目 录

1.概述 1
1.1 建设项目特点 1
1.2 环境影响评价的工作过程 1
1.3 分析判定相关情况 3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 4
1.5 环境影响评价的主要结论 5
2.总则 6
2.1 评价目的和原则 6
2.2 编制依据 7
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 10
2.4 环境功能区划与评价标准 13
2.5 评价因子和评价标准 14
2.6 评价等级和评价范围 18
2.7 评价时段和评价重点 27
2.8 污染控制目标与环境保护目标 27
2.9 评价方法 30
3.建设项目工程分析 31
3.1 项目开发现状及环境影响回顾 31
3.2 工程概况 38
3.3 工程分析 60
3.4 清洁生产水平分析 71
3.5 污染物排放总量控制 77
3.6 与相关规划、法律法规符合性分析 78
3.7 选址、选线合理性分析 85
4 环境现状调查与评价 87
4.1 自然环境概况 87
4.2 生态环境现状调查与评价 93
4.3 环境空气质量现状调查与评价 103
4.4 声环境现状 106
4.6 土壤环境现状调查与评价 116
5.环境影响预测与评价 122
5.1 生态环境影响分析 122
5.2 大气环境影响分析 131
5.3 声环境影响分析与评价 138
5.4 水环境影响分析 143
5.5 固体废物影响分析 151
5.6 土壤环境影响分析 153
5.7 环境风险评价 158
6.环境保护措施及可行性论证 174
6.1 施工期环境保护措施 174
6.2 运营期环境保护措施 183
6.3 服役期满后环境保护措施 186
7.环境影响经济损益分析 190
7.1 社会效益和经济效益 190

7.2 环境经济损益分析 190
7.4 环境经济损益分析结论 193
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系 **194**
8.1 环境管理机构 194
8.2 开发期环境管理及监测 195
8.3 运营期环境管理及监测 199
8.4 环境影响后评价 204
9.结论与建议 **205**
9.1 评价结论 205
9.2 建议 210

1.概述

1.1 建设项目特点

哈拉哈塘油田金跃区块隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由东河油气开发部负责，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，区内地势平坦，地表海拔 960m 左右，为渭干河冲积平原与塔里木河中游北岸平原交汇区。井场北距沙雅县县城最近 28km，有库车-哈尼喀塔木乡-塔里木乡公路横穿工区，交通运输条件便利。

根据《哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案》，本项目主要建设内容为：新建采油井 5 口，井场北距沙雅县县城最近 28km；在原有（站）井场新增 4 井式撬装计量阀组 3 套（JY1-1 计量撬、JY1-2C 计量撬、RP301-3 计量撬）；新建单井集输管道 14km，修复井场道路 10km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新增最大产能 9.82×10^4t，采油速度 0.68%，预测累产油 205.91×10^4t，动用地质储量采出程度 14.17%。

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哈拉哈塘油田金跃区块内，属于塔里木流域水土流失重点治理区，涉及国家二级公益林，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 7 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案环境影响报告书》。

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）。

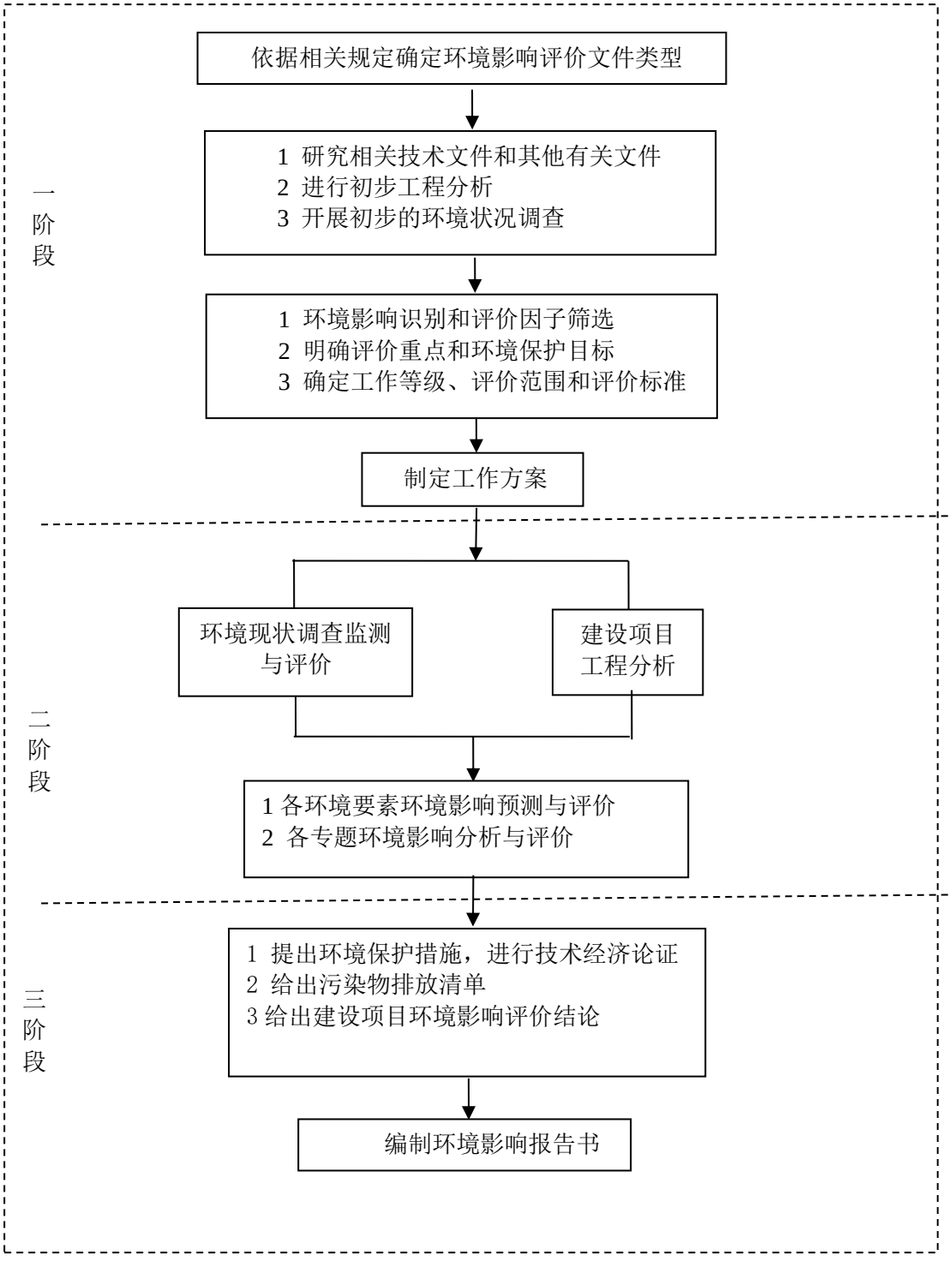


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

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勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》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耕地和中覆盖度草地，项目所在区域植被覆盖度约为 50-70%。涉及的耕地为一般耕地，林地为国家二级公益林地，

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“水土流失重点治理区”的建设项目，涉及国家二级公益林。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废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、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钻井、采油、井下作业、集输等各工艺过程，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 880m。重点保护目标是：评价范围内的塔里木流域水土流失重点治理区、国家二级公益林、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	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
13	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
14	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
15	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
16	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	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
18	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
19	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
20	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
21	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
22	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
23	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
24	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
25	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
26	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
27	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

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	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
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）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

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

（2）《哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.06；

（3）《关于哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程环境影响报告书的批复》，新环函【2015】935 号，2015.8.20；

（4）《关于哈拉哈塘二期产能建设工程竣工环境保护验收合格的函》，油勘【2018】210 号，2018.6.12。

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

新建单井集输管线 14km，修复井场道路 10km，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 5 口，在原有（站）井场新增 4 井式撬装计量阀组 3 套（JY1-1、JY1-2C 计量撬、RP301-3 计量撬）；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
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
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 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃 ；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃
地下水	色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐、总氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、 CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	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、H_2S （1）对油田运营期可能发生的井喷事故进行影响分析； （2）结合当地的气象条件，对油田运行期间集输管道可能发生的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阿克苏地区沙雅县境内，地处为渭干河冲积平原与塔里木河中游北岸洪泛平原交汇区，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

本项目距离塔里木河最近约 2km，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880m，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塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。

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），项目所在区域属于塔里木流域水土流失重点治理区。

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，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

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	50	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（COD_{Mn}法，以 O_3 计）	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数（CPU/mL）	≤100			

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

2.5.1.3 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/m^3）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H_2S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.5.2.2 废水

运行期项目产生的采出水在哈 6 联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，井下作业废水依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，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）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

2.5.2.3 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 2.4-6。

表 2.4-6　　环境噪声排放标准

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

2.5.2.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1～7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污

染控制标准》（GB18597-2001/XG1-2013）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）。

2.6 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 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

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	$P_{max}\geq100\%$
二级评价	$1\%\leq P_{max}<10\%$
三级评价	$P_{max}<1\%$

估算模式所用参数见表 2.6-2。

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(km^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
区块无组织	***	***	960	27.3	8	8760	9.82	0.0005

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	H_2S
下风向最大落地浓度	μg/m³	34.16401	0.00174
最大浓度出现距离	m	4135	4135
评价标准	μg/m³	2000	10
最大占标率	%	1.71	0.02
$D_{10\%}$	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 1.71%，其占标率 10%的最远距离 D10%=0m，最大占标率 1%≤P_{max}＜10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合

本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，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 7.2hm²，临时占地面积 17.7hm²，总占地面积为 24.9hm²，占地面积＜2km²，管线总长度共计 14km，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

（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 2km。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，本项目单井调查、评价范围为 6km^2，根据地下水流向为自西向东，

选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围。地下水评价范围详见图 2.6-1。

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	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区	IV	III	III	II
环境轻度敏感区	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 2.5-10　　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，工程新建单井集输管道 14km，选择玻璃钢管 DN100 5.5MPa。

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，本次评价对本工程新建单井集输线最长约 4km 进行评价。

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 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：q_1，q_2，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程辨识结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11　　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	25.94	0.01	0.135
				天然气	10	1.25	0.125	
				硫化氢	2.5	0.000007	0.0000028	

根据上表计算结果，本项目 Q=0.135，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 7.2hm^2，属于中型项目。占地类型主要为中覆盖度草地和耕地（垦荒地），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 2.5-18。

表 2.5-12　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

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

图 2.6-1　评价范围示意图

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，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。本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，最近距离塔里木河约 2km，除油区工作人员外，距离最近的村庄约 880m。本项目与塔里木河上游湿地自然保护区的最近距离为 80m，距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近距离为 80m，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	占用	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
		垦荒耕地	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
		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	临近，最近距离 80m	避让生态保护红线，保护地表植被，防止土地沙化
		塔里木河上游湿地自然保护区	临近，最近距离 80m	避让自然保护区，保护地表植被，
		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	盖孜库木乡集中居民点	JY1-H11 井东侧 880m	区域空气质量不因本项目的建设而下降
		萨拉斯提村集中居住区	JY7-2XC 井西北侧 1500m	
3	水环境	塔里木河	JY1-H11 井距离塔里木河最近约 2km	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的IV类标准
		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、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 区块开发现状

哈拉哈塘油田行政上隶属于新疆阿克苏地区库车县和沙雅县，根据油田公司提供资料，目前该油田主要开采范围为东经 82°50′～83°20′，北纬 40°54′～41°26′，东西约 42km、南北约 118km，面积约 4956km^2，该油田东侧为中石化塔河油田艾丁——托普台区块，南侧隔塔里木河与中石化塔河油田跃进区块、中石油塔里木油田分公司哈得油气开发部的跃满、富源区块相邻，西侧至沙雅县城以东，北侧为东河油气开发部东河塘油田区块。

通过两期建设，哈拉哈塘油田目前主要建设有哈 6 联合站 1 座，哈 601 转油站、哈 15 转油站、热普转油站、新垦转油站共 4 座转油站，1 号、2 号共 2 座清管站；根据油田公司统计，油田共有 364 口井及井场，其中在用井 254 口、待利用井 10 口、报废井 34 口(地质报废 23 口、工程报废 5 口、保护区退出报废 6 口)、待报废井 66 口；配套环保设施有哈拉哈塘固废填埋场、新垦固废填埋场共 2 座填埋场(均设有生活垃圾填埋池和一般工业固废填埋池、晒水池)，3 处生活污水处理设施及 2 处采出水处理设施；油田内部建设有较完善集输管网和油田道路等。

哈拉哈塘油田金跃区块的发现井为金跃 1 井，该井于 2013 年 2 月 14 日开钻，金跃 1 井获高产油气流标志着金跃区块奥陶系油气勘探获得重要突破。由于金跃环保区影响，部分生产井已封井退出，目前生产总井数 10 口，开井数 5 口。

哈拉哈塘油田开发现状图见图 3.1-1。

图 3.1-1　　哈拉哈塘油田开发现状图

3.1.2“三同时”执行情况

油田开发建设过程中，哈拉哈塘油田按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，主体工程分两期进行了环境影响评价工作：《哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目环境影响报告书》2011 年 11 月 18 日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅审批(新环评价函[2011]1094 号)、《哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程环境影响报告书》2015 年 8 月 20 日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2015]935 号)。陆地石油天然气田有呈现出滚动开发的特点，随着联合站、转油站、采油井场等的建成投产，环保“三同时”的落实，两期工程分别开展了竣工环保验收工作，其中《哈拉哈塘油田哈 6 区块产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》于 2017 年 10 月 1 日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收合格的函(新环函[2017]1548 号)；《哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》为企业自主验收，于 2018 年 6 月 12 日取得了中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司竣工环保验收合格的函(油勘[2018]210 号)。哈拉哈塘油田开展了环境影响后评价工作，于 2021 年 3 月 15 日取得了《东河油气开发部哈拉哈塘油田后评价备案意见的函》（新环环评函[2021]221 号）。

