，地表有少量或零星胡杨及草甸植被，平均海拔1000m左右。河谷平原区属于塔里木河冲积－洪积平原地貌单元，地势南高北低，地形总体开阔平坦，局部起伏，高差较小，发育多条冲沟。该段沙化、盐化相间分布，盐土相对偏多，地表有沙柳、沙蒿及草甸植物，零星或成片分布胡杨树木，近岸地带相对密集，但枯萎呈疏现象亦在加剧。

轮南油田在自然区域上属西北区塔里木盆地副区，受迪那河支流喀拉塔勒河等山前洪水的影响，地貌类型为洪积扇群，由第四纪砂砾最新的沉积物构成。油田区地势平坦开阔，向南微倾，坡降在千分之一左右，海拔965-980m。除局部地段开垦为耕地外，大部分地区主要为荒漠牧场。

4.1.4 水文及水文地质

（1）水文

评价区域内的地表水系主要为塔里木河水系，塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的144条河流汇集而成，流域总面积103万km2，流域内144条大小河流的水资源总量为429亿m^3。

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km2，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HSO4·Cl-Ca·Mg·Na为主，矿化度枯水期最大。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流径沙雅县中部偏北，横贯全县，总长220千米，先后流径沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡(沙雅监狱)、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等7个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有20多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河(季节性输水)及阿

克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓(1/4000～1/5000)，因此造成河床较二十世纪五、六十年代平均抬高 1.2～1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

渭干河平原地下水年均储量有 2 亿 m3，水力坡度 1/1000，水位 1～3m。灌区地下水位普遍升高，潜水主要靠滩地和地面蒸发，从而使盐碱聚集，形成土壤次生盐渍化。矿化度在 5～30g/L。县城区水化学类型为 SO4-Cl-Na-Mg。

塔里木河冲积平原具有深厚的第四纪冲积层，其地下水分布在由细砂组成的含水层中。地下水资源主要由地表水的转化量和区外地下水潜流侧向补给量组成。降水补给甚微，地下水可开采 1.21 亿 m3。地下水埋深在河滩地为 1～2m，水力坡度小于 6/1000，矿化度 1g/L；距现代河床 3～5km，埋深 5～8m，矿化度 5～10g/L；在古老冲积平原上，埋深 7～10m，矿化度 10～30g/L。

（2）水文地质

根据区域水文地质资料，项目所在区域位于 314 国道以南，均分布于渭干河、库车河冲洪、冲积平原上。区域地下水在北部砾质平原接受大气降水、河渠水的渗漏补给，沿地层倾斜方向向南东运动，径流进入细土平原。根据建设项目区域地形、地貌、地质特征分析，自天山山前至塔里木河，含水层颗粒由卵石、圆砾渐变为粉细砂，由单层渐变为多层。粘性土从无到有渐增为多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组，即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式(隐蔽蒸发)排泄。下部承压水水质优良，大多符合饮用水标准，属 Cl·HCO3-Na·Ca 型水。上部潜水在砾质平原由于埋藏深，处于补给径流区，水质优良，至细土平原，由于埋藏浅，垂直蒸发强烈，造成潜水强烈浓缩，水质大多恶劣，不能饮用，其含盐量甚至可达 50g/L 以上，以 Cl·SO4-Na 型水为主。

4.1.5 气候、气象

沙雅县属暖温带沙漠边缘气候区，受北部荒漠沙地和南部塔克拉玛干大沙漠的影响极大，县内长年日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，常年主风向为西北风，沙雅县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　沙雅县近 30 年气象、气候数据统计结果一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	7	年平均降水量	76.1m
2	年极端最高气温	41.6℃	8	年最大冻土深度	120cm
3	年极端最低气温	-28.7℃	9	年最多风向及频率	NW
4	年均大风日数	19.4d	10	年平均相对湿度	42%
5	日最大降水量	40.5mm	11	多年平均风速	2.3m/s
6	年最大降水量	76.1mm			

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站多年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2　库车市主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	1.97m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7 月)	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温(1 月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

轮台县气候属于暖温带大陆性干燥气候，由于天山的屏蔽作用，北来的冷空气和水汽难以进入该地区。气候特征是：日照时间长，积温高，无霜期长，降水稀少，蒸发旺盛，空气干燥，热量丰富，夏季炎热，冬季干冷，四季分明，年温差和日温差都较大。

表 4.1-3　轮台县主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	10.4℃	7	多年平均风速	1.6m/s
2	极端最高气温	40.5℃	8	10m 高最大风速	23m/s
3	极端最低气温	-25.5℃	9	年最大降雨量	51.9mm
4	月平均最高气温(7 月)	41.4℃	10	年平均降雨量	72mm
5	月平均最低气温(1 月)	-13.3℃	11	平均年蒸发量	2072mm
6	年平均相对湿度	48%			

尉犁县属暖温带大陆性荒漠气候，冷热差异悬殊，温度的年月变化大，冬季干冷，夏季炎热，春季升温迅速而不稳定，秋季降温剧烈。全年热量丰富但不稳定，空气干燥，蒸发强劲，降水稀少，且年际变化大，光照充足。

表 4.1-4　尉犁县主要气候气象参数一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	10.1℃	7	气温的年较差	36.8℃
2	极端最高气温	38.3℃	8	风沙日数	23.1d
3	极端最低气温	-22.6℃	9	年最大降雨量	150mm
4	月平均最高气温(7 月)	25.6℃	10	年平均降雨量	43mm
5	月平均最低气温(1 月)	-11.2℃	11	平均年蒸发量	2700mm
6	年无霜期	144-212d			

项目所在区域位于轮台县、尉犁县、沙雅县、库车市境内，经调查了解，轮台县、尉犁县、沙雅县、库车市近年气候条件无明显变化。

4.1.6 土壤、植被及野生动物分布

项目区域属地处塔里木河两岸，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成，在水分条件差的区域，地表多被风沙土所覆盖，而在水分适宜区域，有机质分解强烈。高温、干燥、蒸发强烈，毛细管水上升快，造成盐渍化，评价区内分布的土壤类型主要以盐土、风沙土、草甸土、潮土和林灌草甸土为主。

项目区位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。按中国植被自然地理区划划分，评价区属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。

项目区域位于天山山脉南坡山前洪积冲积扇扇缘至塔里木河之间的荒漠地带，该区域分布有绿洲、荒漠和盐化草甸三种类型的野生动物。在绿洲和盐化草甸交界的部分地区，啮齿类和爬行类等营穴居生活的动物种类具有较多的种群数量。该区域中鸟类常见种类为荒漠区雀形目的广布种，主要有短趾沙百灵、小沙百灵、角百灵、漠即鸟等鸟类，其它较常见的鸟类有秃鼻乌鸦等。该区域活动的哺乳类动物(啮齿类除外)有鹅喉羚、沙狐、草原斑猫、塔里木兔等，其中以塔里木兔种群数量和分布范围最大。

绿洲农业区是古老的农业作物种植耕地。该区域野生动物分布的种群和数量均较多，多数种类与人类活动密切相关，其中两栖类的绿蟾蜍和鸟类的家麻雀最为常见。在荒漠与绿洲交界处有爬行类的南疆沙蜥、荒漠麻蜥等活动；鸟类的栖息种类较多，常见的鸟类有雀形目的家麻雀、秃鼻乌鸦、喜鹊、紫翅椋鸟、灰鹡鸰等；其它较常见的种类还有鸢、雀鹰、家燕、楼燕、原鸽、灰斑鸠、戴胜等；隼形目有燕隼、白头鹞等。哺乳类主要的常见种为啮齿类的小家鼠、灰仓鼠、子午沙鼠等。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）、塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。见图 4.2-1。

表 4.2-1　项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	生态敏感因子敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV_1）	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）	农产品生产。荒漠化控制，油气资源	土壤盐渍化、洪水灾害。油气开发造威坏境污染	生物多样性及其生境中度敏感。土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	保护农田。保护荒漠植被保护水质、防止洪水危害	节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地
		塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻	加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

图 4.2-1　生态功能区划图

4.2.2 土地利用现状

据 TM 遥感影像解译结果，区域土地利用现状见图 4.2-2。

从图中可以看到，本项目所在区域土地利用类型主要为耕地、林地、草地、未利用地。项目生态环境现状见表 4.2-2。

表 4.2-2　项目生态环境现状调查表

项目	施工方式	占地类型	公益林
10 口单井：玉科 301、玉科 401H、QiGu1-1X、DH1-H16、HA16-28、HA15-3C、RP7-H2、JY7-H7、HA702-H2、LN3-3-H15	标准化井场，地面设施建设	LN3-3-H15、和 JY7-H7 和玉科 301 井占用有林地；RP7-H2、HA702-H2 井占用一般耕地；玉科 401H 占用未利用地，其余井占用中覆盖度草地，无保护植物分布	LN3-3-H15、和 JY7-H7 井占用国家二级公益林；玉科 301 井占用地方公益林，主要为柽柳
道路 3km	各单井道路从就近道路引接。修复井场道路 3km，砂石路面结构，路基宽度 6m。	依托现有井场道路，主要占用中覆盖度草，无保护植物分布	涉及国家二级公益林主要为柽柳
管线 25.378km	管沟开挖	主要占用中覆盖度草地、一般耕地、灌木林地，无保护植物分布	JY7-H7、LN3-3-H15 管线涉及国家二级公益林长度约 150m、1285m；玉科 301 管线涉及地方公益林长度约 4400m。

4.2.3 土壤类型及分布

评价区域地处塔里木河两岸，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成，在水分条件差的区域，地表多被风沙土所覆盖，而在水分适宜区域，有机质分解强烈。高温、干燥、蒸发强烈，毛细管水上升快，造成盐渍化，评价区内分布的土壤类型主要以盐土、风沙土、草甸土、潮土和林灌草甸土为主。土壤类型具体分布情况见下图 4.2-3。

①盐土

盐土类型主要是氯化物型残余盐土和氯化物型典型盐土。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2-3m，地面起伏不平，并被 5～15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。

植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有柽柳、花花柴、疏叶骆驼刺等，盖度为30-50%左右。

②风沙土

风沙土，地表土壤成土母质主要为风积物，无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的80～90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在10～20厘米左右，其下含水率也仅2～3%。有机质含量低，约在0.1～1.0%范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

③草甸土

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

④潮土

分布于库车河冲积扇的下部，地下水位较浅，土壤中腐殖质及含盐量相对较多，土壤较湿润；由于长期农业生产灌溉的影响形成灌溉淤积层，但土壤中细沙成分较高，土壤剖面下部多分布有锈斑。该地区是新疆南部主要农业生产区。