在东河油气开发部哈拉哈塘油田后评价工作中，疏理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于 2021 年 3 月获得了备案意见（备案意见见附件）。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

本次评价引用后评价文件中环保手续梳理情况的主要结论，对哈拉哈塘油田现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。见表 3.1-1。

表 3.1-1　　哈拉哈塘油田环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评文号	环评时间	验收文号	验收时间
1	哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	新环函[2011]1094 号	2011 年 11 月 18 日	新环函[2017]1548 号	2017 年 10 月 1 日
2	哈拉哈塘二期产能建设地面工程	新环评价函[2015]935 号	2015 年 8 月 20 日	油勘[2018]210 号	2018 年 6 月 12 日
3	哈拉哈塘地区新建晒水池和固体填埋场工程	阿地环函字[2010]350 号	2010 年 11 月 18 日		

4	哈拉哈塘固废场扩建工程	阿地环函字[2012]154 号	2012 年 4 月 25 日	阿地环函字[2012]683 号	2012 年 12 月 12 日
5	新垦地区修建固废场及污水蒸发池工程	阿地环函字[2012]191 号	2012 年 5 月 9 日	阿地环函字[2012]682 号	2012 年 12 月 12 日

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合《东河油气开发部哈拉哈塘油田后评价报告书》中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

根据后评价报告和本次现场踏勘情况，油田区域内现有井场钻井工程结束后，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，少数井场采取了水泥硬化措施，减少了侵蚀量。

各类集油管道开挖、形成线形裸露带，对稀疏荒漠植被造成阶段性影响，通过压实土方及植被恢复。管线两侧扰动范围内，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复，扰动区域内草本植被已基本恢复。

哈拉哈塘油田勘探开发过程对生态环境影响主要体现在施工期。哈拉哈塘油田地面工程占地类型主要为农田和荒地，地表植被覆盖度较高，工程布局受周边村庄、区域农田、植被密集区等环境限制性因素，地面场站选址、管线选线时优先避让上述限制性因素，布局基本合理。

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；哈拉哈塘区块所处区域植被情况较好，1993 年至 2018 年期间植被指数小于 0.3 的比例逐步减少，植被指数大于 0.5 的比例逐步增加，植被指数最大值略有增加，植被覆盖水平总体有所好转。

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及验收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。

由于区域主要位于渭干河冲洪积平原下部和塔里木河北岸，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性、结构在垂向上的不同，加之西北向东南方向地下水的径流条件逐渐变差，因此地下水质量在空间分布上呈深层(机民井)水质较浅层(勘探孔)水质好。硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。综上，项目区地下水水质未受油气开采明显影响，整体趋势较稳定。

（3）大气环境影响回顾评价

区域现有地面设施布置着零星井场和站场，各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、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。

后评价期间 SO_2、NO_2 浓度较前两期环评期间数据上有所降低，受属于不同监测季节影响较大；后评价期间 H_2S 浓度较前两期环评期间数据上变化不大；后评价期间非甲烷总烃浓度较前两期环评期间数据上有所降低，主要是油田逐步加强管道密闭输送、加强了井场及场站无组织废气泄露点的检修与维护。根据上述分析，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

项目投产前后区域声环境质量现状变化情况不大，区域声环境仍满足《声环境质量标准》GB3096-2008)2 类、3 类区标准限值要求。综上所述，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、3 类区标准限值要求。

（5）固体废物环境影响回顾评价

哈拉哈塘油田在总体开发过程中，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。

生活垃圾送至哈拉哈塘、新垦和东河固废填埋场生活垃圾池内进行填埋处理。

2017 年前，钻井废弃泥浆、钻井岩屑储存在井场泥浆池内，完井后固化，用于通井路修筑、填坑、铺垫井场或填埋处理。

2017 年后，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哈拉哈塘油田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，不能重复利用的送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站。联合站运行过程中所产生的油泥送至塔里木油田绿色环保站处理。这一措施是塔里木油田分公司所属的其它各油气田所广泛采用的措施，在严格按照有关标准做好选址和防渗设计的情况下，固体废物填埋处理不会对周围环境产生影响。严格落实《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，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4 已建工程三废排放情况

本次评价引用2021年3月通过自治区生态环境厅备案的《东河油气开发部哈拉哈塘油田后评价报告书》中污染物排放总量，对哈拉哈塘油田已建工程三废排放情况进行说明，污染源排放见表3.1-1。

表3.1-2　　现有哈6联合站污染物排放情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量
废气	哈拉哈塘油田	燃烧烟气	NO_X（t/a）	3.18	3.18
			SO_2（t/a）	0.32	0.32
废水		废水	采出水（$\times10^4m^3/a$）	135	-
固废		废渣	油泥沙（$\times10^4t/a$）	0.15	-

主要污染物排放总量指标：二氧化硫1.17t/a、氮氧化物3.4t/a。根据验收监测数据，经核算，本项目二氧化硫排放量约0.32t/a、氮氧化物排放量3.18t/a，满足环评批复总量控制指标要求。生产废水经处理后用于回注，无外排。联合站运行过程中所产生的油泥送至塔里木油田绿色环保站处理。

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是井场临时占地未恢复。

在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

（1）部分生产井井场临时占地没有及时平整。

（2）有部分井场遗留有废弃设施及弃渣没有及时的清运，车辆碾压情况。

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，对井场临时占地及时进行场地平整。

（2）对井场遗留的废弃物进行收集和清运，妥善处置；钻井完成后，将“工完、料净、场地清”作为工程验收的标准之一。

（3）加强采出水的处理处置，强化运行设施的检修、维护与正常运行，以保证出水水质达标，确保回注水水质满足回注标准要求；同时加强废水水质监测频率。

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：哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案。

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沙雅县境内，区内地势平坦，地表海拔960m左右，为渭干河冲积平原与塔里木河中游北岸平原交汇区。井场北距沙雅县县城最近28km，有库车-哈尼喀塔木乡-塔里木乡公路横穿工区，交通运输条件便利。本项目地理位置中心坐标为***。地理位置图见图3.2-1，区块位置见图3.2-2。

3.2.1.3 建设内容及规模

本项目新建采油井5口，井场北距沙雅县县城最近28km；在原有（站）井场改建4井式撬装计量阀组3套（JY1-1计量撬、JY1-2C计量撬、RP301-3计量撬）；新建单井集输管道14km，修复井场道路10km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新增最大产能9.82×10^4t，采油速度0.68%，预测累产油205.91×10^4t，动用地质储量采出程度14.17%。项目建成后生产运行管理由东河油气开发部负责。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括5口钻井工程，采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。

本项目新建采油井5口（JY1-H6、JY1-H9、JY1-H10、JY1-H11、JY7-2XC），就近分别集输接入原有计量撬（RP301-3计量撬、JY7-5X计量撬、JY1-2C计量撬和JY1-1计量撬）。其中需要新增4井式撬装计量阀组3套（JY1-1计量撬、JY1-2C计量撬、RP301-3计量撬），单井采用井口电磁加热集输工艺。项目工程组成见表3.1-1。

3.2.1.5 工程投资

工程总投资29126万元，其中采油工程投资2242万元，地面工程投资5704万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有东河油气开发部工作人员，井场无人值守。

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。

3.1.2.2 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。

图 3.2-1　项目区地理位置图

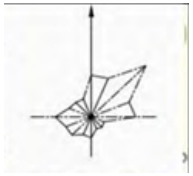


图 3.2-2　区块位置示意图

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		万吨/年	9.82	300 天计
		伴生气		万 m^3/a	1131.9	伴生气 37730m^3/d，300 天计
2	主体工程	钻井工程		口	5	新钻油井 5 口，平均进尺 7546m，均为三开井身结构
		井场工程	井口	座	5	新增 5 座电磁加热含硫油井标准化井场
		计量撬		座	3	扩建 4 井式撬装计量阀组 3 套（JY1-1 计量撬、JY1-2C 计量撬、RP301-3 计量撬）
		管线工程	单井集输管线	km	14	新建单井集输管道 14km，玻璃钢管 DN100 5.5Mpa，埋地保温
3	配套工程	供电				依托区域电网，单井供电高压电源 10kV 线路就近自引接，架空线路合计长约 5km。
		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
		道路工程				各单井道路从就近道路引接。新建井场道路 10km，砂石路面结构，路基宽度 6m。
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。
		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 $100\times10^4t/a$，其中稀油处理规模 $55\times10^4t/a$，稠油处理规模 $45\times10^4t/a$(含掺稀量总处理规模 $72\times10^4t/a$)，伴生气处理规模 $70\times10^4m^3/d$。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。
		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 18560m^2，设计处理能力 10500m^3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m^3 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。
		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 91955m^2，站址西部由北向南依次为 2 座生活垃圾填埋池、20000m^3 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m^3 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m^3 聚磺泥浆暂存池。钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 120m^3/d，钻试修废水处理规模 300m^3/d。

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/cm^3，平均 0.826g/cm^3；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/m^3，平均 217mg/m^3。

（3）地层水性质

地层水密度 1.050~1.147g/cm^3，平均 1.090g/cm^3；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 $CaCl_2$ 型。

3.2.3 区块开发现状

3.2.4 总体开发方案

3.2.4.2 开发部署

本项目部署 5 口新井（JY1-H6、JY1-H9、JY1-H10、JY1-H11、JY7-2XC），就近分别集输接入原有计量撬（RP301-3 计量撬、JY7-5X 计量撬、JY1-2C 计量撬和 JY1-1 计量撬）；其中需要新增 4 井式撬装计量阀组 3 套（JY1-1 计量撬、JY1-2C 计量撬、RP301-3 计量撬），新建单井集输管道 14km，修复井场道路 10km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。

单井采用井口电磁加热集输工艺。哈拉哈塘油田金跃区块已建的生产设施及油气集输方式，采用单井→阀组站→计转站（设阀组）→联合站的三级布站方式，最终输送至哈 6 联合站处理。

3.2.4.3 开发指标预测

根据建设单位提供资料，本项目新建 5 口油井，单井最大产油 40t/d，气油比 245m^3/t，初期含水 28.2%。生产期为 15 年，主要指标设计见表 3.2-3。

表 3.2-3　　评价方案主要指标设计表

时间	完钻井（口）	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	2	2	268.78	108.22	6.59	9.81	3.95	0.24	142.80	23.44	4.83	245	28.7	0.68	9.83
2023	2	2	269.07	110.96	6.59	9.82	4.05	0.24	152.62	27.49	5.07	245	29.2	0.68	10.50
2024	1	1	254.22	107.40	6.23	9.28	3.92	0.23	161.90	31.41	5.30	245	29.7	0.64	11.14
2025			220.33	97.53	5.40	8.04	3.56	0.20	169.94	34.97	5.49	245	30.7	0.55	11.70
2026			184.78	85.75	4.53	6.74	3.13	0.17	176.69	38.10	5.66	245	31.7	0.46	12.16
2027			156.29	77.81	3.83	5.70	2.84	0.14	182.39	40.94	5.80	245	33.2	0.39	12.55
2028			132.85	70.68	3.25	4.85	2.58	0.12	187.24	43.52	5.92	245	34.7	0.33	12.89
2029			112.92	62.74	2.77	4.12	2.29	0.10	191.36	45.81	6.02	245	35.7	0.28	13.17
2030			95.98	56.99	2.35	3.50	2.08	0.09	194.86	47.89	6.10	245	37.2	0.24	13.41
2031			81.59	50.41	2.00	2.98	1.84	0.07	197.84	49.73	6.18	245	38.2	0.20	13.62
2032			69.35	44.66	1.70	2.53	1.63	0.06	200.37	51.36	6.24	245	39.2	0.17	13.79
2033			58.95	40.55	1.44	2.15	1.48	0.05	202.53	52.84	6.29	245	40.7	0.15	13.94
2034			50.10	35.89	1.23	1.83	1.31	0.04	204.35	54.15	6.34	245	41.7	0.13	14.06
2035			42.59	32.33	1.04	1.55	1.18	0.04	205.91	55.33	6.38	245	43.2	0.11	14.17

3.2.5 主体工程

主体工程包括采油（气）工程和地面工程，其中地面工程包括井场、集输管线、阀组站。

3.2.5.1 钻井工程

工程新钻井 5 口井（JY1-H6、JY1-H9、JY1-H10、JY1-H11、JY7-2XC），平均井深为 7546m，目的层为奥陶系。钻井采用 ZJ70 钻机。

（1）井身结构

本项目采用塔标III三开井身结构。一开 16″井眼，下入 10 3/4″套管封疏松地层；二开 9 1/2″井眼，下入 7 7/8″套管封固吐木休克泥岩段；三开 6 3/4″井眼，下入 5 1/2″ (5″)套管+筛管完井。若预测良里塔格组断裂较发育，则二开套管下至良里塔格顶部中完；三开套管+筛管完井，并采用管外封隔器封吐木休克组泥岩段。针对哈 15、16 等缺失桑塔木组、良里塔格组和吐木休克组的井区，二开套管下至志留系底距一间房顶 10-15m 中完。

侧钻井采用采用 6″或 6 3/4″井眼裸眼侧钻，裸眼完井。

井身结构详见图 3.2-3。

地层		井深m
第四系	-	150
新近系	-	3391
古近系	-	3641
白垩系	-	4651
侏罗系	-	4731
三叠系	-	5186
二叠系	-	5691
石炭系	-	5816
泥盆系	-	6007
志留系	塔塔埃尔塔格	6373
	柯坪塔格	6629
奥陶系	桑塔木	6778
	良里塔格	6904
	吐木休克	6927
	一间房组	6971