⑤林灌草甸土

项目区林灌草甸土主要分布在塔里木南岸稍高较平坦部位，海拔900m左右，地下水埋深10m左右，矿化度3-10g/L。由于地下水位的下降，土体已脱离地下水的影响而很干燥，胡杨林处于衰退状态，自然植被稀疏，地表多为较薄的盐结皮。腐质质层厚度20-30cm，多为灰色，土壤有机质多在10g/kg以上。土壤质地一般以壤质为主，部分沙、壤、粘互为相间，块、片状结构居多。

4.2.4 植被现状调查与评价

评价区位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。按中国植被自然地理区划划分，评价区属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，

荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。

（1）植被区系类型

项目区及其周边的自然植被主要有3种植被类型，即草甸植被、灌丛植被和森林；3个群系，即多枝柽柳群系、胡杨群系、芦苇群系（见表4.2-3）。植被类型见图4.2-4。

表4.2-3　评价区植被类型

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

各群系主要的群系特征如下：

①多枝柽柳群系

该群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。主要建群种为多枝柽柳，它通常占据盐土平原地带，土壤多为盐土，其生境多样，群落一般有二层结构，总盖度一般在5-15%之间；常见伴生植物种类有苦马豆、芦苇、大花野麻、铃铛刺、盐穗木、花花柴、白刺、具叶盐爪爪等；部分区域柽柳生长旺盛，植株高可达1.3m，且分枝发达，成为灌丛，群落总盖度5-10%，常混生有芦苇、拂子茅、疏叶骆驼刺等伴生植物。该植物群系中除了建群种为多枝柽柳外，还常见有刚毛柽柳、细穗柽柳、长穗柽柳等。

②芦苇群系

该群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往芦苇占绝对优势出现，伴生很少量的草本，如花花柴等。群落发育良好，盖度30%-50%，高度20-100cm不等，所处的土壤为沙壤—壤质的盐化草甸土，地下水埋深3-6m。

③胡杨群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在塔里木南岸，它处于塔河的一级阶地。土壤类型为林灌草甸土，胡杨林呈走廊式沿河岸分布。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度6-12m不等，每公顷株数100-150株左右，盖度多在30%以上。林下灌木层主要是多枝柽柳，其盖度水林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达50%，其下偶有黑果白刺等。草本也非常稀疏，常见的有胀

果甘草、花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

（2）植物组成

根据现场勘察和以往研究资料，评价区域除绿洲中的人工植被类型外，自然植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区域植物分布生境和种类见下表 4.2-4。

表 4.2-4　评价区主要高等植物及分布一览表

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

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

根据《国家重点保护野生植物名录（第一批和第二批）》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区有自治区Ⅰ级保护植物灰胡杨、大花罗布麻和胀果甘草分布。灰胡杨为自治区Ⅰ级保护植物，项目区偶见。

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

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

图 4.2-2　土地利用现状图

图 4.2-3　项目区土壤类型分布图

图 4.2-4　项目区植被类型分布图

4.2.5 野生动物现状调查

评价区域位于天山山脉南坡山前洪积冲积扇扇缘至塔里木河之间的荒漠地带，该区域分布有绿洲、荒漠和盐化草甸三种类型的野生动物。在绿洲和盐化草甸交界的部分地区，啮齿类和爬行类等营穴居生活的动物种类具有较多的种群数量。该区域中鸟类常见种类为荒漠区雀形目的广布种，主要有短趾沙百灵、小沙百灵、角百灵、漠即鸟等鸟类，其它较常见的鸟类有秃鼻乌鸦等。该区域活动的哺乳类动物(啮齿类除外)有鹅喉羚、沙狐、草原斑猫、塔里木兔等，其中以塔里木兔种群数量和分布范围最大。

绿洲农业区是古老的农业作物种植耕地。该区域野生动物分布的种群和数量均较多，多数种类与人类活动密切相关，其中两栖类的绿蟾蜍和鸟类的家麻雀最为常见。在荒漠与绿洲交界处有爬行类的南疆沙蜥、荒漠麻蜥等活动；鸟类的栖息种类较多，常见的鸟类有雀形目的家麻雀、秃鼻乌鸦、喜鹊、紫翅椋鸟、灰鹡鸰等；其它较常见的种类还有鸢、雀鹰、家燕、楼燕、原鸽、灰斑鸠、戴胜等；隼形目有燕隼、白头鹞等。哺乳类主要的常见种为啮齿类的小家鼠、灰仓鼠、子午沙鼠等。

①野生动物区划

根据中国动物地理区划，评价区域属蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。

②野生动物类型

按野生动物的生活和栖息环境划分，评价区内野生动物的生存环境主要分为绿洲农田区和荒漠区两个类型；其种类主要为古北界干旱区荒漠型种类。

绿洲农田区主要是站场和外输管线经过的农作物耕作地，由于生态结构相对比较稳定，野生动物的食源较充足，大部分鸟类都分布栖息于此区域，还有啮齿类的小家鼠也大都分布于此地。

荒漠区野生动物以啮齿类和爬行类的生态分布及种群数量为优势。啮齿类以子吾沙鼠和毛脚跳鼠等鼠类最为常见，爬行类以沙蜥、麻蜥的分布为主，鸟类和兽类在该区域活动较少。

③野生动物名录按中国动物地理区划，评价区属蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州。评价区地处欧亚大陆中心，是世界上最大的内陆

盆地，气候极端干旱，植被稀疏，动物食源较少，因此该区域动物区系单一，野生动物的分布种类和种群数量较少。整个区域共有常见野生动物 20 种，其中鸟类 12 种，爬行类 3 种，啮齿类 3 种，兽类 1 种，两栖类 1 种；主要分布于野生动物食源较充足的绿洲农田区。

表 4.2-5　　常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

中　文　名	学　　名	分布及频度	
		农田区	荒漠区
两栖类			
绿蟾蜍	Bufo viridis	+++	
爬行类			
叶城沙蜥	Phrynocephalus axillaris	-	++
密点麻蜥	Erermias multiocellate	-	++
快步麻蜥	Eremias velox		++
鸟类			
凤头百灵	Galerida cristate		+++
家燕	Hirundo rustica	+++	
红尾伯劳	Lanius cristtus	+	+++
小嘴乌鸦	Corvus corone	+++	++
喜鹊（新疆亚种）	Pica pica	+	
灰斑鸠	Streptopelia decaocto	+++	
戴胜	Upupa epops	+++	
家麻雀	Passer domesticus	+++	
树麻雀	Passer montanus	+++	
鸢	Milrvs korschun	+	
云雀	Alauda arvensis		-
寒鸦	Corrus　monedula	+++	
啮齿类			
小家鼠	Mus musculus	+++	
子午沙鼠	Meriones meridianus		+
毛脚跳鼠	Dipus sagitta		++
兽类			
塔里木兔	Lepus yarkandensis		-

④野生动物生态优势度

野生动物种群生态优势度：绿洲农田区＞荒漠区

绿洲灌溉农业的作用，使得该区域内包含绿洲农田、和外围相嵌分布的盐化草甸野生动物生境单元。区域内植被覆盖度相对较高，地表天然植物和绿洲农作物为野生脊椎动物提供了大量食源及优越的生存环境。该区域是鸟类和两栖类动物理想的生存栖息地。

野生动物生态优势度综合排序在后的是荒漠地带。由于该区域气候干旱，环境中水分因子稀少，植被覆盖度较低，植物生长稀疏，物种单一贫乏，区域内缺

少野生动物赖以生存的食物来源，因此其种群数量和分布种类最少，以适应干旱荒漠环境生存的啮齿类和爬行类动物为优势种，仅有少量荒漠型鸟类分布。该区域内动物生态优势度在评价区内最低。

⑤保护动物

无珍稀濒危物种，分布在评价区的保护动物有：自治区二级保护动物：塔里木兔。但在本项目区均较难发现。

4.2.6 水土流失现状调查

新疆土壤侵蚀类型复杂多样，主要可分为风力侵蚀、水力侵蚀、冻融侵蚀等类型。其中风力侵蚀遍布全疆，是新疆最主要和典型的侵蚀类型，水力侵蚀虽面积不大，但破坏性较强，影响范围较大，也是新疆水土流失的主要形式之一，冻融侵蚀主要分布在中、高山地带。根据第一次全国水利普查水土保持公报数据成果，新疆土壤侵蚀面积88.54万km2，占全国土壤侵蚀面积的30%，占全疆国土面积的53%，其中水力侵蚀面积8.76万km2，风力侵蚀面积79.78万km2。

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）。本项目属于Ⅱ3塔里木河流域重点治理区。

（1）水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，本项目区域属于塔里木盆地北部区。塔里木盆地北部区位于天山南坡中部和塔克拉玛干沙漠北缘，地形复杂，气候差异大，高山地带春秋短暂，平原地区四季分明。本区以风力侵蚀为主，本区南部毗邻塔克拉玛干沙漠北缘，受风沙危害大，风蚀强烈，天山南坡夏季常发生阵发性降雨和暴雨，加之中低山带山体破碎，地表多为第四纪松散堆积物，植被稀少，暴雨形成的水蚀侵蚀作用强烈，面蚀、沟蚀十分发育。

本区水土流失总面积为12.43万km2，占本区土地总面积的47%，其中水力侵蚀面积为1.33万km2，占本区土地总面积的5%；风力侵蚀面积为11.11万km2，占本区土地总面积的42%。本区土壤侵蚀面积及强度详见表4.2-6。

表 4.2-6　塔里木盆地北部区土壤侵蚀面积及强度

侵蚀强度	水力侵蚀		风力侵蚀	
	面积（km^2）	比例（%）	面积（km2）	比例（%）
轻度	8532.45	6.86	66768.63	53.71
中度	3617.53	2.91	19431.65	15.63
强度	850.93	0.68	18816.44	15.14
极强度	253.38	0.20	4018.81	3.23
剧烈	1.44	0.00	2032.69	1.63
合计	13255.73	10.66	111068.22	89.34

（2）水土流失成因

评价区以风力侵蚀为主。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋季多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在25米以下，内部一般在50~80m之间，少数高达200~300m。沙丘类型有10多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等，且末至于田一线还分布有金字塔型沙丘。塔里木盆地的主风向，在克里雅河以东为东北风，以西为西北风，沙丘移动方向随风向而变化。沙漠中每年有沙尘暴30天以上，浮尘150天以上，沙漠边缘地区年降水量60~80mm，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