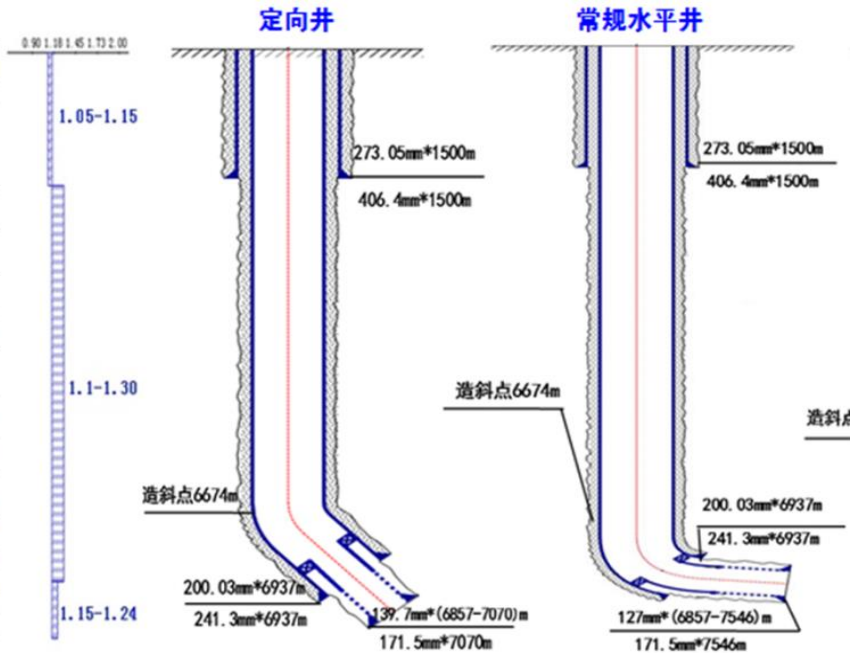


图 3.2-3　　井身结构示意图

（3）钻井液

一开采用膨润土-聚合物体系（1500m），密度 1.05～1.15g/cm^3。

二开上部采用 KCl 聚合物体系（3500m），二开下部采用 KCl 聚磺体系（6937m），密度 1.10～1.30g/cm^3。

三开采用 KCl 聚磺体系（7546m），密度 1.15～1.240g/cm^3。

侧钻井采用磺化体系，一开密度 1.20～1.300g/cm^3，二开密度 1.15～1.24g/cm^3。

目的层采用 KCl-聚合物体系，储层保护思路为屏蔽暂堵技术+防漏堵漏，减少漏失，保护裂缝/微裂缝。

（4）固井设计

一开采用常规密度水泥浆一次上返固井。

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

三开采用尾管固井。

（5）钻井周期

根据现有的钻井资料：钻井完井周期平均 200d。

（6）井场布置

单井钻井井场占地面积为 9000m^2（90m×100m），其中永久占地面积为 2400m^2（40m×60m）。临时占地面积为 9000m^2，其中井场临时占地 6600m^2，临时生活区（40m×60m），井场设置主、副两座放喷池（2×300m^3），岩屑池（1000 m^3）和应急池（300 m^3）等土建设施；撬装设施主要为钻井废弃物不落地处理系统等；设置钻井平台 1 套。

3.2.5.2 油气集输工程

依据《哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案及指标预测》，热普转油站剩余处理能力满足新建产能要求，无需新建处理设施。

新钻 JY7-2XC 井距离 JY7-5X 计量站较近，因此就近接入 JY7-5X 计量站，长度约 4km，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。

新钻 JY1-H6 井距离 RP301-3 计量站较近，因此就近接入 RP301-3 计量站，长度约 2.5km，需扩建一座 4 井式撬装式选井计量装置；输送到热普转油站后集输至哈 6 联合站处理。

新钻 JY1-H9、JY1-H10 距离 JY1-2C 计量站较近，因此就近接入 JY1-2C 计量站，长度分别约为 4km、2km，剩余接头一个，需扩建一座 4 井式撬装式选井计量装置。采油井场井口产出的流体经过井口电磁加热炉器加热炉后自压输送到计量站的计量阀组，通过计量分离器单井计量后，输送到热普转油站后集输至哈 6 联合站处理。

新钻 JY1-H11 井，位于塔河南岸，接入已有塔河 JY1-1 计量撬（需扩建一座 4 井式撬装式选井计量装置），长度约 1.5km。

单井管线均采用玻璃钢管 DN100 5.5MPa。本项目管线共 14km 长。结合该区在产井生产情况，本工程 4 口井均采用电磁加热集输流程。单井集输管线主要工程内容见表 3.2-4。

表 3.2-4　　主要工程内容表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	新建单井出油管道	km	14km	D100 5.5MPa 玻璃钢管
2	计量撬	座	3	4 井式
3	单井井口电磁加热炉	台	5	

图 3.2-4　　集输布局示意图

3.2.6 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。单井供电高压电源 10kV 线路就近引接，线路材质为 LGJ-120，架空线路合计长约 5km，同时井场设置变压器 1 台。

（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、阀组数据接入果勒西计转站，再依托外输光缆接入热普转油站，上传哈六联。

（3）道路工程

新建 5 口井进场道路，总长度 10km，路基宽 6m，砂石路面结构。

（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。

（5）给排水

本工程给水主要是钻井时期用水，附近水源地拉运。钻井期各单井生活污水量少，井队生活区设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至热普转油站生活基地污水处理系统处理；钻井废水采用钻井不落地工艺，循环利用不外排。

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 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 63×10^4t/a、天然气增压单元设计处理能力 27×10^4m^3/d、污水处理单元设计处理能力 2000m^3/d、卸油单元设计处理能力 400m^3/d。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（10^4t/a）	63	34	29	9.82	可依托
天然气集输（m^3/d）	27×10^4	22×10^4	5×10^4	37730	可依托

3.2.7.2 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 H_2S 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 H_2S、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 H_2S 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 3.2-5。总体集输工艺见图 3.2-6，原油脱水、脱硫工艺原理流程见图 3.2-7。

图 3.2-5　哈 6 联平面布局图

图 3.2-6　哈 6 联油气集输处理总工艺流程图

图 3.2-7　　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 H_2S 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 H_2S 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 H_2S 和 CO_2，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 H_2S 和 CO_2。

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 H_2S 及部分 CO_2 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 $2.2\times10^4Nm^3/d$ 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 $45\times10^4m^3/d$ 高压火炬系统和 1 套 $6.1\times10^4m^3/d$ 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 $45\times10^4m^3/d$。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 $6.1\times10^4m^3/d$。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 3.2-6　　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
转油（10^4t/a）	100	68	32	9.82	可依托
天然气集输（m^3/d）	45×10^4	30×10^4	15×10^4	37730	可依托
采出水处理(m^3/d)	3000	1000	2000	135	可依托

3.2.7.3 塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

塔河南岸油田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 10000m^3 生活垃圾填埋池、20000m^3 污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m^3 隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为 2 座 10000m^3 工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m^3 聚磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为 150m^3/d。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

目前，塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站生活垃圾填埋池设计容量 20000m^3，一般工业固废填埋池设计容量 20000m^3。垃圾填埋池容量校核与适应性分析见表 3.2-7。

表 3.2-7　　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	设计容量(m^3)	拟建工程实施后需求量(m^3)			适应性
			现状	剩余	本项目	
塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站	生活垃圾填埋池	15000	5000	15000	25	可以满足
	一般工业固废填埋池	20000	5000	15000	1148.9	可以满足

3.2.7.4 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 18560m^2，设计处理能力 10500m^3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m^3 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，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告，自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复，新疆环境监测总站编制竣工环保验收报告，自治区环保厅以新环函[2014]376 通过验收。

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 3.2-8。

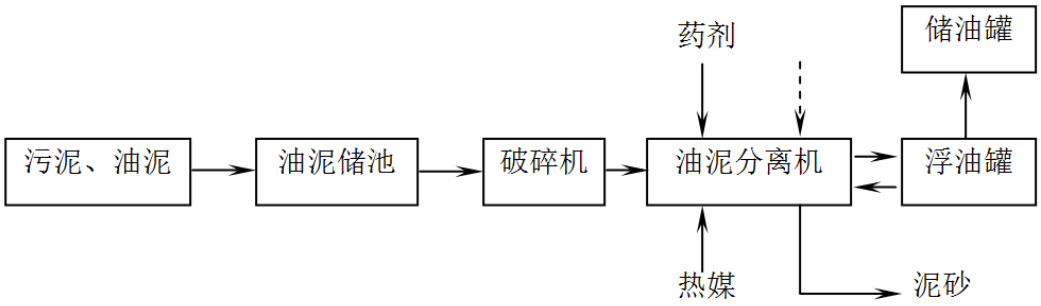


图 3.3-8　　绿色环保站处理流程简图

（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 $3\times10^4m^3$ 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 $3\times10^4m^3$(4.5×10^4t)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $4.05\times10^4m^3$(6.075

×10^4t)。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）。

本工程含油污泥产生量约为21.6t/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 主要生产工艺过程

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

（1）钻井

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采油的唯一手段。本项目新钻井 5 口，平均井深为 7546m，。

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

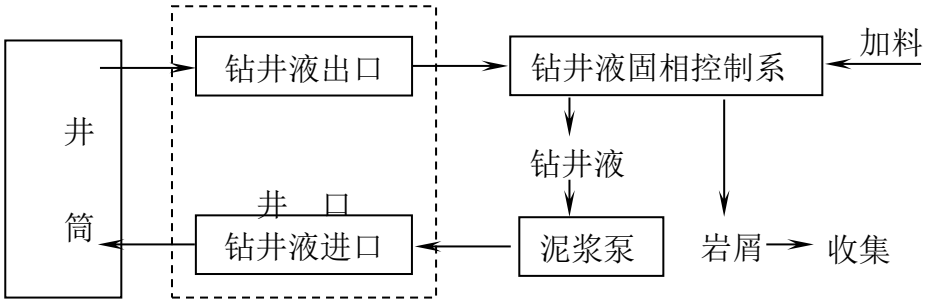


图 3.3-1　　钻井液循环示意图

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

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

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

（2）测井

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

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

（3）井下作业

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

（4）采油

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

本项目的层系为白垩系，油藏埋深 7546m。属于低粘度、低含硫、少胶质沥青质、高含蜡的中轻质原油。

（5）油气集输

5 口井新建单井管道共 14km 就近接入 3 座计量撬，外输管道后输送至热普转

油站，再通过外输管道输至哈 6 联合站集中处理。

3.3.2 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。

本项目包括钻井、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	
		废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
	占地	车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。

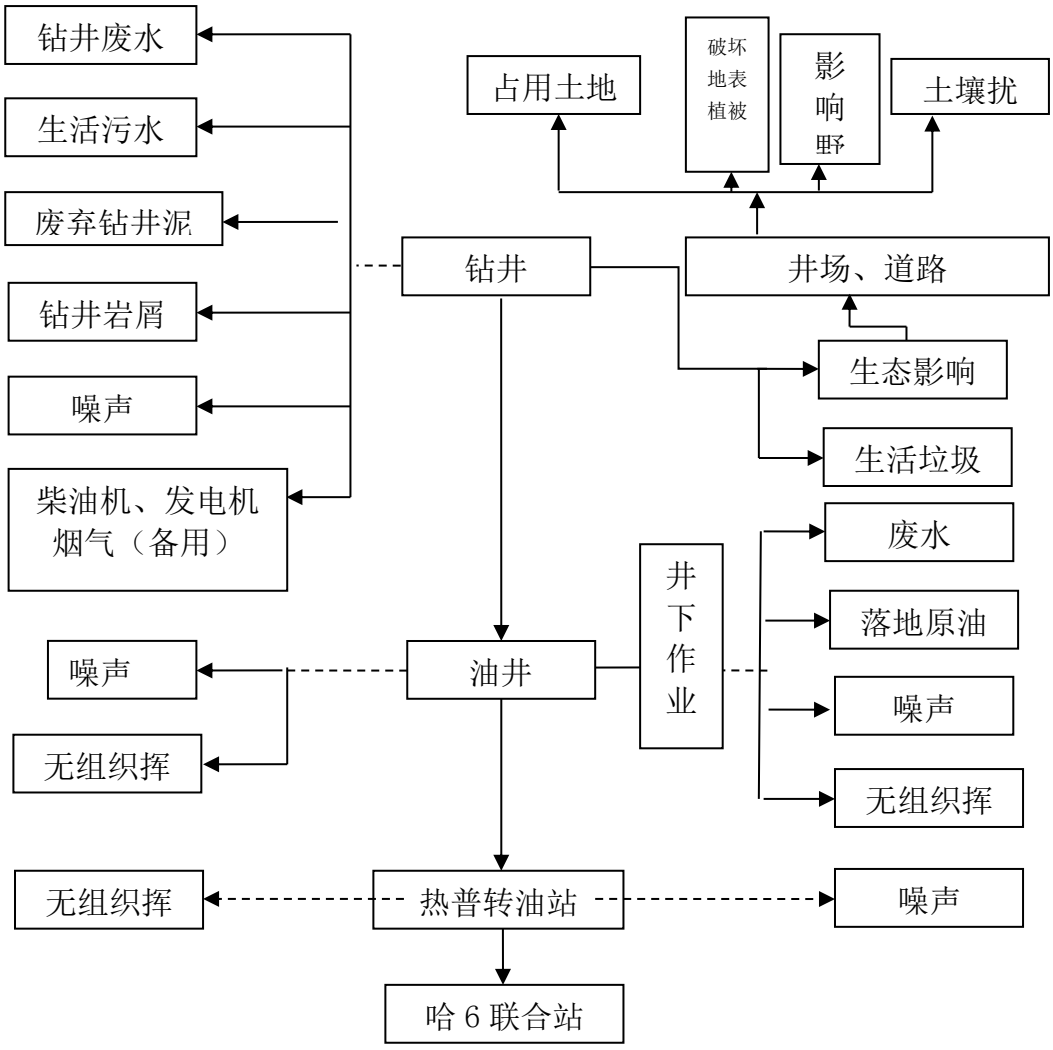


图 3.3-1　　油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

本项目修建 14km 井场道路，因此，生态影响主要体现在站场、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。

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、阀组站和道路，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 24.9hm^2，其中永久性占地面积为 7.2hm^2，临时占地面积 17.7hm^2，详见表 3.3-2。

表 3.3-2　　占地面积统计表

序号	建设项目	面积(hm^2)		备注
		永久占地	临时占地	
1	钻井井场	1.2	3.3	部署井场 5 座，单个井场总占地 90m×100m，其中永久占地面积 2400m^2（40m×60m），临时占地面积 6600m^2，包括 2 座放喷池 300 m^2，设有效容积为 300m^3 的应急池 1 座等
2	临时生活区		1.2	部署井场 5 座，单个井场内临时生活区 40×60m，
2	管线		11.2	单井集输管线 14km，临时占地宽度 8.0m，
3	道路	6	2	总长度 10km，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	7.2	17.7	

3.3.3.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

钻进阶段使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。正常情况没有钻井废气产生。

施工过程中产生的废气包括扬尘和施工机械及车辆尾气，其主要污染物为 TSP、NO_2、SO_2、CO 和烃类等。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水和生活污水。

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

B、冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

C、钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本项目单井平均进尺 7546m，则钻井废水产生量为 1211.133m^3，5 口井共 6055.665 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

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 200d，则钻井期间生活用水总量为 1000m^3。生活污水产生量按用水量的 80%计，则单井钻井期间生活污水总产生量为 800m^3，5 口井共产生 4000 m^3。生活污水中主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。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，定期拉运至哈 6 联合站生活基地污水处理系统处理。哈 6 联合站生活基地 2013 年建成，配套建设公寓等生活设施， 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管道试压水

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，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。

（3）固体废物污染源

①钻井废弃泥浆及岩屑

一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部及三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

本项目 5 口井产生钻井泥浆 4119.9m^3（其中磺化泥浆 1533.8 m^3），岩屑 5047.85m^3（磺化岩屑 1148.9），具体见表 3.3-3。

表 3.3-3　　钻井废弃物产生量

名称	结构	井眼直径（m）	深度（m）	泥浆产生量（m³）	岩屑产生量（m³）	钻井液体系
单井	一开	0.4064	1500	231.24	427.85	膨润土-聚合物体系
	二开上部	0.2413	3500	285.99	351.95	KCl 聚合物体系
	二开下部	0.2413	1937	194.00	194.78	KCl 聚磺体系
	三开	0.1715	689	112.76	35.00	
	小计		7546	823.98	1009.57	

备注：采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式估算

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 200 天，则施工期间单井产生生活垃圾 5t，5 口井共产生 25t。生活垃圾集中收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

③土石方

本项目管线约为 14km，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 33600m^3，回填土方 33600m^3，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目土石方平衡见下表 3.3-4。

表 3.3-4　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	3.36	3.36	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 3.3-5。

表 3.3-5　　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 3.3-6。

表 3.3-6　　施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场、进场道路	扬尘、机械、车辆尾气、放喷天然气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO2	阶段性排放	
			SO2	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	6055.665m^3	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
	井场	生活污水	COD、NH3-N、SS	4000m^3	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，定期拉运至哈 6 联合站生活基地污水处理系统处理。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	5047.85m^3	一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部及三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。
		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	4119.9m^3	
	井场	生活垃圾	/	25t	生活垃圾集中收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置

噪声	井场	柴油发电机（备用）	/	105dB（A）	声环境
		钻机	/	98 dB（A）	
		泥浆泵	/	90 dB（A）	

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 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 135t/d（40500t/a）；本项目采出水依托哈 6 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 3.3-7），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3 -7　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	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 3.3-8 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。集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保

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

3.3.4.2 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及硫化氢挥发。

（1）无组织排放非甲烷总烃

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

参考《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》有机物产生核算系数，该指南规定的石油开采排污系数为全工艺过程源，因本项目原油处理为依托，油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，结合类比本项目所在油田实际验收数据，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目 5 口井油气集输全程密闭，产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 9.82t/a。

（2）无组织排放 H_2S

根据建设单位提供的天然气样分析结果，天然气平均相对密度 0.738，天然气 H_2S 平均含量为 217 mg/m^3。此次产能建设最大天然气产量 0.24×10^{8}m^3/a，根据现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照天然气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目 H_2S 无组织挥发量为 0.0005t/a。

针对油藏油井伴生气中含 H_2S，整个油气处理工艺从井口-计量阀组-处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

3.3.4.3 固体废物污染源

（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 21.6t。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及其他有资质单位进行无害化处理。

（2）生活垃圾

运营期工作人员由东河油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（3）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。

3.3.4.4 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3.3-8。

表3.3-8　　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

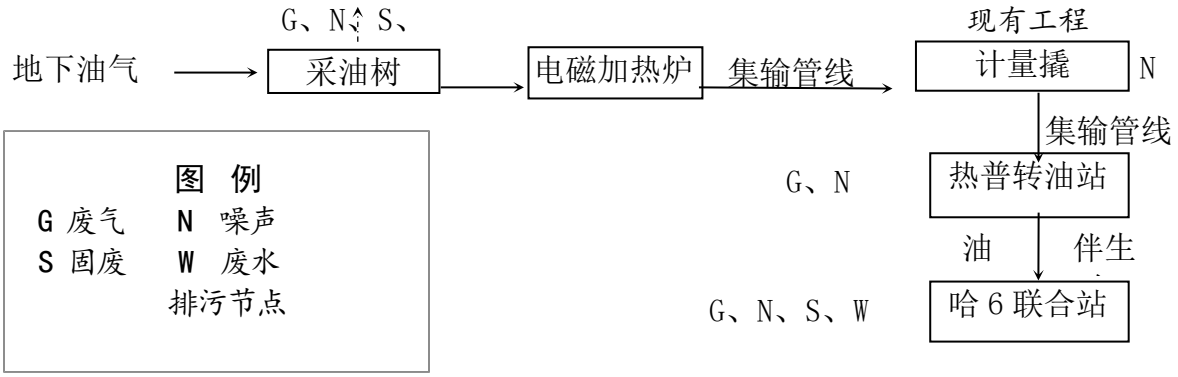


图3.2-3　　油气开采及集输工艺流程图

3.3.4.5 运营期污染源汇总

本项目运营期三废排放状况见表3.3-9。

表3.3-9　　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	油气集输过程中挥发性有机物	VOCs	9.82t/a	9.82t/a	大气
		H_2S	0.0005 t/a	0.0005 t/a	
废水	采出水（依托哈6联）	采出水	40500t/a（最大量）	0	采出水进入哈6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	191 t/a	0	集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注油层
		COD	0.261 t/a	0	
		石油类	0.044 t/a	0	
固体废物	油泥（依托绿色环保站）	-	21.6 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。

3.3.5 污染物排放“三本账”

本次评价现有工程污染源数据引用 2021 年 3 月通过自治区生态环境厅备案的《东河油气开发部哈拉哈塘油田后评价报告书》（新环环评函【2021】221 号），本项目建成后运行期污染物排放变化情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　　主要污染物排放变化情况表

项目 类别	单位	现有工程		本项目		总体工程		
		产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老”消减量	产生量	增减量
一、废气								
SO_2	t/a	0.32	0.32	0	0	0	0	0
NO_X	t/a	3.18	3.18	0	0	0	0	0
颗粒物	t/a	-	-	-	-	0	0	0
非甲烷总烃	t/a	-	-	9.82	9.82	0	0	0
二、废水								
生产废水	万 t/a	135	0	1.79	0	0	0	0
三、固废								
含油污泥	万 t/a	0.15	0	0.00216t	0	0	0.00216	0.00216

3.3.6 闭井期环境影响分析

闭井期，对完成采油（气）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。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使闭井期环境影响降到最低。

3.4 清洁生产水平分析

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①拟建工程各井场采出液经集输管线输送至计量撬和转油站，最终进入哈 6 联集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

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

（2）井下作业清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

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

③在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐(车)收集。

（3）节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

③采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

（4）建立有效的环境管理制度

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

拟建工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

3.4.2 清洁生产水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低(小)越符合清洁生产要求(如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标)；另一类是该指标的数值越高(大)越符合清洁生产要求(如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

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

表 3.4-1　　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	占地面积	--	5	符合行业标准要求	2400	5
		洗井液消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	--	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	--	正常水平	5

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

表 3.4-2　　采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	拟建工程	
						估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160	稠油：100	25
(2)生产技术特征指标	30	密闭集输	--	30	--	--	30
(3)资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	--	--	5
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	90	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	--	100	10
	20	落地原油回收率	%	5	--	100	5

(4)污染物产生指标		采油废水回用率	%	5	≥60	100	5
		油井伴生气外排率	%	5	≤20	10	5
		采出废水达标排放率	%	5	≥100	50	3
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	拟建工程评价得分	
(1)原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注		10	10	
(2)生产工艺及设备要求	35	井筒设施完好			5	5	
		采气过程醇回收设施			5	5	
		天然气净化设施			5	5	
		集输流程	全密闭流程		5	5	
		采油(气)方式	自喷		5	5	
		套管气回收装置			5	5	
		防止落地原油产生措施	定期巡检		5	5	
(3)符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规			10	10	
(4)环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10	
		开展清洁生产审核			10	10	
(5)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5	

(2)评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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。

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P_1——定量评价指标考核总分值；

P_2———定性评价指标考核总分值。

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

表 3.4-3　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

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

3.4.3 清洁生产结论

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

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

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本项目不新建加热炉（锅炉），主要废气污染物为油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，建议考核指标：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为 9.82t/a。

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

3.6 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	本项目位于哈拉哈塘油田整体布局进行了优化，区域内设置哈 6 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
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本项目井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95%以上，钻井废水回用于泥浆配置。	符合
	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
《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	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

	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%		
	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河南岸区块钻试修废弃物环保处理站进行处理	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
新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部及三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。	符合
	第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。		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哈6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
	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原	一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染	符合

	则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率	控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部及三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。	
	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	本项目设置电磁加热炉，没有锅炉烟气排放。	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。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本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，并对存在的环境问题提出整改措施。	符合
	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	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	符合

	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。	此建设单位委托本项目开展建设项目环评。	
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目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	项目各井场、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
《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	--

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 9.82×10^4t，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
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

阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。全力抓好传统石化企业的转型升级，注重引进清洁高效化工技术和市场领先地位产业项目，推动产品精细化发展。强力推进塔河炼化千万吨级炼油能力建设，确保百万吨乙烯蒸汽裂解工程建成投产，实现库车石化产业基地向乙烯化工一体化转型；助力库车、沙雅、新和配套烯烃、芳烃中下游产业和天然气化工精深发展，逐步形成锦纶、氨纶等纺织原料、聚乙烯、聚氯乙烯等高品质塑料、包装材料、环氧丙烷等聚氨、聚醚等各类基础化工原料、有机材料工业，为发展制药、纺织、日化、建材、橡胶等行业提供原料支持。将阿克苏打造成为国家重要的石油天然气生产加工和储备基地。	哈拉哈塘油田是塔河主体开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内。	协调

3.6.5“三线一单”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	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80m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合

环境分区管控方案>的通知》(阿行署发〔2021〕81 号)	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哈 6 联合站处理达到标准后回注地层，井下作业废水送至塔河南岸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	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。	拟建工程位于哈拉哈塘油田区块，不在生态保护红线区，属于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

3.7 选址、选线合理性分析

本项目组成包括 5 口新井的钻井工程及采油工程、油气集输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）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中覆盖度草地和耕地（垦荒地），可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林。项目共有 5 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 14km 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为中覆盖度草地，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

本项目新建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。项目新建井场道路约有 10km 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为覆盖度草地，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

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

哈拉哈塘油田金跃区块位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，区内地势平坦，地表海拔 960m 左右，为渭干河冲积平原与塔里木河中游平原交汇区。井场北距沙雅县县城最近 28km，有库车-哈尼喀塔木乡-塔里木乡公路横穿工区，交通运输条件便利。本项目地理位置中心坐标为***。

4.1.2 地质构造

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。

4.1.3 地形地貌

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

项目区地处沙雅县中部的塔里木河谷平原区。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 水文

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

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

本项目距塔里木河约 2km。

4.1.4.2 水文地质

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。

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 4.1-1。

表 4.1-1　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 363.0-810.0m^3/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 1000-1308m^3/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 107.3-1000.0m^3/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 197-991m^3/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 100-614m^3/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 233.0-801m^3/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。

⑥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：SO_4·Cl 型、Cl·SO_4 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：$HCO_3 \cdot SO_4 \cdot Cl$ 型、$SO_4 \cdot Cl$ 型和 $Cl \cdot SO_4$ 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 121-614m^3/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 233.0-801m^3/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 475.55-800.2m^3/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。

4.1.5 气候、气象

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2　　沙雅县主要气象要素表

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

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

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

表 4.2-1　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻

主要保护措施	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向	加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

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

4.2.2 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有林地、灌木林地、中覆盖度草地和耕地（垦荒地），人为干扰较大。

4.2.3 土壤类型及分布

评价区域属地处塔里木河南岸，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草甸土、林灌草甸土和盐土为主。具体分布情况见下图 4.2-3。

①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。

②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。

③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。

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 4.2-2）。植被类型见图 4.2-3。

表 4.2-2　　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

各群系主要的群落特征如下：

a、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。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3 米，盖度 30%-50%，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪

爪、碱蓬、鹿角草等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 10%左右。其生长的土壤为氯盐化草甸土。

b、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。

图 4.2-1　　本项目在生态功能区划中的位置

图 4.2-2　土地利用现状图

c、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。土壤为氯盐化草甸土，表层常有显著的盐结皮，潜水深度一般在 4-6 米以下，但尚可以毛管水及潜水形式直接供应林木根系。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6-12 米不等，每公顷株数 100-150 株左右，盖度多在 30%以上，部分地段盖度可达 50%。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植物组成及分布