（3）发展趋势

新疆是干旱缺水地区，生态环境治理和退耕还林（草）工作，必须实事求是、因地制宜。坚持“水土”平衡。在水量分配的基础上，从不同区域内的实际情况出发，实行最严格的的水资源管理制度，严守“三条红线”，以水定需，提高水土资源的匹配效率，防止水资源过度开发造成不可逆转的生态环境恶化和在水资源不足情况下过度开发土地造成的荒漠化面积蔓延。以流域为单元合理安排生态环境用水、生活用水和生产用水。在生产用水中合理安排上下游用水和工农业用水的比例。在农业灌溉用水中合理安排种植业用水和林牧业用水。尽快制定和形成流域水权划分的法津、法规性文件，依法进行水资源的量化调度和管理。大力推广“三位一体”的绿洲防护生态安全保障体系建设模式，即：绿洲外围通过荒漠植被的封育和恢复建立风沙沉降带，绿洲边缘利用乡土物种，通过乔灌草结合建立基干防风林，绿洲内部以“窄林带小网格”建立高标准农田防护林，形成内外结合的绿洲防护生态安全保障体系。

新疆水土流失减少面积主要是轻度侵蚀面积减少，而中度、强烈侵蚀面积均有所增加，增长幅度分别达63.74%和60.28%，水土流失侵蚀强度表现出加剧趋势；根据水土流失严重指数计算结果，新疆水土流失严重指数自2000至2012略有下降，由6.42降为6.18，但仍属于强度严重水平。因此，尽管新疆水土保持工作取得了一定的成效，水土流失面积有所减少，但水土流失问题依然非常严峻，水土流失治理工作任重而道远。

（4）治理措施

①加强塔里木河流域上游湿地自然保护区的保护建设，完善基础设施，通过人为辅助引洪灌溉手段来恢复植被覆盖率。实行封禁治理，大力营造水源涵养林和水土保持林，天然林保护区、湿地保护区、风景名胜区，以生态建设和环境保护为主，完善退耕还林，水土流失综合治理工程。

②加强河道、水渠疏通生态整治和堤岸生态防护林建设。

③对天然森林、草场区进行封育治理，严禁乱砍、乱伐、滥牧，努力恢复和发展曾一度衰退的天然林草地，提高植被覆盖度，增强其涵养水源的能力，减少水土流失。

④对区内不适宜耕种的土地，要坚决退耕还林还草。

⑤天然改良草场，扩大人工草场，补种优良牧草，提高产草量，提高草原载畜能力。

⑥加强水土保持监督检查力度，防止生产建设活动造成新的水土流失。

4.2.7 重点公益林

项目共有3口单井涉及公益林，其中占用国家二级公益林为JY7-H7、LN3-3-H15；占用地方公益林为玉科301。JY7-H7、LN3-3-H15管线涉及国家二级公益林长度约150m、1285m；玉科301管线涉及地方公益林长度约4400m。本项目工程区域与公益林位置关系图见图4.2-5。

工程所在区内分布的重点公益林类型为疏林地、灌木林地，优势树种为多枝柽柳、花花柴，植被盖度约为35%，主要作用为水土保持。管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条

件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 6m 范围内。

图 4.2-5　　工程区与公益林的位置关系图

4.2.8 生态环境现状小结

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

根据与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》进行核对，本项目不在生态保护红线范围内，建设内容均没有占用和穿越生态保护红线，生态红线图见图 4.2-6。

本项目部分井场及管线临近塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，其中 JY7-H7 井场南侧最近距红线约 740m，RP7-H2 井场南侧最近距红线约 3.3km，玉科 301 井场北侧最近距红线约 2.1km，玉科 301 集输管线北侧最近距红线约 452m。

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

4.2.9 小结

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）、塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。

项目区自然植被主要类型为多枝柽柳群系、胡杨群系、芦苇群系，人工植被主要是由于油田开发而新增的垦荒耕地，主要种植棉花。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹，评价区属于荒漠绿洲交错带生态系统，项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。

图 4.2-6　　生态保护红线图

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车县、沙雅县境和巴州轮台县境内。

（1）阿克苏地区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/m^3），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/m^3	μg/m^3		
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 PM2.5、PM10、SO2、NO2 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O3 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM2.5、PM10、SO2、NO2 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O3 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2020 年本项目所在地阿克苏地区 SO2、NO2 年平均浓度及 CO、O3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM2.5、PM10 年平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，本项目所在区域为非达标区域。超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多；阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

（2）巴州大气环境质量达标判定

根据导则要求，选取轮台县 2020 年的监测数据，作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 的数据来源。2020 年轮台县各污染物年度指标统计见表 4.3-2。

表 4.3-2　　区域空气质量现状评价表

污染物	年平均指标	现状浓度/（μg/m³）	标准限值/（μg/m³）	占标率/%	达标情况
SO_2	年平均浓度	5.28	60	8.8	达标
	日均第 98 百分位数	16	150	10.7	达标
NO_2	年平均浓度	17.9	40	44.8	达标
	日均第 98 百分位数	47	80	58.8	达标
PM_{10}	年平均浓度	191	70	272.9	超标
	日均第 95 百分位数	569	150	379.3	超标
$PM_{2.5}$	年平均浓度	62.8	35	179.4	超标
	日均第 95 百分位数	156	75	208	超标
CO	日均第 95 百分位数	2500	4000	62.5	达标
O_3	日均第 90 百分位数	110	160	68.8	达标

根据表 4.3-2 对基本污染物的年评价指标的分析结果，本项目巴州区域 SO_2、NO_2、O_3、CO 的年评价指标为达标；$PM_{2.5}$、PM_{10} 的年评价指标均为超标。因此，项目所在区域判定为环境空气质量现状非达标区 。

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。监测点位基本信息见表 4.3-3 和图 4.3-1。

表 4.3-3　补充监测点位基本信息　单位：mg/m³

（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：监测时间为 2021 年 10 月 31 日~11 月 06 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 4.3-4。

表 4.3-4　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；H2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（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 4.3-5。

表 4.3-5　非甲烷总烃监测结果统计一览表　单位：mg/m³

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H2S　1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

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 24 个噪声监测点位，位于 QiGu1-1X 井井场四周、玉科 401H 井井场四周、JY7-H7 井井场四周、HA702-H2 井井场四周、玉科 301 井井场四周、LN3-3-H15 井井场四周各 1 个点。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 10 月 31 日~11 月 5 日，各井场均连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

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

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1　声环境现状监测统计结果一览表

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

图 4.4-1　　监测布点图

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

本项目拟建 JY7-H7 井最近距离塔里木河约 5.8km，本次引用《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》（新环环评函（2021）221 号）塔里木河 2019 年 6 月的监测数据，对塔里木河水质现状进行评价。

4.5.1.1 地表水环境质量监测

①监测断面及监测因子

地表水监测断面具体布设位置及监测因子见表 4.5-1。

表 4.5-1　地表水环境监测因子一览表

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

②监测时间及频率

塔里木河 2 个断面监测时间为 2019 年 6 月 23 日～24 日，每个断面监测 2 天；监测 2 天。

③取样方法

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

④监测及分析方法

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

4.5.1.2 地表水环境质量评价

①评价方法

a 采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：Pi——i 因子标准指数；

Ci——i 因子监测浓度，mg/L；

COi——i 因子质量标准，mg/L。

b 对于 pH 值，评价公式为：

PpH=(7.0-pH)/(7.0-pHsd)(pH≤7.0)

PpH=(pH-7.0)/(pHsu-7.0)(pH>7.0)

式中：PpH——pH 标准指数，无量纲；

pHi——i 监测点的水样 pH 监测值；

pHsd——评价标准值的下限值；

pHsu——评价标准值的上限值。

②评价标准

塔里木河地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅳ类标准、英达里亚河执行 GB3838-2002 中 V 类标准。

③监测及评价结果

本项目所在区域地表水各污染物现状监测及评价结果见表 4.5-2。

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

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

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 评价区水文地质条件

本项目地跨塔里木河南、北两岸，根据水文地质情况不同，分别开展评价。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》和《塔河油田水文地质普查报告》等资料，本项目水文地质图见图 4.5-1、地下水流场图见图 4.5-2、水化学类型图见图 4.5-3、水文地质剖面图见图 4.5-4。

（1）塔里木河以北水文地质条件

①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，

其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12-6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22-0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15-1.93m/d。

②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。

项

图 4.5-1　　水文地质图





项

图 4.5-2　地下水流场图





项

图 4.5-3　水化学类型图

图 4.5-4　水文地质剖面图

地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5.12m 左右向中部变为 3-5m、1-3m，向南部又变为＞5m，再向南部又变为 1-3m 和 3-5m。

③含水层的富水性

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量，统一换算为降深 5m、井径 12 吋（Φ=325mm）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表 4.5-3。

表 4.5-3　含水层富水性级别划分　　单位：m^3/d

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏
单井涌水量	＞5000	1000-5000	100-1000	10-100	＜10

塔里木河以北区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，其富水性可划分为两个级别：潜水水量中等、承压水水量丰富；潜水水量中等、承压水水量中等。

——潜水水量中等、承压水水量丰富

近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深 3-6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17-50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 363.0-810.0m3/d，水量中等；渗透系数为 1.82-4.01m/d，影响半径为 198.77-310.29m。该区的承压水水头，为-1.38m～+2.03m，承压含水层的顶板埋深＜50m；钻孔揭露的承压含水层厚度＜50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 1000-1308m3/d，水量丰富；渗透系数为 4.19-5.37m/d，影响半径为 134.27-186.97m。

——潜水水量中等、承压水水量中等

根据承压含水层的顶板埋藏深度，又可分为承压含水层的顶板埋深 50-100m 区和＜50m 区，分别叙述如下：

a、承压含水层的顶板埋深 50-100m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的中部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1-3m 到＞5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度＜20m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 107.3-1000.0m3/d，水量中等；渗透系数为

1.05-3.82m/d，影响半径为180.07-350.45m。该区的承压水水头，为1.75～2.39m，承压含水层的顶板埋深为50-100m；钻孔揭露的承压含水层厚度＜150m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为197-991m3/d，水量中等；渗透系数为0.98-4.19m/d，影响半径为182.27-315.97m。

b、承压含水层的顶板埋深＜50m区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的南部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从1-3m到＞5m不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度＜50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为100-614m3/d，水量中等；渗透系数为0.89-2.59m/d，影响半径为221.09-350.45m。该区的承压水水头，为2.05～3.96m，承压含水层的顶板埋深＜50m；钻孔揭露的承压含水层厚度为54.91m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为233.0-801m3/d，水量中等；渗透系数为1.57-3.99m/d，影响半径为192.37-325.97m。