该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 43 种，分属 16 科，详见表 4.2-3。

根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 1 种，胀果甘草为自治区I级保护植物。

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

表 4.2-3　　项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科 Slicaccae	线叶柳	*Salixwilhelmsiana*
	胡杨	*Populus euphratica*
蓼科 Polygonaccae	沙拐枣	*Calligonummongolicum*
	盐穗木	*Halostachyscaspica*
藜科 Chenopodiaccae	圆叶盐爪爪	*K.Schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsolapestifer*
	细叶虫实	*Corispormumheptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilondivaricatum*
	假木贼	*Anabassisspp.*
毛茛科 Ranunculaceae	东方铁线莲	*Cleamatisorientalis*
豆科 Leguminosae	铃铛刺	*Halimodendronhalodendron*
	白花苦豆子	*Sqpboraalopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysasalsula*
	光甘草	*Glycyrrhizakorshinskyi*
	胀果甘草	*G.indlataBatal*
	疏叶骆驼刺	*Althagisparsifolia*
蒺藜科 Zyqqphyuaceae	骆驼篷	*Peganumbarmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitrariasibirica*
柽柳科 Tamaricaccae	多枝柽柳	*Tamarixranosissima*
	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	*Elacagnusoxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
夹竹桃科 Apocynaceae	茶叶花	*Trachomitumlancifolium*
萝摩科 Aschcpiaccae	牛皮消	*Cynanchumsibiricum*
旋花科 Cohvolvulaceae	打碗花	*Calystegiaspium*
茄科 Selanaceae	黑刺	*Lyciumrutheulcum*
菊科 Compositae	分枝鸦葱	*Scorzoneradivaricata*
	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidiumboratalense*
	小蓟	*Ciriiumsetosum*
	花花柴	*Kareliniacaspica*
禾本科 Gramineae	芦苇	*Phragmitescommunis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostispseudophramites*
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropuslitoralis*

③人工植被

油区内道路、输变电线路等基础设施齐全，为附近农民垦荒提供便利条件，局部新增耕地，主要种植棉花。

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。

项目所在地区为少数民族聚居区，当地经济生产中，牧业生产占较大比重，胀果甘草生长受牧业生产的影响较大。同时，由于当地居民尚未对胀果甘草的保护形成明确的认识，目前其保护状态不佳。项目在施工过程中，全部避让胀果甘草所在区域，严禁扰动原生胀果甘草。

4.2.5 野生动物现状调查

①生境类型

评价区内的野生动物生存环境可分为以下 3 种类型。

a、胡杨林区：又称为阔叶林区，主要分布于塔里木河北岸，呈带状分布。植被主要为胡杨，由于乔木林冠的郁闭作用，植被覆盖度相当高，为野生动物提供了良好的栖息场所。

b、荒漠灌丛区：在胡杨林的阔叶林区的林间地，分布着以柽柳、铃铛刺等为主的灌丛，在胡杨林保护区内为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

c、半灌木荒漠区：主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对很差。

②野生动物物种分布

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

表 4.2-4　　项目区域主要脊椎动物名录

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	*Bufoviridis*	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	*Phrynocephalusforsythi*		
3	密点麻蜥	*Eremiasmultiocellata*	/	+
4	荒漠麻蜥	*Eremiasprzewalskii*	/	±
鸟类				
5	雉鸡	*Phasianuscolchicus*	R	±
6	原鸽	*Columbalivia*	R	+

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
7	灰斑鸠	*Streptopeliadecaocto*	R	+
8	角百灵	*Eremophilaalpestris*	R	+
9	蒙古沙雀	*Rhodopechysmongolica*	R	+
10	紫翅椋鸟	*Sturnusvulgaris*	B	++
11	寒鸦	*Corvusmonedual*	W	+
12	小嘴乌鸦	*Corvuacorone*	B	++
13	黑顶麻雀	*Passerammodendri*	R	++
14	棕尾伯劳	*Laniusisabellinus*	B	++
兽类				
15	塔里木兔	*Lepusyarkandensis*	/	+
16	三趾心颅跳鼠	*Salpingotuskozlovi*	/	±
17	子午沙鼠	*Merionesmeridianus*	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。

（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

其中以鸟类为主，占所有动物的 63.16%。据统计，该区域有国家二级重点保护动物 1 种，即塔里木兔；雉鸡为自治区级二级重点保护动物；塔里木兔为我国特有种。

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

③重点保护动物习性

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

4.2.6 塔里木河流域水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区

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

项目所在区域沙雅县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。项目所在区域沙雅县市属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，土壤侵蚀以风力侵蚀为主，基本为轻度风力侵蚀级别，侵蚀模数约为 500t/km^2•a。

所在区域属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.2.7 生态环境现状小结

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。项目区自然植被主要类型为多枝柽柳－疏叶骆驼刺群落、胡杨-柽柳群落、稀疏胡杨柽柳灌丛，人工植被主要是由于油田开发而新增的垦荒耕地，主要种植棉花。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。评价区属于荒漠绿洲交错带生态系统，评价范围内涉及生态保护红线、水土流失重点治理区、国家二级公益林及地方公益林，属于重要生态敏感区。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环

境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 μg/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 μg/m^3	标准限值 μg/m^3	占标率%	达标情况
SO_2	年平均	7	60	11.7	达标
NO_2	年平均	28	40	70	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1000	4000	25	达标
O_3	第 90 百分位数日平均	90	160	56.3	达标
$PM_{2.5}$	年平均	60	35	171.4	超标
PM_{10}	年平均	198	70	282.9	超标

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

由上表可知：2020 年本项目所在地阿克苏地区 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，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。

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 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m^3

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
JY1-H6 井占地范围内	***	非甲烷总烃、硫化氢	2021 年 2 月 25 日至 2021 年 3 月 3 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。
已建 JY1-1 阀室	***		
JY1-H11 占地范围内	***		

（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 6 月 28 日~7 月 4 日连续监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

（4）采样及分析方法

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

表 4.3-3　　大气污染物采样分析方法及依据

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

（5）评价标准

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

（6）评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C0i—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

（7）监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　非甲烷总烃监测结果统计一览表　　单位：mg/m³

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
JY1-H6 井占地范围内	H_2S	1h 平均	0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.22~1.67	83.5	0	达标
已建 JY1-1 阀室	H_2S	1h 平均	0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.44~1.00	50	0	达标
	H_2S		0.01	＜0.005	/	0	达标

JY1-H11 占地范围内	NMHC	1h 平均	2	0.44~0.87	43.5		达标

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行现场监测。

4.4.1 监测点布设

本次布设 11 个噪声监测点位，位于 JY1-H9 井占地内、JY1-H6 井占地内、JY1-H11 占地内、已建 JY1-1 阀室和 JY7-2XC 井场四周厂界外 1m 处。监测工作由新疆新环监测检测研究院（有限公司）完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 6 月 28 日~7 月 1 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

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

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1　　声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称	监测时间	测量结果（dB(A)）		评价结果
		昼间	夜间	

			实测值	标准值	实测值	标准值	
JY1-H9		2021.6.30	43.3		41.5		达标
		2021.7.1	42.9		41.7		达标
JY1-H6		2021.6.30	43.7		42.1		达标
		2021.7.1	43.5		42.3		达标
JY1-H11		2021.6.28	42.6		40.7		达标
		2021.6.29	42.4		40.2		达标
JY7-2XC井场	北侧	2021.6.30	44.3		42.3		达标
		2021.7.1	43.7		42.3		达标
	东侧	2021.6.30	43.7		41.6		达标
		2021.7.1	42.5		41.3		达标
	南侧	2021.6.30	44.5		42.1		达标
		2021.7.1	44.3		41.8		达标
	西侧	2021.6.30	43.8		41.7		达标
		2021.7.1	43.6		41.6		达标
已建JY1-1	北侧	2021.6.28	43.6		41.4		达标
		2021.7.1	43.7		41.7		达标
	东侧	2021.6.28	42.7		40.6		达标
		2021.7.1	42.5		41.3		达标
	南侧	2021.6.28	43.3		41.1		达标
		2021.7.1	44.3		41.8		达标
	西侧	2021.6.28	44.1		41.7		达标
		2021.7.1	43.6		41.6		达标

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 4.3-1　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 JY1H11 井最近距离塔里木河约 2km，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、BOD_5、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 3 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：P_i——i 因子标准指数；

C_i——i 因子监测浓度，mg/L；

C_{Oi}——i 因子质量标准，mg/L。

b 对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中：P_{pH}——pH 标准指数，无量纲；

pH_i——i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}——评价标准值的下限值；

pH_{su}——评价标准值的上限值。

②评价标准

塔里木河地表水执行《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)

项　目			塔里木河			
监 测 因 子			沙雅大桥断面		轮南大桥断面	
			6 月 23 日	6 月 24 日	6 月 23 日	6 月 24 日
pH	标准值 6～9	监测值	7.81	7.88	7.87	7.85
		标准指数	0.41	0.44	0.44	0.43
溶解氧	标准值≥3	监测值	6.73	6.70	6.53	6.85
		标准指数	0.39	0.39	0.42	0.37
COD	标准值 ≤30	监测值	18	20	18	19
		标准指数	0.60	0.67	0.60	0.63
高锰酸盐指数	标准值 ≤10	监测值	4.9	5.0	4.8	4.8
		标准指数	0.49	0.5	0.48	0.48
BOD_5	标准值≤6	监测值	4.0	4.3	3.8	3.7
		标准指数	0.67	0.72	0.63	0.62
挥发酚	标准值 ≤0.01	监测值	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
		标准指数	--	--	--	--
氟化物	标准值 ≤1.5	监测值	1.2	1.2	0.9	0.9
		标准指数	0.8	0.8	0.6	0.6
硫化物	标准值 ≤0.5	监测值	0.005	0.005	0.006	0.006
		标准指数	0.01	0.01	0.012	0.012
氨氮	标准值 ≤1.5	监测值	0.384	0.311	0.297	0.300
		标准指数	0.26	0.21	0.20	0.20
氰化物	标准值 ≤0.2	监测值	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
		标准指数	--	--	--	--
铜	标准值 ≤1.0	监测值	0.04	0.04	0.07	0.06
		标准指数	0.04	0.04	0.07	0.06

锌	标准值≤2.0	监测值	0.20	0.18	0.22	0.24
		标准指数	0.1	0.09	0.11	0.12
砷	标准值≤0.1	监测值	0.0035	0.0036	0.0031	0.0032
		标准指数	0.035	0.036	0.031	0.032
镉	标准值≤0.005	监测值	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
		标准指数	--	--	--	--
汞	标准值≤0.001	监测值	0.00013	0.00009	0.00011	0.00010
		标准指数	0.13	0.09	0.11	0.1
铅	标准值≤0.05	监测值	0.00066	0.00072	0.00068	0.00070
		标准指数	0.013	0.014	0.014	0.014
六价铬	标准值≤0.05	监测值	0.008	0.007	0.008	0.009
		标准指数	0.16	0.14	0.16	0.18
总磷	标准值≤0.3	监测值	0.03	0.03	0.05	0.04
		标准指数	0.10	0.10	0.17	0.13
总氮	标准值≤1.5	监测值	1.31	1.24	1.10	1.08
		标准指数	0.87	0.83	0.73	0.72
石油类	标准值≤0.5	监测值	0.03	0.04	0.06	0.06
		标准指数	0.06	0.08	0.12	0.12

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

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 区域水文地质条件

（1）地下水类型

项目区域地下水类型主要为第四系松散岩层孔隙水，其基本特征是面积大、分布均匀，构成统一的自由水面，埋藏条件比较稳定，并具有一定的规律性变化。根据补给来源、埋藏条件，大致可分为山前倾斜平原洪积层孔隙水和塔里木河带状平原冲积层孔隙水。

山前倾斜平原洪积层孔隙水，主要含水层为中上更新统洪积层。由于地貌岩相由山前向南水平方向呈规律性变化。因此，同一补给来源的地下水埋藏条件、水力特性可以不同。山前倾斜高位平原由众多的洪积扇、洪积裙、冲出锥组成，岩性结构较单一，为巨厚的卵砾石层孔隙潜水，分布均匀，埋藏深度由大变小，一般 10-50m 或更深。接受河流垂直渗漏和山区地下水侧向补给，总的渗流方向向南，水力坡度 1-5‰。含水量丰富，水质良好。矿化度一般小于 1g/L。中下部的细土绿洲或荒漠平原，地形开阔平坦，地下水水力坡度降到 1‰以下，地层呈双层或多层构造，主要为砂砾石、砂层与亚砂土、亚粘土。后者为相对不含水的隔水层，形成潜水与承压水。含水层富水性随颗粒由粗变细

不断减弱，水位埋深逐渐变浅，水的流动速度不断变小，甚至停滞，蒸发作用明显加强，地下水矿化度增大，地表普遍盐渍化。深层承压水受蒸发作用影响不大，仍为淡水。由此可见，山前倾斜平原地貌、地质构造的水平分带性控制着第四系松散层孔隙水的埋藏条件和分布特征，表现在埋藏深度、水力特性、水质、水量等一系列变化也具有水平分带规律。然而，由于水文和构造因素的制约，这种水平分带性在某些地段、部位表现很不明显。例如：渭干河扇形平原，地形平坦，水系发育，地貌岩相水平分带不明显。山前砾质平原不发育，单一砾石潜水含水层分布面积很小，没有深埋带，双层或多层结构普遍发育。

塔里木河带状平原冲积层孔隙水沿塔里木河河两侧泛滥呈东西间带状分布，其补给水源主要是塔里木河沿途渗漏和洪水垂直渗漏补给，地下水位埋深泛滥区为 1-3m，沿河两侧 3-5m。