④地下水的补、径、排条件

1）补给：

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

2）径流：区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3）排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。⑤地下水动态特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内承压水水位随季节发生变化，低水位期在冬季12月，高水位期在夏季8月份，最大水位变幅可达到1m。

⑤地下水的水化学特征

下面对潜水和承压水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

地下水(潜水)主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂。在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型主要分为三种：SO4·Cl型、Cl·SO4型和Cl型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂，从＜1g/l、1-3 g/l、＞10 g/l不等，无明显的变化规律。

——承压水的水化学类型

在塔里木河以北区域，承压水的水化学类型分为三种：HCO3·SO4·Cl型、SO4·Cl型和Cl·SO4型。

（2）塔里木河以南水文地质条件

①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数；

在塔里木河以南区域，在阿不干那及其以南约11.5km的地段内，包气带岩性主要为粉土和细砂，结构松散。包气带厚度约2.8-4.65m左右，粉土的垂向渗透系数为0.32-0.85m/d，细砂的垂向渗透系数为1.89m/d。再向南，在塔克拉玛干大沙漠北缘，包气带岩性主要为细砂、粉砂，结构松散。在沙丘分布地段，包气带厚度相对较大，约3.27-6.33m左右；在垄间洼地，包气带厚度相对较小，约1.3-2.7m左右。细砂、粉砂的垂向渗透系数为1.23-2.48m/d。

②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以南区域，地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区域内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。

其中，双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，分布于阿不干那一带，第四系松散岩类孔隙潜水则分布于中部、南部的沙漠区。在阿不干那一带，含水层结构为双层-多层结构，到中部、南部则变为单一结构，局部夹有粉土薄层或透镜体。

地下水的埋藏深度在阿不干那一带大约4.65m，向中部、南部沙漠区逐渐变浅为1-3m左右。

③含水层的富水性

将钻孔的单井出水量，统一换算为降深5m、井径12吋（Φ=325mm）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。

塔里木河以南区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水和第四系松散岩类孔隙潜水。

——双层-多层结构第四系松散岩类孔隙潜水-承压水

呈片状分布在塔里木河以南区域的北部地段。其富水性级别仅为一个：潜水水量中等、承压水水量中等。分布于该区的潜水，潜水位埋深从1-3m到3-5m不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度＜50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂；换算涌水量为121-614m3/d，水量中等；渗透系数为1.12-2.48m/d，影响半径为230.09-357.26m。该区的承压水水头，为2.05～3.96m，承压含水层的顶板埋深＜50m；钻孔揭露的承压含水层厚度＜180m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为233.0-801m3/d，水量中等；渗透系数为1.18-3.96m/d，影响半径为185.91-362.89m。

——第四系松散岩类孔隙潜水

呈片状分布在塔里木河以南区域的中部和南部地段。其富水性级别为水量中等。在中部和南部地段，潜水位埋深约3.57-6.83m，钻孔在150m深度内揭露的含水层厚度约143.17-146.43m，局部夹有粉土薄层或透镜体，含水层岩性主要为细砂，其次为粉砂；钻孔的换算涌水量为475.55-800.2m3/d，水量中等；渗透系数为2.18-3.98m/d，影响半径为191.77-282.24m。

④地下水的补、径、排条件

1）补给：在塔里木河以南区域，地下水的补给来源主要是南部沙漠平原区地下水的侧向流入补给和地表水入渗补给。由于沙漠区气候异常干燥，降水稀少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

2）径流：地下水的总体流向是从南向北径流；在塔河南岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3）排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。

⑤地下水动态特征

与上文中塔里木河以北的地下水动态特征基本一致。

⑥地下水的水化学特征

与上文中塔里木河以北的水化学类型基本一致。

（3）包气带污染现状调查

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》和《塔河油田水文地质普查报告》等资料，调查本项目所在区域包气带现状。

评价区内监测点的含油量、挥发性酚类检测值未超标，地下水未受石油类污染。包气带环境质量现状分析结果表明，包气带的含油量、挥发性酚类检测值未超标，采样点包气带未受石油类污染。

（4）小结

区块所在区域位于塔里木河带状平原北边缘处，地下水类型为单一结构潜水，含水层为一套垂向上成层状分布的细砂、粉砂夹粉土、粉质粘土的第四系地层。地下水的补给主要以塔里木河侧向渗入及洪水下泄补给为主，以天山山脉水源补给的孔隙水为辅。该处地下水水位埋深一般在3-6m左右，矿化度较高，水质较差。地下水的迳流方向与地形倾斜方向一致，由西北向东南缓慢迳流。

4.5.2.2 地下水环境质量监测及评价

根据现场调查，本次评价从实际出发，分别引用《塔北油田开发工程（东河油田）竣工环保验收调查报告书》、《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2021〕221号）、《西北油田分公司塔河油田跃进区块环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2021〕158号）、富满油田哈得 23区块初步开发方案环境影响报告书（新环审〔2021〕184号）和《轮古油田轮古7、8、100井区开发调整方案环境影响报告书》（）的监测数据，并结合现场监测开展地下水环境质量调查。本次评价现场监测委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）。

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。本项目所在区域地下水类型为孔隙水，地下水资源小于 10 万 m3/km2·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，本项目区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。本项目所引用的地下水监测井与本项目所在地属于同一水文地质单元。

本次环评地下水环境质量现状监测共引用 15 个地下水监测点，现场监测,5 个地下水监测点，地下水监测点情况表 4.5-4。

表 4.5-4　本项目地下水监测点情况统计表

（2）分析方法及评价标准

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

评价标准：结合已有的环评及批复，区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的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。

（3）评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。

（4）评价结果

地下水监测及评价结果见表 4.5-5。

表 4.5-5　　地下水水质现状监测及评价结果（潜水）（1）

表 4.5-5　　地下水水质现状监测及评价结果（潜水）（2）

（5）小结

根据监测结果可知，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氟化物、氯化物、钠离子等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的各项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

参考《中国石化西北分公司塔河油田水文地质普查报告》（2004年 中扬石油天然气勘探开发总公司、新疆地质工程勘察院）、轮古油田的地下水环境调查服务项目成果（2018年 新疆新工勘岩土工程勘察设计院有限公司）、哈拉哈塘新区的地下水环境调查服务项目成果（2018年 新疆地质工程勘察院）中潜水水质评价结果，多出现总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氟化物、氯化物、钠离子等出现不同程度的超标，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤环境质量现状监测

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级为一级。本次在项目占地范围内布设5个柱状样点，2个表层样点，在占地范围外，评价范围内布设4个表层样点，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）。

4.6.1.1 监测点位

QiGu1-1X、玉科401H、DH1-H16和RP7-H2井均为占地范围内1个柱状样，占地范围外1个表层样。JY7-H7井占地范围内1个柱状样。LN3-3-H15和HA702-H2井占地范围内1个表层样。

5个柱状样监测点监测项目为建设用地45项基本因子、pH、石油烃，共47项因子。表层样监测点农用地8项重金属基本因子、pH，共9项因子。

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

4.6.1.2 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。

4.6.1.4 评价标准

建设用地45项基本因子执行《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标准。农用地基本项目执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；石油烃参考《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。

4.6.1.5 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 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2~4.6-4。

4.6.2 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2~4.6-4。

从评价结果可以看出，区块内建设用地土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《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 第二类用地筛选值标准要求。

区块内农用地土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.6-2　　建设用地监测结果统计表（1）　单位：mg/kg　pH 无量纲

表 4.6-2　建设用地监测结果统计表（2）　单位：mg/kg　pH 无量纲

表 4.6-3　　农用地土壤环境质量评价结果

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程施工期和运营期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（如集输管线和道路等）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		勘探期	开发期（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

本项目占地主要包括采油井 10 口，新建油气集输管线 25.378km，修复井场道路 3km，占地类型主要为耕地、林地、草地、未利用地。本项目永久占地 5.32hm2、临时占地 31.3hm2，占地情况见表 5.1-2。

表 5.1-2　油田开发建设对占地的影响　单位 hm^2

序号	建设项目	占地类型		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	3.52	10.4	部署井场 10 座，单个井场总占地 80m×130m，其中永久占地面积 2400m2（单井拉油 80 m×100m，集数井 40m×60m），临时占地面积包括 2 座放喷池 300 m2，设有效容积为 300m3 的应急池 1 座等
2	管线	0	20.3	单井集输管线 25.378km，临时占地宽度 8m，涉及公益林段宽度 6m
3	道路	1.8	0.6	总长度 3km，砂石路面，路基宽度 6m，按永久占地宽度计。道路两侧各 1.0m，按临时占地计。
合计		5.32	31.3	

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。由于施工机械、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 对植被的影响分析

本次工程10口井均已完成钻探工程，目前主要是井场建设、管线、道路等地面工程对土壤的影响。

（1）井场、管线、道路修建对植被的影响

工程新建井场10座、集输管线25.378km、修复道路3km。井场、管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（2）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。

（3）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（4）大气污染物的影响

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、NO2、SO2、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NO2、SO2及施工期的空气扬尘。

SO2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。

NOx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。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（5）事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

如塔里木油田公司的东河塘油田发生的输油管线破裂事故，致使40×60m2范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶落叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，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。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。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，随着本项目钻井、站场建设的各个过程，项目区域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。

项目区域已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.3 重点公益林的影响分析

工程所在区内分布的重点公益林类型为疏林地、灌木林地，优势树种为多枝柽柳、花花柴，植被盖度约为35%，为国家二级公益林、地方公益林。

项目有2口单井占用国家二级公益林，占用1.28hm2；有1口单井占用地方公益林，占用0.64hm2。项目新建管线1435m位于国家二级公益林区，占用国家二级公益林0.861hm2；项目新建管线4400m位于地方公益林区，占用面积为2.64hm2。根据新疆农业大学李霞教授主持的国家自然科学基金项目《塔里木河下游植被恢复与遥感测度》相关成果，项目区柽柳灌丛生物量为3t/hm2，工程占用公益林共造成约10.503t生物损失。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在6m范围内。管线尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。

优化道路选线，减少占地。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。施工前剥离表层土壤，并将其保护用于临时占地等生态恢复。

占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。由建设单位提供资金，由当地林草部门具体实施。

5.1.4 生态保护红线影响分析

根据与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》进行核对，本项目部分井场及管线临近塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。

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

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

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

5.1.5 水土流失影响分析

本项目井场建设、单井集输管线敷设及进场道路修复建设等，都将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会消除。工程所在区内分布植被类型为疏林地、灌木林地，优势树种为柽柳、花花柴等，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，降低对植被的影响，减轻土地荒漠化，减少水土流失。

5.1.6 耕地影响分析

本项目 HA702-H2、RP7-H2 井占用耕地，为垦荒耕地，主要作物为棉花，属于经济作物。本项目占用的耕地应严格按照国家有关标准对耕地所有者给予补偿，妥善解决征地问题。征地完成后，建设单位应做好周边生态环境保护工作，严禁乱砍滥伐，临时占地做好生态恢复工作。

5.1.7 退役期生态环境影响分析

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

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

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

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

5.1.8 小结

本项目将占用国家二级公益林和地方公益林。目前塔里木油田分公司正在办理土地占用手续，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性

下降。

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

本项目部分井场及管线临近塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。井场、进场道路、集输管线选址选线均考虑了避让生态保护红线，没有穿越和占用红线，项目的建设不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

本项目占用的耕地为垦荒耕地，主要作物为棉花，属于经济作物。项目占用耕地后将按照有关要求对耕地所有者予以补偿，不会导致社会矛盾。

项目区属于水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

5.2 大气环境影响分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NOx、SO2、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是加热炉燃烧废气和油气集输过程中的烃类挥发。

5.2.1 施工期环境空气影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

建设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。从影响时间、范围和程度来看，施工期对周围大气环境质量影响是有限的。

本工程钻井工程已结束，地面工程施工活动中，管线敷设、车辆行驶等环节的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路

线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

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

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

工程施工扬尘洒水措施，控制扬尘量，最近的居民点HA702-H2井西南侧约1km的塔格艾日克村，影响是短期、有限的，因此本项目施工期居民点大气环境影响较小。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本次评价收集了沙雅县近二十年的地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

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

表5.2-1　　评价区域各月平均风速统计表

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

图 5.2-1　评价区全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

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

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

表 5.2-2　　沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目 风向	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	2.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52
SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	083	5.26	2.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	2.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

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

图 5.2-2　沙雅县各季、全年风向玫瑰图

5.2.2.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测因子及标准

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无组织排放的 NMHC、H2S。

（2）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；H2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m^3）。

（3）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。估算模型参数见表 5.2-2。

表 5.2-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/°C		41.6℃
最低环境温度/°C		-28.7℃
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

（4）污染源参数

运营期间本项目产生的大气污染物主要为井场燃气加热炉废气和油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发；因工程分布范围广，本评价选取玉科 401H 井建设的 315kW 加热节流撬废气有组织排放源和无组织废气排放量相对较大的建设 8 座储油罐采用单车拉油输送工艺 QiGu1-1X 井场进行预测。污染物排放参数见表 5.2-4、5.2-5。

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表（有组织）

污染源名称	坐标	海拔 m	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率 kg/h
			高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (℃)	流量 (m3/s)			
玉科 301H 井 315kW 加热节流撬		940	8	0.3	120	0.63	7920	SO2	0.0075
								NOx	0.0708
								烟尘	0.0040
玉科 401H 井 315kW 加热节流撬		936	8	0.3	120	0.63	7920	SO2	0.0075
								NOx	0.0708
								烟尘	0.0040

表 5.2-5　运营期大气污染物排放参数一览表（无组织）

污染源名称	中心点坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源（m2）	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					NMHC	H2S
玉科 301H			940	2400	2.5	8760	0.12	0.0009
玉科 401H			936	8000	3.5	8760	4.64	0.0009
QiGu1-1X			966	8000	3.5	8760	6.96	0.0009
DH1-H16			978	2400	2.5	8760	0.12	0.0009
HA16-28			966	2400	2.5	8760	0.12	0.0009
HA15-3C			962	2400	2.5	8760	0.12	0.0009
HA702-H2			964	2400	2.5	8760	0.12	0.0009
RP7-H2			958	2400	2.5	8760	0.12	0.0009
JY7-H7			959	2400	2.5	8760	0.12	0.0009
LN3-3-H15			931	2400	2.5	8760	0.12	0.0009

（5）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 5.2-4。

表 5.2-4　估算模式预测污染物扩散结果

序号	污染源名称	评价因子	Ci(μg/m^3)	评价标准(μg/m3)	Pi(%)	Pmax(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	玉科 301H 加热撬	SO_2	0.67898	500	0.14	6.36	17	--
		NO_2	6.528654	200	3.26			--
		PM_{10}	0.36234	450	0.08			--
2	玉科 401H 加热撬	SO_2	0.61729	500	0.12		57	--
		NO_2	5.935481	200	2.97			--
		PM_{10}	0.329419	450	0.07			--
3	玉科 301H 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H2S	0.43	10	4.27			--
4	玉科 401H 井场	非甲烷总烃	84.981	2000	4.25		110	--
		H_2S	0.08224	10	0.82			--
5	QiGu1-1X 井场	非甲烷总烃	127.22	2000	6.36		110	--
		H_2S	0.082254	10	0.82			--

序号	污染源名称	评价因子	Ci(μg/m³)	评价标准(μg/m3)	Pi(%)	Pmax(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
6	DH1-H16 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H_2S	0.43	10	4.27			--
7	HA16-28 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H_2S	0.43	10	4.27			--
8	HA15-3C 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H_2S	0.43	10	4.27			--
9	HA702-H2 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H_2S	0.43	10	4.27			--
10	RP7-H2 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H_2S	0.43	10	4.27			--
11	JY7-H7 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H_2S	0.43	10	4.27			--
12	LN3-3-H15 井场	非甲烷总烃	56.98	2000	2.85		67	--
		H_2S	0.43	10	4.27			--

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，其中非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 127.22μg/m3，最大占标率 6.36%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.43μg/m3，最大占标率 4.27%，最大落地浓度出现距离为 67m。

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 10 范围内。

③预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

（6）大气环境影响分析

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，本项目油气开采、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。工程实施后，非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 127.22μg/m3，最大占标率 6.36%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.43μg/m3，最大占标率 4.27%。

5.2.2.3 非正常排放影响分析

（1）污染源强

拟建工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将 JY7-H7 井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.2-5。

表 5.2-5　非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度/(μg/m3)	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次	应对措施
1	放喷口	井口压力过高	H2S	--	0.001	0.17	1	修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置
			非甲烷总烃	--	0.1			

（2）影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6　非正常排放 Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表　单位：μg/m^3

序号	污染源名称	评价因子	Ci(μg/m3)	Pi(%)	Pmax(%)	最大浓度出现距离(m)	D10%(m)
1	放喷口	H2S	19.22	192.22	192.22	10	550
		非甲烷总烃	1922.22	96.11		10	425

由表 5.2-6 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 1922.22μg/m^3，占标率为 96.11%；硫化氢最大落地浓度为 19.22μg/m^3，占标率为 192.22%。

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

5.2.2.4 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.2-7。

表 5.2-7　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
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	12.56	0.009
加热炉	二氧化硫氮氧化物烟尘	燃用天然气	污染物浓度满足《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，SO2：50mg/m3，NOX：200mg/m3。	SO2 0.12t/a NOX 1.12t/a 烟尘 0.064t/a	

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表 5.2-8。

表 5.2-8　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级√		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km□		边长=5km√
评价因子	SO2+NOx 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□		＜500t/a√
	评价因子	基本污染物（SO2、NO2、PM10、PM2.5、 CO、O3） 其他污染物（NMHC、H2S）		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√	

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源√
本项目非正常排放源□
现有污染源□</td><td colspan="3">拟替代的污染源□</td><td>其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源□</td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD√</td><td>ADMS□</td><td colspan="2">AUSTAL2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥50km□</td><td colspan="4">边长 5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km√</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="7">预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）</td><td colspan="2">包括二次 PM2.5□
不包括二次 PM2.5√</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="7">C 本项目最大占标率≤100%√</td><td colspan="2">C 本项目最大占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="6">C 本项目最大占标率≤10%□</td><td colspan="2">C 本项目最大占标率＞10%□</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="6">C 本项目最大占标率≤30%□</td><td colspan="2">C 本项目最大占标率＞30%□</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td colspan="3">非正常持续时长（）h</td><td colspan="4">c 非正常占标率≤100%□</td><td colspan="2">c 非正常占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="7">C 叠加达标□</td><td colspan="2">C 叠加不达标□</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="7">k≤-20%□</td><td colspan="2">k＞-20%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="4">监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）</td><td colspan="3">有组织废气监测□
无组织废气监测√</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="4">监测因子：（）</td><td colspan="3">监测点位数（）</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="9">可以接受√　　不可以接受□</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="9">距厂界最远（0）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="3">SO2：（0.12）t/a</td><td colspan="3">NOx：（1.12）t/a</td><td colspan="2">颗粒物：（0.064）t/a</td><td>VOCs：（12.56）t/a
H2S:（0.009）t/a</td></tr>
</table>

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。

5.2.4 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

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、发电机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在90~105dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围200m范围内没有声环境敏感点，HA702-H2井西南侧约1km、DH1-H16井东侧约1.1km有村民居住。

（3）声影响分析

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

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生

一定的影响。

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

表 5.3-1　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
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)）。项目区 200m 内无居民居住，HA702-H2 井西南侧约 1km、DH1-H16 井东侧约 1.1km 有居民居住，钻井工程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。

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

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

5.3.2 运营期声环境影响分析

本项目运营期噪声源主要为井场机泵、拉油车辆噪声以及压裂、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；8 口井的管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要包括采油（气）树。

5.3.2.1 预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从63Hz到8000Hz标称频带中心频率的8个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级$L_p(r)$可按下式计算：

$$L_p(r)=Lw+D_c-A$$

$$A=A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$—距离声源r处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

（2）室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1}=L_w+10\lg\left(\frac{Q}{4\pi r^2}+\frac{4}{R}\right)$$

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

R—房间常数，$R=S\alpha/(1-\alpha)$，S为房间内表面面积，m2，α为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的i倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T)=10\lg(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—靠近围护结构处室内N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}—室内j声源i倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T)=L_{p1i}(T)-(TL_i+6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室外N个声源i倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w=L_{p2}(T)+10\lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为a，高度为b，窗户个数为n；预测点距墙中心的距离为r。预测点的声级按照下述公式进行预测：