（2）地下水补、迳、排特征

地下水的补给、径流、排泄条件主要受地形条件和含水层介质所控制。地下水补给水源主要是塔里木河沿途渗漏和灌水漫溢垂直渗漏补给，其次是北部较大河流的洪水对部分地段也有一定的补给作用。塔里木河冲积平原地形较为平坦，坡降不大。该区地下水埋深在泛滥区 1-3m，河间地块 5-10m，河滩低洼地则小于 1m，形成季节性沼泽湿地。地下水水力坡度不大，为 0.2～0.8‰，总的方向由西向东径流，径流非常缓慢，甚至停滞。水平循环仅限制于表层附近，30-60m 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河大量漫溢，沿古河床的低洼地，洪泛积水入渗补给地下水，使水质变淡，水位上升。地下水淡化带宽 30-50m，地下水矿化度为 1-3g/l，而在古河床之间的河间地，沉积物颗粒较细，地下水水质变差，矿化度为 3-10g/l。淡化带内承压水顶板埋深一般小于 50m，局部达 100m。

地下水排泄主要以蒸发和植物蒸腾方式排泄，但不同地段具有不同的排泄特点。洪泛区蒸发主要在枯水季节，河间地段则常年进行，枯水季节河道水平排泄地下水量也相当可观。拒不完全统计，仅渭干河每年排泄地下水量 $1.565\times10^{8}m^{3}$。据目前掌握的资料分析，深层地下水基本得不到补给和循环，径流、排泄处于停滞状态，属于高度矿化度封闭型水，其矿化度高达十几至几十克每升，形成 Cl-Na 咸水或卤水。

（3）地下水含水层特征

受地形和补给水源的控制，塔里木河两岸东西向带状分布着塔里木河第四系松散层空隙冲淡水和封闭型咸水。塔里木河冲积平原冲淡型潜水主要分布在30-60m以上，岩性冲积粉细砂、细砂，属于单一潜水含水层，富水性较均匀，单井用水量100-500m^3/d。封闭型咸水主要分布在60m以下，矿化度高。

（4）地下水开发利用现状

项目区地下水水化学类型为CL·SO_4-Na型或CL-Na型水，矿化度一般大于5g/L，部分大于10g/L，矿化度较高，地下水水质极差，不宜于生活饮用。项目区域范围内，个别地段开垦荒地引水灌溉。油田区工业用水开采部分地下水。

（5）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，引用《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）中地下水监测井数据和新疆广宇众联环境监测有限公司提供的现场监测数据。

（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m^3/km^2.年，属于地下水资源贫乏地区。根据项目区综合水文地质图可知，本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，项目区地下水径流上游1个点，下游4个点，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 3 个地下水监测点，分别是土央中心林管站、英博斯坦村、英喀尔坤村。现场监测 3 个地下水监测点，为三中队、哈德墩村和盖孜库木乡，由新疆广宇众联环境监测有限公司提供，地下水监测点情况表 4.5-3。

表 4.5-3　　本项目地下水监测点情况统计表

监测点位置	坐标	与项目位置关系	数据来源
三中队（上游）	***	JY1-H10 井场北侧 4.7km	2021 年 7 月 26 日新疆广宇众联环境监测有限公司
哈德墩村（上游）	***	JY7-2XC 井场北侧 3.3km	
盖孜库木乡（下游）	***	JY1-H11 井场西侧 2.1km	
土央中心林管站（下游）	***	JY1-H6 井场南侧 9.1km	《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）
英博斯坦村（下游）	***	JY1-H11 井场西南侧 5.1km	
英喀尔坤村（下游）	***	JY1-H6 井场东南侧 5.7km	

（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 4.5-4。

表 4.5-4　　地下水水质现状监测及评价结果（潜水）

监测因子 \ 监测点			哈德墩村	三中队	盖孜库木乡	土央中心林管站	英博斯坦村	英喀尔坤村
pH 值	标准值 6.5～8.5	监测值	7.4	7.3	7.3	7.45	7.40	7.75
		标准指数	0.27	0.2	0.2	0.3	0.27	0.5
氨氮 (NH_4^+)	标准值 ≤0.50	监测值	0.294	0.125	0.193	0.245	0.213	0.18
		标准指数	0.588	0.25	0.386	0.49	0.43	0.36
硝酸盐 (NO_3^-)	标准值 ≤20.0	监测值	0.38	0.49	0.82	<0.016	<0.016	<0.016
		标准指数	0.019	0.0245	0.041	—	—	—

亚硝酸盐 (NO_2^-)	标准值 ≤1.00	监测值	0.006	0.004	0.004	0.003	0.005	0.004
		标准指数	0.006	0004	0.004	0.003	0.005	0.004
挥发酚 (酚)	标准值 ≤0.002	监测值	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
		标准指数	—	—	—	—	—	—
总硬度	标准值 ≤450	监测值	2950	2690	2670	328	399	331
		标准指数	**6.55**	**5.98**	**5.93**	0.73	0.89	0.74
氰化物	标准值 ≤0.05	监测值	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
		标准指数	—	—	—	—	—	—
汞(Hg)	标准值 ≤0.001	监测值	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
		标准指数	—	—	—	—	—	—
六价铬 (Cr^{6+})	标准值 ≤0.05	监测值	0.005	0.005	0.005	$<0.04\times10^{-3}$	$<0.04\times10^{-3}$	$<0.04\times10^{-3}$
		标准指数	0.1	0.1	0.1	—	—	—
铅(Pb)	标准值 ≤0.01	监测值	6.0×10^{-3}	6.2×10^{-3}	9.0×10^{-3}	0.32×10^{-3}	0.18×10^{-3}	0.26×10^{-3}
		标准指数	0.6	0.62	0.9	0.032	0.018	0.026
氟化物 (F^-)	标准值 ≤1.0	监测值	**1.54**	**1.54**	**1.68**	0.7	0.67	0.9
		标准指数	**1.54**	**1.54**	**1.68**	0.7	0.67	0.9
镉 (Cd)	标准值 ≤0.005	监测值	5.0×10^{-4}	5.0×10^{-4}	6.0×10^{-4}	5.0×10^{-4}	5.0×10^{-4}	5.0×10^{-4}
		标准指数	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
铁(Fe)	标准值 ≤0.3	监测值	0.03L	0.03L	0.03L	0.056	0.0485	0.0492
		标准指数	—	—	—	0.19	0.16	0.16
溶解总固体(TDS)	标准值 ≤1000	监测值	7480	6810	6600	4020	5790	3530
		标准指数	7.48	6.81	6.6	4.02	5.79	3.53
耗氧量(COD_{Mn})	标准值 ≤3.0	监测值	0.71	0.75	0.83	1.9	1.4	2.6
		标准指数	0.24	0.25	0.28	0.63	0.47	0.87
硫酸盐(SO_4^{2-})	标准值 ≤250	监测值	**2460**	**2310**	**2360**	65.6	94.6	61.4
		标准指数	**9.84**	**9.24**	**9.44**	0.26	0.38	0.25
氯化物 (Cl^-)	标准值 ≤250	监测值	**1780**	**1740**	**1740**	68.2	86.1	47.2
		标准指数	**7.12**	**6.96**	**6.96**	0.27	0.34	0.19
硫化物	标准值 ≤0.02	监测值	0.005L	0.005L	0.005L	—	—	—
		标准指数	—	—	—	—	—	—
砷	标准值 ≤0.01	监测值	1.8×10^{-3}	2.2×10^{-3}	2.2×10^{-3}	1.3×10^{-3}	1.5×10^{-3}	4.0×10^{-3}
		标准指数	0.18	0.22	0.22	0.13	0.15	0.4
石油类	标准值 ≤0.05	监测值	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
		标准指数	—	—	—	—	—	—

钠离子	标准值≤200	**监测值**	**1480**	**1430**	**1410**	155	153	124
		标准指数	**7.4**	**7.15**	**7.05**	0.78	0.77	0.62
钾离子	标准值—	监测值	39.3	41.7	44.1	—	—	—
		标准指数	—	—	—	—	—	—
钙离子	标准值—	监测值	542	486	487	—	—	—
		标准指数	—	—	—	—	—	—
镁离子	标准值—	监测值	373	352	357	—	—	—
		标准指数	—	—	—	—	—	—
碳酸根	标准值—	监测值	1L	1L	1L	—	—	—
		标准指数	—	—	—	—	—	—
碳酸氢根	标准值—	监测值	472	376	300	—	—	—
		标准指数	—	—	—	—	—	—

（5）小结

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。

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

JY1-H10 井占地范围内 1 个柱状样、1 个表层样，占地范围外 1 个表层样。JY1-H11 井占地范围内 1 个柱状样、1 个表层样，占地范围外 1 个表层样。JY1-H6 井占地范围内 1 个柱状样，占地范围外 1 个表层样。S105-15 井占地范围内 1 个柱状样，占地范围外 1 个表层样。JY7-H2XC 井场占地范围内 1 个柱状样。JY1-H9 井场占地范围内 1 个柱状样。

JY1-H10 井和 JY1-H11 井占地范围内的柱状样监测建设用地 45 项基本因子、pH、石油烃，共 47 项因子。JY1-H6 井、JY1-H10 井、JY1-H11 井占地范围外表层样，监测农用地 8 项重金属基本因子、pH，共 9 项因子。其余点位仅对特征因子石油烃进行监测。

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-1　　土壤监测点位信息

监测点名称	监测点位置	监测因子
JY1-H10 井占地范围内 1#	占地范围内生产区裸露空地	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、pH、石油烃共计 47 项因子。
JY1-H11 井占地范围内 4#		
JY1-H10 井占地范围外 3#	占地范围外农用地	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、锌、pH 共计 9 项因子。
JY1-H11 井占地范围外 6#		
JY1-H6 井占地范围外 8#		
JY1-H10 井占地范围内 2#	占地范围内空地	石油烃
JY1-H11 井占地范围内 5#	占地范围内空地	石油烃
JY1-H6 占地范围内 7#	占地范围内空地	石油烃
JY7-2XC 占地范围内 9#	占地范围外空地	石油烃
JY7-2XC 占地范围外 10#	占地范围内空地	石油烃
JY1-H9 占地范围内 11#	占地范围外空地	石油烃

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。

表 4.6-2　　S1 表采用样监测结果统计表　单位：mg/kg　pH 无量纲

序号	污染物项目	单位	JY1-H10 井占地范围内 1#		JY1-H11井占地范围内4#		评价标准（GB36600-2018第二类用地筛选值）mg/kg
			监测值	Pi	监测值	Pi	
1	pH	/	8.5	/	8.28	/	/
2	镉	mg/kg	0.2	0.003	0.06	0.0009	65
3	汞	mg/kg	0.07	0.0018	0.054	0.0014	38
4	砷	mg/kg	8.00	0.133	9.61	0.160	60
5	铅	mg/kg	14.3	0.018	17.4	0.0218	800
6	铬(六价)	mg/kg	＜0.5	0.088	＜0.5	0.088	5.7
7	铜	mg/kg	19	0.0011	23	0.0013	18000
8	镍	mg/kg	22	0.024	29	0.032	900
9	石油烃	mg/kg	<6	0.0013	<6	0.0013	4500
10	四氯化碳	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	2.8
11	氯仿	mg/kg	0.0028	0.003	0.003	0.003	0.9
12	氯甲烷	mg/kg	<0.001	/	<0.001	/	37
13	1,1-二氯乙烷	mg/kg	0.0051	0.00057	0.0050	0.00057	9
14	1,2-二氯乙烷	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	5
15	1,1-二氯乙烯	mg/kg	<0.0010	/	<0.0010	/	66
16	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	596
17	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.0014	/	<0.0014	/	54
18	二氯甲烷	mg/kg	0.0059	0.000009	0.0039	0.000006	616
19	1,2-二氯丙烷	mg/kg	<0.0011	/	<0.0011	/	5
20	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	10
21	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	6.8
22	四氯乙烯	mg/kg	<0.0014	/	<0.0014	/	53
23	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	840
24	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	2.8
25	三氯乙烯	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	2.8
26	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	0.5
27	氯乙烯	mg/kg	<0.001	/	<0.001	/	0.43
28	苯	mg/kg	0.0037	0.000925/	0.0039	0.000975	4
29	氯苯	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	270
30	1,2-二氯苯	mg/kg	<0.0015	/	<0.0015	/	560
31	1,4-二氯苯	mg/kg	<0.0015	/	<0.0015	/	20

32	乙苯	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	28
33	苯乙烯	mg/kg	<0.0011	/	<0.0011	/	1290
34	甲苯	mg/kg	0.0018	0.0000015	0.0016	0.0000013	1200
35	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	570
36	邻二甲苯	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	640
37	硝基苯	mg/kg	<0.09	/	<0.09	/	76
38	苯胺	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	260
39	2-氯酚	mg/kg	<0.06	/	<0.06	/	2256
40	苯并〔a〕蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	15
41	苯并〔a〕芘	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	1.5
42	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	<0.2	/	<0.2	/	15
43	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	151
44	䓛	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	1293
45	苯并〔a,h〕蒽二	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	1.5
46	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	15
47	萘	mg/kg	<0.09	/	<0.09	/	70

表 4.6-3　　农用地土壤环境质量评价结果

监测项目	单位	JY1-H10 井占地范围外 3#		JY1-H11 井占地范围外 6#		JY1-H6 井占地范围外 8#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
pH	/	8.45	/	8.28	/	8.40	/	—
镉	mg/kg	0.18	0.3	0.41	0.68	0.21	0.35	0.6
汞	mg/kg	0.243	0.071	0.036	0.01	0.142	0.042	3.4
砷	mg/kg	11.3	0.452	10.5	0.42	12.1	0.484	25
铅	mg/kg	17.2	0.10	16.8	0.098	14.2	0.083	170
铬	mg/kg	40	0.16	36	0.144	34	0.136	250
铜	mg/kg	23	0.23	22	0.22	22	0.22	100
镍	mg/kg	27	0.14	27	0.14	28	0.15	190
锌	mg/kg	70	0.23	69	0.23	67	0.22	300