当$r\le\frac{b}{\pi}$时，$L_A(r)=L_2$(即按面声源处理)；

当$\frac{b}{\pi}\le r\le\frac{na}{\pi}$时，$L_A(r)=L_2-10\lg\frac{r}{b}$(即按线声源处理)；

当$r\ge\frac{na}{\pi}$时，$L_A(r)=L_2-20\lg\frac{r}{na}$(即按点声源处理)；

（3）计算总声压级

①计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第i个室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

$$L_{eq}=10\lg(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

（4）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

拟建工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2　井场噪声源参数一览表

分类	序号	声源名称	数量(台/套)	中心坐标(X，Y，Z)	噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]
井场	1	采油（气）树	1	(30，30，1)	85	基础减振	10
	2	加热炉	1	(15，15，1.5)	80	基础减振	10

5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。噪声等值线图见图 5.3-1。

表 5.3-3　井场噪声预测结果一览表　单位：dB(A)

场地	场界	坐标	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	(60，30)	41.7	昼间	60	达标
				夜间	50	达标
	南场界	(30，0)	42.6	昼间	60	达标
				夜间	50	达标
	西场界	(0，30)	42.6	昼间	60	达标
				夜间	50	达标
	北场界	(30，60)	41.7	昼间	60	达标
				夜间	50	达标

图 5.3-1　噪声等值线图

由表 5.3-3 可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7～42.6dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

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

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，工程开发建设及运营噪声满足标准要求，并且不会产生噪声扰民问题。

5.4 水环境影响分析

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

5.4.1 开发期水环境影响分析

根据工程分析，在建设期，对水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场，主要污染物为施工队生活污水、施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水。本项目整个施工期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

（1）清管废水

管道工程分段试压前应采用清管器进行清管，并不应少于两次。清管扫线应设临时清管器收发设施，并不应使用站内设施。清管使用聚氨脂皮腕型电子定位清管器。清管扫线的合格标准：管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，本工程共产生试压废水3600m3，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放。对水环境的影响很小。

（2）生活污水影响分析

施工人员按50人计，每人每天生活用水按100L计算，用水天数为50d，则施工期间生活用水总量为250m3。生活污水产生量按用水量的80%计，则施工期间生活污水总产生量为200m3。生活污水中主要污染物为COD、NH3-N、SS等，其主要指标浓度COD为350mg/L，NH3-N为60mg/L、SS为240mg/L。施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至各井场就近的联合站生活基地污水处理系统处理。不排放，对水环境的影响很小。

5.4.2 运营期水环境影响分析

5.4.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）水污染源类型

运营期，废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

（2）废水处置措施及可行性分析

①采出水

根据开发指标预测，本项目估算采出水最大量约为150t/d（45000t/a）；本项目采出水依托哈一联合站、哈6联合站、桑南联合站和东一联污水处理系统处理达标后回注。采出水依托已运行的哈一联合站、哈6联合站、桑南联合站和东一联采出水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

根据调查依托的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井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，集中收集拉运至所在区块的钻试修废弃物环保处理站进行处理。未外排。

③生活污水

运营期无新增工作人员，由管理单位内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）小结

施工期本项目生产生活用水量小，生活污水经收集罐收集后，定期由吸污车拉运至就近生活基地污水处理系统处理，基本不会对该区域地下水水质产生影

响；运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水可以依托就近联合站的污水处理设施处理；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至所在区块的钻试修废弃物环保处理站进行处理。

本项目在开发期和运营期，只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产和生活废水进行妥善处置，水污染影响很小。正常情况下，本项目采出水经处理后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

（1）油水窜层对地下水的污染影响

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。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，可能对地下水有影响：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）集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

井场管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常管道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采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

拟建工程非正常状况下，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预测因子筛选

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

表 5.4-1　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	背景值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0

②预测源强

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

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。拟建工程所在区域地下水埋深大于 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：

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预测内容

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

表 5.4-2　事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	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。

本项目距离最近的地表水约为 700m，因此泄露后对周边水体影响较小。

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

5.4.3 小结

（1）建设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。

（2）本项目评价范围内在正常情况下，本项目产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

（3）运营期的采出水依托就近联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，剩余处理能力可满足本项目需求。

（4）在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在，本项目对地下水环境基本没有影响；在非正常状况下，在及时采取地下水污染应急控制措施后，本项目运营对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本项目在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员生活垃圾、施工废弃土石方。

5.5.1.1 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等，产生量约为 4.82t。施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至周边固废填埋场。

5.5.1.2 施工人员生活垃圾

施工期间共产生生活垃圾 1.25t，生活垃圾集中收集后拉运至就近县城生活垃圾填埋场。

5.5.1.3 施工废弃土石方

本项目共开挖土方 57840m3，回填土方 57840m3，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，可以做到“取弃平衡”。

5.5.2 运营期固体废物影响

生产运营期固体废物主要为油泥（砂）、修井废液、油田工作人员产生的生活垃圾、落地原油。

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。本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 22t/a，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中的 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥。经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理。对周边环境影响较小。

①危废收集过程影响分析

本工程产生的清罐底泥或落地油均为间歇产生，按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物不在工程区内贮存，在按照规范要求进行危废收集的情况下，对环境的影响很小。

②危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物不在工程区内贮存，收集、转移、输运过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.5.2.2 修井废液

井下作业主要包括气井维修、大修、酸化、压裂等，本项目10口油井井下作业过程产生的废酸化液、废洗井液分别为132.8m^3/a、126.45t/a。井下作业废水自带回收罐回收后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处理。

5.5.2.3 生活垃圾

运营期，本项目工程包含工作人员由塔里木油田分公司的各油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.5.2.4 落地原油

井下作业必须带罐上岗，铺设作业（厚塑料布铺垫井场），控制落地原油产生量，落地原油回收率为100%，由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

经回收利用后，落地原油对周边环境影响较小。

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施工废料、施工人员生活垃圾、施工废弃土石方。施工人员生活垃圾集中收集后拉运至就近县城生活垃圾填埋场。施工期做到“取弃平衡”，不产生弃方。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、修井废液、生活垃圾、落地原油。油泥（砂）经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理，落地原油100%回收利用，运营期不新增生活垃圾。

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

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

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

（2）水土流失影响分析

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

（3）钻井作业对土壤环境的影响

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

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目新增钻井22口，钻井作业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中分离出的液相继续回用于钻井，无废水及废弃钻井液外排；处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（4）管线施工对土壤环境的影响

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

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本工程土壤影响类型于途径见表5.6-1，影响因子见表5.6-2。

表 5.6-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期				
运营期			√	
服务期满后				

表 5.6-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

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

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目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，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

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

主要评价因子：

本次预测评价因子为石油类。

类比分析：

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，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，详见表5.6-3。

表5.6-3　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	包气带深度	包气带深度	包气带深度	包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄露2h的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在0-20cm的土层中，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。

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

综上，本项目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，本项目风险潜势很低，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。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表5.6-4。

表 5.6-4　土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有 □				
	土地利用类型	建设用地☑；农用地□；未利用地□				土地利用类型图
	占地规模	（36.62）hm2				
	敏感目标信息	敏感目标（灌木林）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗☑；地下水位 □；其他（）				
	全部污染物	钻井废弃物、石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类☑； Ⅱ类 □； Ⅲ类 □； Ⅳ类 □				
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				
	评价工作等级	一级□；二级☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □				
	理化特性	盐碱土				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	20cm	
		柱状样点数	5		0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中基本项目 8 项、pH、石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他☑				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度（√）				
	预测结论	达标结论： a） ☑； b） □； c） □ 不达标结论： a） □； b） □				

	工作内容	完成情况			备注
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		项目占地范围内	石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标				
评价结论		项目区主要土壤类型是沙土、盐土。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。			
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级工作的，分别填写自查表。					

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目运营期主要风险单元为罐区和密闭集输管网，本工程共设置 13 个油罐，其中玉科 401H 井场设置 4 个 50m^3 落地罐，QiGu1-1X 井场设置 1 个 25m^3 柴油罐和 8 个 50m^3 储油罐，所涉及风险物质为天然气、原油、硫化氢。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q1，q2，...，qn——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，...，Qn——每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建集输干线 1.18km、单井集输管道 25.815km，掺稀油管线 1.25km。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程单井管线至阀组站均设置截断阀，本次评价对本工程存油量、存气量最大的管线进行评价，存油量最大的管线由玉科 301 井至玉科计转站，管线长 4.4km，

管径 DN150；存气量最大的管线由 RP7-H2 井至 JY7-6X 井集油阀组，管线长 4.0km，管径 DN100。

原油密度按照 0.826t/m^3、天然气平均相对密度 0.738 kg/m^3，天然气中硫化氢含量约 217mg/m^3。计算得管道最大储油量为 64.19t。

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。8.314mol*K

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 1.13t，硫化氢含量约为 0.000332t。

本工程辨识结果详见表 5.7-1。

表 5.7-1 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	运行期	集输管线	集输管线	原油	2500	64.19	0.03	0.143
				天然气	10	1.13	0.113	
				硫化氢	2.5	0.000332	0.0001328	

根据上表计算结果，本项目 Q=0.143，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

现场踏勘结果表明，区域主要风险保护目标为项目区土壤、地表水、地下水、公益林、居民区、垦荒耕地等。主要环境敏感目标见表 2.8-1。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169－2018）附录 B、《危

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

（1）天然气

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

表 5.7-2　　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">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="4">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="4">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 rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。
LC50：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">废弃物性质：危险废物。
废弃处置方法：建议用焚烧法处置。
废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧</td></tr>
</table>

	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5.7-3。

表5.7-3　　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	【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。

原则	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。

（2）硫化氢

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

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.7-4。

表 5.7-4　　硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			**暴露于硫化氢的典型特性**
%（V）	**ppm**	**mg/m³**	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m3（0.13ppm）时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m3（4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值（8h 加权平均值）。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最大硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全和健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m3（50ppm）将会出现肺浮肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。

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

5.7.3.2 井下作业危险性识别

（1）井喷事故风险

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

（2）井漏事故风险

钻井施工表层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。

（3）储罐泄漏

施工期井场设置柴油储罐，储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

5.7.3.3 输油管道危险性识别

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

5.7.3.4 风险类型识别

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

（1）井喷造成油气泄漏及火灾爆炸

本工程油井地层属高压系统的油藏。通过对本工程油田已钻井压力的监测和完钻井测试，油层压力分布规律已基本掌握，储层物性及基本特征已基本清楚。本工程采取了严格的井控制度和井控措施，所以发生井喷的机率很小。

（2）输油管线破裂造成油品泄漏

管线破裂泄漏油气会对空气环境、水环境及生态环境造成危害。

（3）拉油点、站场油品储罐泄漏及火灾爆炸

储罐破裂泄漏、火灾、爆炸会对空气环境、水环境及生态环境造成危害。

（4）拉油及装卸过程中，发生原油泄漏，对周围环境造成直接污染。

原油拉运、装车单元危险物质发生泄漏或直接燃烧、爆炸，泄漏的原油会污染土壤和大气，并可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的原油若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境，引发工程区域周围人群受伤事故。

由类比调查结果可知，一般造成泄漏的主要原因是：

①原油处理装置损坏(超压、燃烧、爆炸、误操作等)造成泄漏；

②罐区聚集的油气遇明火燃烧、爆炸、损坏储油罐而造成泄漏；

③采出液储罐、原油储罐遭雷击起火爆炸造成原油泄漏；设备受腐蚀使油品大量泄漏。

④管线焊接不严或检测有误，导致管线连接缺陷，造成泄漏。

⑤管线防腐涂层质量差，造成管线腐蚀穿孔，导致输送介质外泄。管线腐蚀一般发生在油田开发后期。

⑥管道材料质量低劣，导致管线强度达不到要求而出现裂缝或断裂，进而导致原油泄漏。

⑦设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏。

⑧在管线近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，可能导致管线受到意外重大的机械损伤造成管线破裂，导致输送介质泄漏。

⑨原油在罐车拉运过程中，发生交通事故或泄漏导致原油泄漏的风险。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

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

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

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

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

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

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

5.7.4.4 地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

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。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径300m左右，一般需要1～2天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。项目周边350m左右无地表水体，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.7.4.5 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。

5.7.4.6 对土壤环境的影响分析

井喷及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。

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

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

5.7.4.7 对植被的影响

井喷及原油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。本工程占地尽可能绕避植被覆盖度较高的区域，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较大影响。

5.7.4.8 对野生动物的影响

本项目在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。井喷及原油泄漏对野生动物的影响有限。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、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）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划。

（3）井控操作实行持证上岗，各岗位的人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

（4）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。柴油储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向下风向，与井口距离不得小于50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（5）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。

（6）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。

（7）井场设置明显的禁止烟火标志，井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（8）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。

（9）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，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）施工阶段的事故防范措施

①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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

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

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①结合塔里木油田分公司安全生产管理制度，并根据《压力管道定期检验规则长输(油气)管道》(TSGD7003-2010)制定输油气干线定期检查方案。

定期检查分为外部检查和全面检查。外部检查除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检查每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检查。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过15年，全面检查的周期可以缩短。

对输油气管道进行定期超声波无损检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

超声波测量管道壁厚方法：超声波探头向罐内发射超声波能量脉冲，再以接收方式探测内径反射波和外径反射波，每个反射波的到达时间被记录下来。发射波在管壁内的传播时间可以由测得的总传播时间差除以2来确定，通过超声波在管道内的传播时间和传播速度计算管壁厚度。

超声波测量管道里程数方法：包括内定位法和外定位法。内定位法是靠检测器的里程轮实现的，里程轮每旋转一周，检测器的内定位装置就测得一个信号，这个信号被转化为数字信号并储存在存储器中，作为定位信号。外定位是指定位信号源在检测器的外部产生一个信号，此信号被爬行机接受并作为定位标记信号存放在数据存储器中。两个定位标记之间的距离代表里程轮的周长。

管道超声波检测器精度高、使用方便、对材料杂志不敏感，可对管壁的腐蚀情况和腐蚀位置进行有效检测。

②建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

③加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

④配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

（4）油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。加强法律法规宣传力度，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

（5）防冻剂(甲醇)加注系统泄漏风险预防措施

①采用密闭罐装储存。

②操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。

③密闭操作，防止泄漏，加强通风。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。戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶手套，建议操作人员佩戴过滤式防毒面具。

5.7.5.3 储罐泄露风险防范措施

（1）平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油品生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

（3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

（5）在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置必要的可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

5.7.5.4 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《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》（SY/T6137-2005）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H2S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。

5.7.5.5 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。

5.7.5.6 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。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量1～2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.7 油品运输泄露风险防范措施

（1）担任油品储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

（2）运输、储存原油和含油污泥所用的槽车、容器、储罐必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关锅炉压力容器的规定。储罐区设计应按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求进行必要的防火设计。

（3）运输危险废物和油品的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、危废临时储罐进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

（4）本工程产生的危险废物运输委托有资质的单位进行，并使用专用车辆，有明显标识，同时，运输线路的选择尽量避开敏感点集中的区域，危险废物转移严格按照《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。

5.7.5.8 公益林防火措施

（1）强化责任，实行森林防火领导负责制。新春公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，提高工作人员森林防火责任意识。

（2）大力开展宣传教育。新春公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

（3）强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

5.7.5.9 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

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收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（2）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（3）管道刺漏事故应急措施

拟建工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a.切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b.堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

c.事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

d.后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.7.5.10 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。

5.7.6 环境风险事故应急预案

本工程涉及哈拉哈塘油田作业区、轮南作业区、东河作业区、和哈德作业区，各作业区均有应急预案备案证明。

哈拉哈塘油田作业区制定有《哈拉哈塘作业区突发环境事件应急预案》，该应急预案于 2019 年修订后，6 月 9 日油田公司已在当地环境保护局进行了备案（备案编号：652923-2019-019-H）。轮南作业区制定有《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》，该应急预案于 2019 年 3 月取得备案证明（备案编号：652800-2019-302-H）。东河作业区于 2017 年取得《塔里木油田公司东河油气开发部东河采油作业区风突发环境事件应急预案》的备案证明并正式实施。哈得作业区编制有《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）。

本项目的环境风险事故应急参照已有的应急预案执行，后期应急预案进行修编时，应将本项目内容纳入预案范围。

5.7.7 应急物资储备情况

根据现场调查情况，哈拉哈塘油田应急物资储备充足，应急物资储备情况见表 5.7-6。

表 5.7-6　　哈拉哈塘油田应急物资清单一览表

序号	名　　称	技术要求	单位	最低储备量	存放地点
1	正压式呼吸器	压力 30MPa，6.8L	套	20	塔运司库车基地及哈拉哈塘油田技术服务公司驻地
2	正压式呼吸器充气泵		台	2	
3	H2S 检测仪	≥100ppm	只	40	
4	隔爆型压入式对旋轴流局部通风机组	≥500Pa	套	3	
5	防火罩	Φ50-Φ180	个	100	
6	O2 检测仪	0-30%VOL	台	5	
7	可燃气体检测仪	0-100%LEL	台	5	
8	pH 便携式风向风速仪	0～360 度，16 个方位	台	1	
9	红外测温仪	-30℃～900℃	台	2	
10	防爆投光灯	C 级	台	10	
11	防爆外场强光泛光灯	≥B 级	台	10	

序号	名　　称	技术要求	单位	最低储备量	存放地点
12	手提式防爆探照灯	C 级	个	20	
13	强光防爆方位灯	C 级	个	40	
14	防爆对讲机	≥B 级	台	50	
15	对讲机中转台	频率范围：403-470MHz	套	1	
16	发电机	≥800KW	台	1	
17	防火服		套	10	

5.7.8 风险评价结论

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

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-7。

表 5.7-7　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	哈拉哈塘 2021 年产能建设项目（一期）			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车县、沙雅县境和巴州轮台县境内			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、原油、硫化氢；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）	本项目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。			

6.环境保护措施及可行性论证

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

6.1 施工期环境保护措施

本项目施工期对环境的影响主要来自油井开采、管线敷设、道路和井场建设等方面。

6.1.1 生态保护和恢复措施

6.1.1.1 井场生态环境保护措施

（1）优化井位布设，减少占用耕地和公益林，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。占用国家二级公益林，应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

（2）井位选择严格控制占地面积，使单井临时占地面积不大于100×140m2，生产期占地不大于80×80m，减少扰动面积。

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

（4）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图6.1-1。

图6.1-1　井场、站场砾石压盖措施典型设计图

（5）井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见6.1-2。

图 6.1-2　临时堆土场防护工程平面布置图

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

（1）优化线路走向，应尽可能绕避耕地和植被覆盖度较高的区域。管线施工作业宽度应控制在6m以内。

（2）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。

（3）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。施工前剥离表层土壤，并将其保护用于临时占地等生态恢复。

（4）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。

（5）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。

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

（7）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

（8）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。

（9）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（10）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。

6.1.1.3 道路生态保护措施

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。施工前剥离表层土壤，并将其保护用于临时占地等生态恢复。

图 6.1-3　彩条旗拦挡典型设计图

6.1.1.4 农田区生态保护措施

本项目HA702-H2、RP7-H2井场及其集输管线占用农田均为垦荒耕地，非基本农田。

（1）严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

（2）在下阶段的设计中应进一步优化设计方案，减少占用耕地。

（3）严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在6m之内，严禁自行扩大施工用地范围。

（4）保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线

（5）对占用的农田的表土进行单独收集，施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实。

（6）在农作物生长季节施工时，应做好洒水降尘工作，减少扬尘对农作物的影响。

（7）临时占用的农田区域，使用后（管线道路工程完成后）立即实施复垦措施；可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

（8）提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

（9）按照国家和地方补偿标准进行补偿，补偿费由油田公司支付给当地政府，当地政府、村委会发放给个人。

6.1.1.5 重点公益林生态保护措施

本工程井场和集输管线占用国家二级公益林和地方公益林，项目需采取的保护措施包括：

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

（2）JY7-H7、LN3-3-H15、玉科301井严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

（3）工程征占地范围内的保护植物（胀果甘草等）要征得林草部门的同意，办理相关手续，进行补偿和恢复；占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。由建设单位提供资金，由当地林草部门具体实施。

（4）严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

（5）公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

6.1.1.6 保护动植保护措施

（1）优化道路和管线走向，避免占用保护植物。

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

（3）施工过程中必须做好野生动植物保护工作，严禁野外生火，禁止捕猎，不得随意破坏植被。

（4）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。

6.1.1.7 严格实施防沙治沙措施

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

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

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

（1）技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料;

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

（2）施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

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

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

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

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

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

（3）施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙20m，同时在管道主风向上方≥10m左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。如下图6.1-4草方格通用设置图和6.1-5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。

图 6.1-4　固沙草方格设置通用图

图 6.1-5　移动沙丘固沙平面示意图

6.1.1.8 防治水土流失

①工程措施

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

②场地平整

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

③限行彩条旗

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

6.1.2 大气污染防治措施

项目钻井期已结束，地面工程施工大气污染防治措施

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。堆放物料时采取防风防雨措施，必要时设拦，定时洒水。

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

④合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

⑤管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

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

⑦加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.3 废水污染防治措施

本项目施工期废水主要为钻井废水，将采取以下防治措施：

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

（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

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

钻井期生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至就近联合站生活基地污水处理系统处理。

（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，避免对地下水产生影响。

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。

6.1.4 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）泥浆泵、钻机等设备采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（2）合理布置构筑物，选用噪声低、振动小、能耗小的先进设备，对主要噪声源进行基础减震，定期维护保养设备，使设备噪声维持在正常水平。