表 4.6-4　　土壤环境质量评价结果（石油烃）

监测项目	单位	JY1-H10 井占地范围内 2#		JY1-H11 井占地范围内 5#		JY1-H6 占地范围内 7#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃	mg/kg	＜6	0.0013	＜6	0.0013	＜6	0.0013	4500

监测项目	单位	JY7-2XC 占地范围内 9#		JY7-2XC 占地范围外 10#		JY1-H9 占地范围内 11#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃	mg/kg	＜6	0.0013	＜6	0.0013	＜6	0.0013	4500

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.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

（2）在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线和道路等）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 5 口，新建油气集输管线 14km，新建井场道路 10km，占地类型主要为灌木林地、垦荒耕地，植被盖度为 50-70%。

本项目永久占地 7.2hm^2、临时占地 17.7hm^2。见表 5.1-2。

表5.1-2　　油田开发建设对占地的影响

序号	建设项目	占地类型						备注
		一般耕地(hm^2)		草地(hm^2)		林地(hm^2)		
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地	永久占地	临时占地	
1	钻井井场	0.24	0.66	0.48	1.32	0.48	1.32	部署井场5座，单个井场总占地90m×100m，其中永久占地面积2400m^2（40m×60m），临时占地面积6600m^2，包括2座放喷池300 m^2，设有效容积为300m^3的应急池1座等
2	临时生活区				0.72		0.48	部署井场5座，单个井场内临时生活区40×60m，
2	管线		6		2.6		2.6	单井集输管线14km，临时占地宽度8.0m，
3	道路	1.2	0.4	2.4	0.8	2.4	0.8	总长度10km，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	1.44	7.06	2.88	5.44	2.88	5.2	国家公益林永久占地5.76 hm^2，临时占地10.64 hm^2。

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

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘

探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

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

项目区域经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

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

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的灌木林地。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目共占地 24.9hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 7.2hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 17.7hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本项目永久占地面积7.2hm^2，以井场和井场道路占地为主。本项目临时占地面积17.7hm^2，以井场、管线施工临时占地为主。根据国内外有关植被生物量研究成果，对拟建项目占地范围内的植被生物量进行了估算，生物量损失见表5.1-3。

表5.1-3　　项目建设各类型占地的生物量损失

植被类型	平均生物量(kg/m²)	面积(hm²)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
农田	1.1	1.44	7.06	15.84	77.66
荒漠灌丛	0.67	2.88	5.44	19.296	36.448
疏林和灌丛	6.8	2.88	5.2	195.84	353.6
合计	—	7.2	17.7	230.616	467.708

（3）管线、道路修建对植被的影响

工程新建集输管线 14km、新建进场道路 10km。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。

（4）石油类污染对植被的影响

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

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

（5）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。

（6）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、NO_2、SO_2、CO 和烃类等，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO_2、SO_2 及施工期的空气扬尘。

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

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

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。

（7）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 $40\times60m^2$ 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林地、灌木林地，优势树种为胡杨、柽柳、琵琶柴，植被盖度为 50-70%，为国家二级公益林。

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 8m 范围内。管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。

5.1.4 生态保护红线影响分析

根据与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》进行核对，本项目临近塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。该红线区属于土地沙化和生物多样性极敏感区，但不属于法定保护区。

根据生态保护红线划定结果，本项目井场、进场道路、管线在选址选线中充分考虑了避让红线，新建工程内容均没有占用和穿越生态保护红线。其余工

程建设时，应尽可能避开红线区，同时选址中避开植被茂密区域，减少植被损失量。此外，控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原生地表的破坏，是施工期和运行期降低对生态保护红线影响的主要手段。

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

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

5.1.5 水土流失影响分析

本项目钻井，单井集输管线敷设及油田内部道路建设等，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林地、灌木林地，优势树种为胡杨、柽柳、琵琶柴，植被盖度为 50-70%，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 JY1-H11 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 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

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

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

表 5.1-4　　工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构 生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度 物种多样性	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
结构	种群结构 土壤状况	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度

	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本项目影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.8 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.9 小结

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

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

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

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、NO_x、SO_2、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，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。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。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。最近的居民点距离本项目 880m，且位于上风向，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。本工程位于阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县近二十年的地面观测数据进行统计分析。

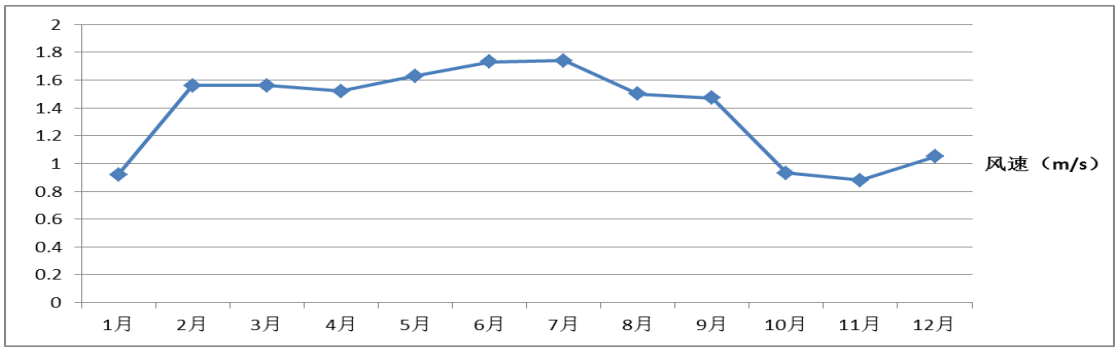
（1）风速

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%。

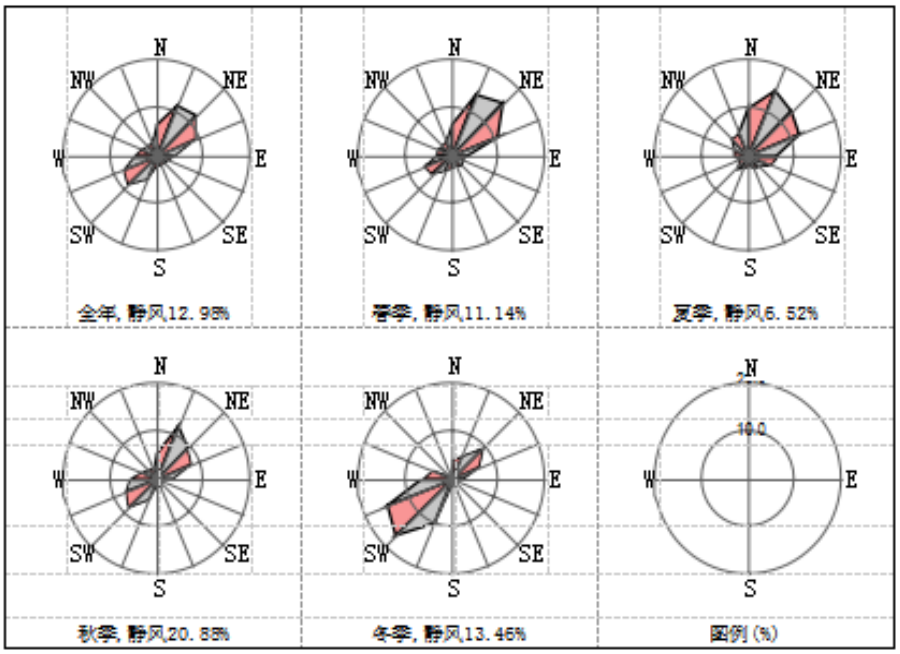


图 5.2-2　　沙雅县各季、全年风向玫瑰图

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、H_2S。

（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/m^3 作为环境质量标准限值；H_2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（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。

（4）污染源参数

运营期间本项目产生的大气污染物主要为油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发，污染物排放参数见表 5.2-3。

表 5.2-3　　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	中心点坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源（km^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	H2S
区块无组织	***	***	960	27.3	8	8760	9.82	0.0005

（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

距源中心下风向距离(m)	区块无组织排放			
	NMHC		H_2S	
	下风向预测浓度（$\mu g/m^3$）	占标率（%）	下风向预测浓度（$\mu g/m^3$）	占标率（%）
10	18.619	0.93	0.000948	0.01
500	20.759	1.04	0.001057	0.01
1000	22.93	1.15	0.001168	0.01
1500	25.019	1.25	0.001274	0.01
2000	27.03	1.35	0.001376	0.01
2500	28.963	1.45	0.001475	0.01
3000	30.822	1.54	0.001569	0.02
3500	32.613	1.63	0.001661	0.02
4135	34.16401	1.71	0.00174	0.02
4200	34.154	1.71	0.001739	0.02
4300	34.1	1.71	0.001736	0.02
4400	34.037	1.7	0.001733	0.02
4500	33.91	1.7	0.001727	0.02
4600	33.81701	1.69	0.001722	0.02
5000	33.348	1.67	0.001698	0.02
最大地面浓度	1.71μg/m³		0.00174μg/m³	
最大地面浓度占标率	1.71%		0.02%	
最大地面浓度距源距离	4135m			

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 1.71%，其中非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 1.71μg/m^3，最大占标率 1.71%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.00174μg/m^3，最大占标率 0.02%，最大落地浓度出现距离为 4135m。

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 4135m 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 1.71μg/m^3，最大占标率 1.71%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.00174μg/m^3，最大占标率 0.02%。

5.2.2.3 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 5.2-5。

表 5.2-5　　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/m^3；厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m^3	9.82	0.0005

5.2.2.4 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表 5.2-6。

表 5.2-6　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与	评价等级	一级□	二级√	三级□
	评价范围	边长=50km□	边长 5～50km□	边长=5km√

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

评价结论	大气环境防护距离	距厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO_2：（）t/a	NO_x：（）t/a	颗粒物：（ ）t/a	VOCs：（9.82）t/a H_2S:（0.0005）t/a

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

勘探开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、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。

（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，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

运营期拟建工程管线均埋设在地下，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：

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

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:

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

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

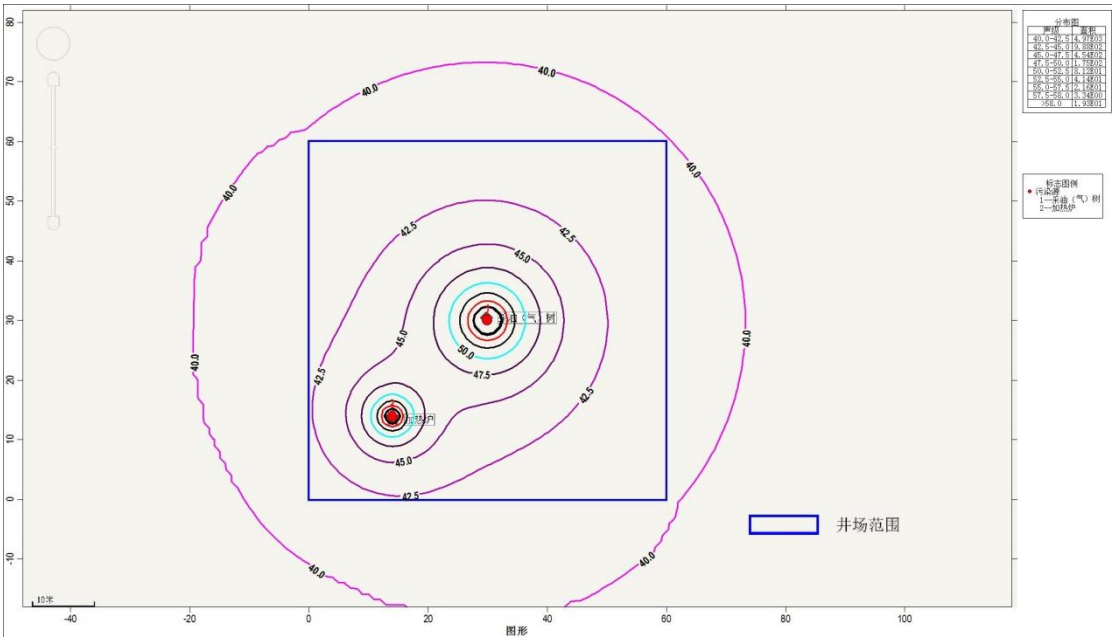


图 5.3-1　　噪声等值线图

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，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水

和其他废水等）和钻井队生活污水、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。本项目整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

（1）钻井废水

本项目钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 以上。

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本项目单井平均进尺 7546m，则钻井废水产生量为 1211.133m^3，5 口井共 6055.665 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（2）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，定期拉运至哈 6 联合站生活基地污水处理系统处理。对水环境的影响很小。

（3）管道试压废水

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，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。

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 135t/d（40500t/a）；本项目采出水依托哈 6 联合站处理达标后回注。采出水依托已运行的哈 6 联合站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。

根据调查哈 6 联合站采出水处理站的实际回注情况，回注于油藏层奥陶系，回注层均为地下干层或油层，回注地层深度在 4500m 以下。而项目区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

②井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，集中收集进入塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。未外排。

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哈 6 号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塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。

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

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

（1）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。

就钻井源漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在

压力下的钻杆转动对套管产生摩察、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有一定毒性的多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层和有毒性钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

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

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

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

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

通常集输管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。

污水在地下水中的迁移转化是一个复杂的物理化学和生物作用过程，污染物通过包气带下渗进入含水层时，还包括污染物的自净过程。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移。

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

- **预测情景**

根据区域水文地质条件，地下水大致流向为由西北向东南，项目范围内地下水为第四系潜水含水层及承压水。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