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.1.5 固体废物污染防治措施

施工期产生的固体废物主要是施工废料、生活垃圾、土石方。

（1）施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至周边固废填埋场。

（2）生活垃圾

施工期间生活垃圾集中收集后拉运至就近县城生活垃圾填埋场。

（3）土石方

根据工程分析结果，本项目共开挖土方57840m3，回填土方57840m3，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，做到“取弃平衡”。

6.1.6 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。

6.1.6 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。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

（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。

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

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

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

6.2.2 废气污染防治措施

（1）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；不允许含有H2S的气体直接排放到大气，本项目采用密闭集输，定期巡检，确保集输系统密闭运行。

（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，非甲烷总烃无组织排放可以满足《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。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）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。

（4）《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，塔里木油田分公司已开展VOCs泄漏检测与修复工作。

6.2.3 废水污染防治措施

6.2.3.1 采出水和井下作业废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

（1）采出水经各井就近的联合站污水处理系统处理达到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进行处理。

（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。

6.2.3.2 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.2.3.3 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 1.0×10-7cm/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 6.3-1。

图 6.2-1　营运期采油井场分区防渗图

6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.2.5 固体废物污染防治措施

（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。对照《国家危险废物名录（2021年版）》，油泥（砂）危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物中的071-001-08石油开采和联合站贮存产生的油泥。

本项目油泥（砂）最大产生量为22.0t。本项目产生的油泥（砂）经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理。

（2）修井废液

井下作业主要包括气井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业过程产生的废酸化液、废洗井液分别为132.8m3/a、126.45t/a。修井废液自带回收罐回收后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处理。

（3）生活垃圾

运营期，本项目工程包含的工作人员由塔里木油田分公司各油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（4）落地原油

井下作业必须带罐上岗，铺设作业（厚塑料布铺垫井场），控制落地原油产生量，落地原油回收率为100%，由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

6.2.6 土壤环境保护措施

（1）巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由塔里木绿色环保站或具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 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，污染地下水和土壤。

（4）及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，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。

6.3.2 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《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场10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

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，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，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植在自然状态下逐渐得到恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计25.378km，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

工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。管道施工作业带宽度控制在6m范围内，在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，疏林地、灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.3.3 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。

6.3.4 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。

6.3.5 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。

6.3.6 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。

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7927.82万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、阀组站建设和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费，直接费用约100万元。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

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

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

7.2.2 项目环保投资估算

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约488万元，环境保护投资占总投资的6.16%。具体环保投资估算见表7.2-1。

表 7.2-1　环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施	费用（万元）
生态恢复	施工迹地平整清理	60
	井场生态恢复	100
生态补偿	土地征购费及复垦费	100
废水处理	井下作业废水拉运与处理	60
固体废物处置	落地油回收	30
环境风险	硫化氢、可燃气体报警器	20
	井控装置	40
环境管理	环境影响评价	30
	环境保护竣工验收	20
	环境监测	8
	施工期环境监理	20
	合计	488

7.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。采出水依托项目所属区块的联合站污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

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

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至哈拉哈塘、塔河南岸、轮南钻试修废弃物环保处理站进行处理；采出废水依托项目所属区块的联合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约45000m3/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费2元/m3进行计算，产生的经济效益为90000元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）依托塔里木油田绿色环保站进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地，防止水土流失。

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

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

7.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 338 万元，环境保护投资占总投资的 1.16%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与HSE管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

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

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

8.1.2 实施与管理机构

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

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位或委托第三方建设运行固废环保处置设施，塔里木油田分公司下达环境保护考核指标，下属二级单位负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油厂为中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司下属二级单位，均设QHSE管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由东河油气开发部负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境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、沙雅县生态环境分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

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

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

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

（2）对分承包方的环保要求

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

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

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、阀组站、管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

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

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

（1）环境监理人员要求

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

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向HSE部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助HSE部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

（3）环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度8m。

②道路工程

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

③井场、站场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场90m×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、水土保持措施、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水土保持措施； 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、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	巴州及阿克苏地区各级生态环境主管部门
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	建设单位	巴州及阿克苏地区各级生态环境主管部门

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		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		
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	巴州及阿克苏地区各级生态环境主管部门
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	巴州及阿克苏地区各级生态环境主管部门

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

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

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

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

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

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

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

——加强监测

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

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合区域地下水监测数据，拟在项目区地下水径流上游布设1个监控井，下游布设4个监控井，监控井位置与地下水环境质量现状监测点相同。地下水污染监控井的建设和管理符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164的规定。

8.3.2 运营期环境监测计划

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

表 8.3-2　运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年 1 次
2	噪声	井场厂界	厂界噪声监测	每年 1 次
3	地下水跟踪监测	玉科 301 井和玉科 401H 井井场内各 1 个点；玉科 301 井东侧、RP7-H2 井东南侧、JY7-H7 井东南侧 3km 范围内各 1 个点	水位、色度(倍)、嗅和味、浊度(度)、肉眼可见物、总硬度、pH、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类；K+、Na+、Ca2+、Mg2+、CO32-、HCO3-、Cl-、SO42-的浓度。	每年 2 次
4	土壤	井场内、外土壤	石油烃	5 年 1 次
5	生态环境	井场、管线、道路周围	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。	1 次/年

8.3.3“三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表8.3-3。

表8.3-3　三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收项目	验收标准
废气	非甲烷总烃	井场、阀组站	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）
	H_2S			《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准（0.06mg/m^3）要求
废水	采出水	井场	依托东一联合站、哈6联合站、哈一联合站、桑南处理站采出水处理系统处理达标后回注油层	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	井下作业废水	井场	用罐车拉运至哈拉哈塘、塔河南岸区块、轮南油田钻试修废弃物环保处理站进行处理	

项目	污染源	产生位置	验收项目	验收标准
噪声	井口装置、井下作业	井场	选择低噪声设备、合理安排施工作业时间、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	依托塔里木绿色环保站或其他有资质单位进行无害化处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场、站场内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
环境风险	项目占地	井场、管线	详细的井场井喷、井漏事故应急预案；管道断裂、泄露、水体污染风险事故的应急预案	有效应对和排除各种突发事故的不利影响
生态恢复	项目占地	垦荒耕地	井场和管线临时占用耕地，表土保留，完工后复垦	保护耕地，尽可能减少了对土壤和生态环境的破坏。
		塔里木河流域水土流失重点治理区	临时占地的迹地恢复	不对区域水土保持产生明显影响
		保护动物和植被	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为	保护生境和生物多样性
		公益林	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿	保护公益林，减少植被破坏
环境管理	加强施工期环境监理，保证井场、道路、管线施工各项环保措施落实到位，按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。运营期环境管理工作纳入东河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。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。			

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，项目区已完成环境影响后评价工作，编制完成《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》（备案号：新环环评函（2021）221 号）；《东河油气开发部东河油田环境影响后评价报告书》（备案号：新环环评函（2021）225 号）；《轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价

报告书》（备案号：新环环评函（2021）226号）；《哈得油气开发部哈得油田环境影响后评价报告书》（备案号：新环环评函（2021）220号）。

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市、沙雅县以及巴音郭勒蒙古自治州轮台县、尉犁县境内，区域覆盖范围广，地势平坦，地表海拔 920~980m，项目区地理坐标东经 83°5′～84°14′，北纬 40°18′～41°27′，油田开发范围内有 G216、S211、Y136 等公路临近，交通运输条件便利。

本项目新建采油井 10 口，新建撬装计量阀组 4 套，加热节流撬 2 座，储油罐 12 座；新建集输干线 1.18km、单井集输管道 22.948km，掺稀油管线 1.25km，修复井场道路 3km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新增产能规模为：产气量 29.45×104Nm3/d、产油量 350t/d。。项目建成后生产运行管理分别由东河油气开发部、哈得油气开发部和轮南油气开发部分别负责各自区块范围内的采油（气）工程负责。

本项目总投资为 7927.82 万元，环保投资 488 万元，约占总投资的 6.16%。

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》中阿克苏区地区 2020 年环境质量监测数据可知：2020 年阿克苏地区 SO2、NO2 年平均浓度及 CO、O3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM2.5、PM10 年浓度超过《环境空气质

量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。项目所在地属于环境空气质量不达标区域。

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，H2S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

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

根据监测结果可知，项目区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氟化物、氯化物、钠离子等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，除此之外的各项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（3）声环境质量现状

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

（4）土壤环境质量现状

从评价结果可以看出，区块内建设用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《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第二类用地筛选值标准要求。

区块内农用地土壤pH值均大于7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）生态环境质量现状

本项目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暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本项目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。项目位于阿克苏地区库车市、沙雅县以及巴音郭勒蒙古自治州轮台县、尉犁县境内，属于塔里木流域水土流失重点预防区和重点治理区，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占地影响，项目总占地面积36.62hm2，其中永久性占地面积为5.32hm2，临时占地面积31.3hm2，占地类型为耕地（荒垦地）、林地、草地、未利用地。工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被和人工植被，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。

9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。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井场加热炉燃烧排放的SO2、NOX、颗粒物以及油气集输过程中产生一定量的无组织烃类挥发和硫化氢排放，根据工程分析估算，加热炉燃烧排放的SO2约0.12t/a、NOX约1.12t/a、烟尘0.064t/a，无组织VOCs排放量为32.694t/a，H2S挥发量为0.009t/a。经预测，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98m范围内，距离最近村庄880m，

对大气环境敏感目标影响不大。项目正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

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 水环境影响分析

项目落地油100%进行回收，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。不会对所在区域地下水产生影响。

运营期的采出水依托各工程所属区块的联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后分别拉运至哈拉哈塘、塔河南岸、轮南钻试修废弃物环保处理站进行处理。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由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。

9.1.4.4 声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

本项目运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本项目

单井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。

9.1.4.5 固体废物影响分析

施工期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周边垃圾填埋场处理。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 22t/a，依托塔里木油田绿色环保站处理处置。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

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

9.1.4.6 环境风险分析

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

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

9.1.5 总量控制指标

根据本项目废气污染源计算结果，本次评价建议本项目加热炉的总量控制指标为 SO2：0.12t/a，NOX：1.12t/a。

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

9.1.6 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

（2）加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

（3）各场站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。