- **预测方法**

本项目按 I 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则－地下水环境》(HJ610-2016)的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很

小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

➢ **预测模型**

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc( )—余误差函数。

➢ **预测参数**

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。由于石油类因子是原油污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1　　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.032m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，渗透系数为 10m/d，水力坡度为 0.8‰
2	D_L	纵向弥散系数	$0.32m^2/d$	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	25%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 n=0.25。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 10mg/L。	

➢ **预测结果与分析**

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-2。

表 5.4-2　污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情形二:短时泄露）

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
石油类	0	0.01	0	0.001	0	0.0001
	10	0.02	20	0.004	30	0.0003
	20	0.006	40	0.005	60	0.001
	30	0.0003	60	0.004	90	0.002
	40	0	80	0.001	120	0.003
	50	0	100	0.0003	150	0.002
	60	0	120	0.00003	180	0.001
	70	0	140	0	210	0.001
	80	0	160	0	240	0.0002
	90	0	180	0	270	0
	100	0	200	0	300	0

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 30m、120m、240m，无超标范围。在本次预测情景下的影响区无生活饮用水源井，不存在与地下水相关的敏感点或环境保护目标等，但下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故阀组、输油管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

（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哈 6 号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钻井废弃泥浆及岩屑、施工人员生活垃圾、施工废弃土石方。

5.5.1.1 钻井废弃泥浆及岩屑

本项目 5 口井产生钻井泥浆 4119.9m^3，岩屑 5047.85m^3。

本项目一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部及三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

5.5.1.2 施工人员生活垃圾

施工期间共产生生活垃圾 25t，集中收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

5.5.1.3 施工废弃土石方

本项目共开挖土方 134400m^3，回填土方 134400m^3，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 21.6t/a，其危险废物类别为HW08。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。对周边环境影响较小。

5.5.2.2 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。

5.5.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由东河油气开发部调剂解决，不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括钻井废弃泥浆及岩屑、施工人员生活垃圾、施工废弃土石方。钻井废弃泥浆及岩屑采用泥浆不落地系统处理，经固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相经检测满足标准要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化水基泥浆拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理。施工人员生活垃圾集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。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）、落地原油、生活垃圾。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占地、人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）占地影响

本项目永久占地 7.2hm^2、临时占地 17.7hm^2。主要土壤类型包括草甸土、林灌草甸土和盐土，见表 5.6-1。

表5.6-1　　项目占地土壤类型表

植被类型	土壤类型	面积(hm^2)	
		永久占地	临时占地
农田	林灌草甸土	1.44	7.06
荒漠灌丛	草甸土	2.88	5.44
疏林和灌丛	盐土	2.88	5.2
合计	—	7.2	17.7

（2）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。

（3）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。

（4）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 5 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（5）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

<table>
<tr><td></td><td>工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型√；生态影响型□；两种兼有 □</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地√；农用地√；未利用地□</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（24.9）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（灌木林、垦荒耕地）、方位（）、距离（）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗√；地下水位 □；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">钻井废弃物、石油类</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类√； II类 □； III类 □； IV类 □</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感√；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>评价工作等级</td><td colspan="4">一级√；二级□；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a） √； b） √； c） √； d） □</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>同附录C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="4">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td></td><td>0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《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</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃等</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB 15618☑； GB 36600√；表 D.1□；表 D.2□；其他）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">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</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F□；其他（√）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（）影响程度（√）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论： a） √； b） □； c） □
不达标结论： a） □； b） □</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障 √；源头控制√；过程防控 √；其他（）</td><td></td></tr>
</table>

防治措施	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		临近农田区域的油井	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草甸土、林灌草甸土和盐土。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，本项目运营期风险单元主要为密闭集输管网，涉及的风险物质为天然气、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：　　q_1，q_2，...，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，...，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 $Q<1$ 时，该项目环境风险潜势为I。当 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建单井集输管道 14km，选择玻璃钢管 DN100 ，5.5MPa。

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，本次评价对本工程新建单井集输线最长约 4km 进行评价。

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 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。

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	25.94	0.01	0.135
				天然气	10	1.25	0.125	
				硫化氢	2.5	0.000007	0.0000028	

根据上表计算结果，本项目 Q=0.135，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，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。			

	手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

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 C_5 至 C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】

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

（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/m^3	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m^3（0.13ppm）时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m^3（4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值（8h 加权平均值）。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最大硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全和健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m^3（50ppm）将会出现肺浮肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。 5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全和健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

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。

5.7.3.3 输油管道危险性识别

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

5.7.3.4 风险类型识别

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

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

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

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

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

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

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

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，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 对地下水的环境影响分析

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

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

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

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结

构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送顺北油气田五号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，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.7.4.6 对植被的影响

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

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

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

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

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

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

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

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《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 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

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

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

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

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

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

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

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

5.7.5.5 管线安全运行措施

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

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

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

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

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

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

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发

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

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 重视和加强管理

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

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

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

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

5.7.5.7 环境风险应急处置措施

（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。

5.7.6 环境风险事故应急预案

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》，主要内容包括基本情况、危险源有害因素辨识及分析、组织机构及职责、预防与预警、事件报告、应急响应与措施、应急处置措施、应急中止程序及应急保障等。定期或不定期对应急预案组织进行演练，提高各类施工队伍对突发事件的应急组织、协调配合以及应急处理能力。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）。

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 5.7-5。

表 5.7-5　　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	H_2S 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	O_2 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	
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 5.7-6。

表 5.7-6　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，井场北距沙雅县县城最近28km			
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。⑤施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。			

6.环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，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 主要生态环境保护措施

针对建设期的环境影响，将实施以下主要生态环境保护措施见表 6.1-1。

表 6.1-1　　建设期主要环境保护措施

主要环境影响因素		环境保护措施
生态环境	管线敷设	（1）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。 （2）埋地管线敷设，埋设深度为管顶 1.2m。 （3）按设计标准规定，严格控制施工作业带宽度，井区内单井集输管线为 8m，不得超过作业标准规定。 （4）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。 （5）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，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度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。 （6）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。 （7）通井道路尽量利用现有道路进行设置，井口所在位置在满足勘探目标的基础上做出适当调整，以尽量避开植被盖度高的林地。 （8）要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开胡杨、灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内。
生态环境	井场建设	合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点。

6.1.2 生态保护和恢复措施

6.1.2.1 井场生态环境保护措施

（1）优化井位布设，减少占用耕地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地的必须做到占补平衡，执行耕地复垦补偿。

（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90×100m^2，生产期占地不大于 40×60m，减少扰动面积。

（3）本项目一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部及三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

（4）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。

（5）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。

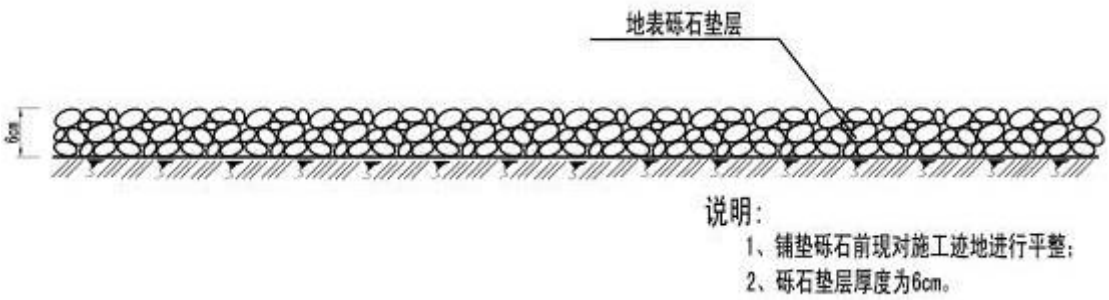


图 6.1-1　井场、站场砾石压盖措施典型设计图

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

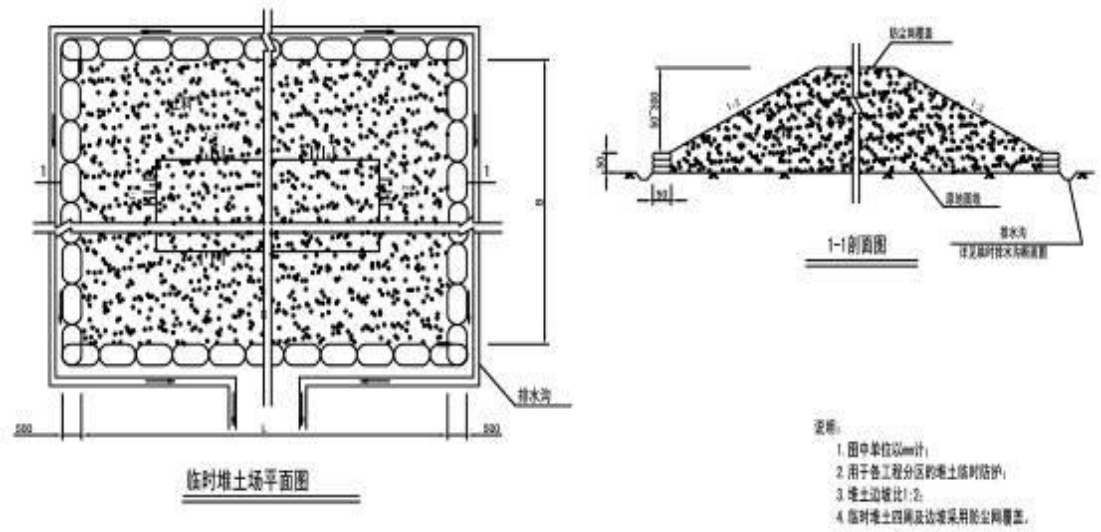


图 6.1-2　临时堆土场防护工程平面布置图

6.1.2.2 管线工程生态保护措施

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

（2）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 8m 以内。

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

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。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。

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

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

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

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

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

6.1.2.3 道路生态保护措施

优化道路选线，减少占用耕地和灌木林地。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。

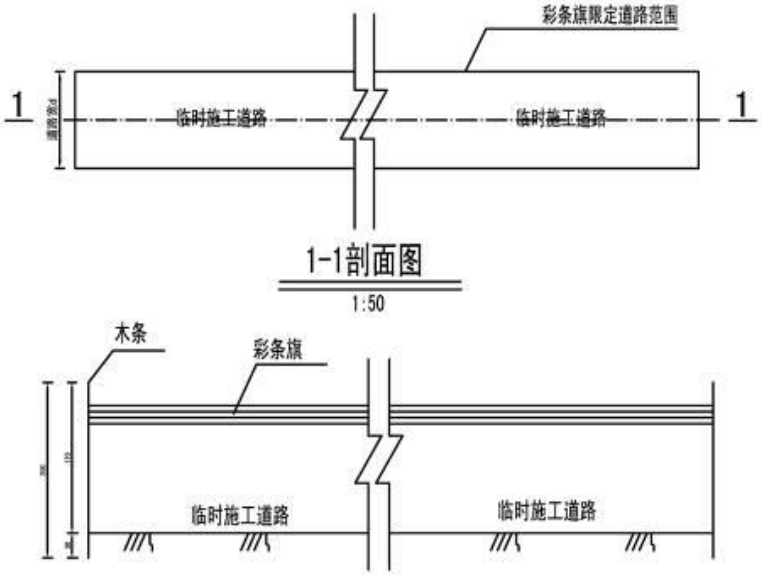


图 6.1-3　彩条旗拦挡典型设计图

6.1.2.4 农田区生态保护措施

本项目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 8m 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，用于复垦和新垦农田的土壤改造。

（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（完钻或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。

6.1.2.5 重点公益林生态保护措施

本工程井场道路和集输管线占用国家二级公益林，项目需采取的保护措施包括：

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

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

（3）工程征占地范围内的保护植物（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；

（4）严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

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

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

6.1.2.6 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）严格控制施工范围，教育施工人员保护野生动植物，禁止捕猎。

（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。

6.1.2.7 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：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。

6.1.3 大气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井中发现地层有可燃或有害气体， 应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

②若钻遇硫化氢，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

③井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

④井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

⑤针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

⑥钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故， 致使硫化氢泄漏。

（2）地面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。

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。

6.1.4 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，定期拉运至哈 6 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。

6.1.6 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）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

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

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

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。

6.1.7 固体废物污染防治措施

油田开发钻井期产生的固体废物主要是施工人员生活垃圾、施工废弃土石方、钻井废弃泥浆及岩屑。

（1）生活垃圾

施工期间生活垃圾集中收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

（2）施工废弃土石方

根据工程分析结果，本项目共开挖土方 134400m^3，回填土方 134400m^3，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，做到“取弃平衡”。

（3）钻井废弃泥浆、钻井岩屑

本项目一开、二开上部为非磺化水基泥浆，暂存至井场泥浆暂存池，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用，用于油区场地平整或铺垫道路。二开下部及三开为磺化水基泥浆，岩屑随钻井泥浆、钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理。

6.1.8 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 H_2S 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）采出水经哈 6 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处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

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。

6.2.4 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。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 21.6t/a，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。

（2）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，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）生活垃圾

运营期工作人员由东河油气开发部调剂解决，不新增生活垃圾。

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。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至工业垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

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

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

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。

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。

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。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

（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 5 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 14km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在8m范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

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 29126 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 70 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 338 万元，环境保护投资占总投资的 1.16%。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、永久占地硬化	40
	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	压裂废液拉运与处理	15
	施工期生活污水拉运处理	10
固体废物处置	生活垃圾收集及运输	10
	落地油回收	10
环境风险	硫化氢、可燃气体报警器	10
环境管理	环境影响评价	10
	环境保护竣工验收	15
	环境监测	8
	施工期环境监理	10
	合计	338

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。采出水依托哈 6 联合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

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

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理；采出废水依托哈 6 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 4800m^3/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m^3 进行计算，产生的经济效益为 9600 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。井场、阀组站、道路采用草方格防护，防止土壤沙化。

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

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

7.4 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。

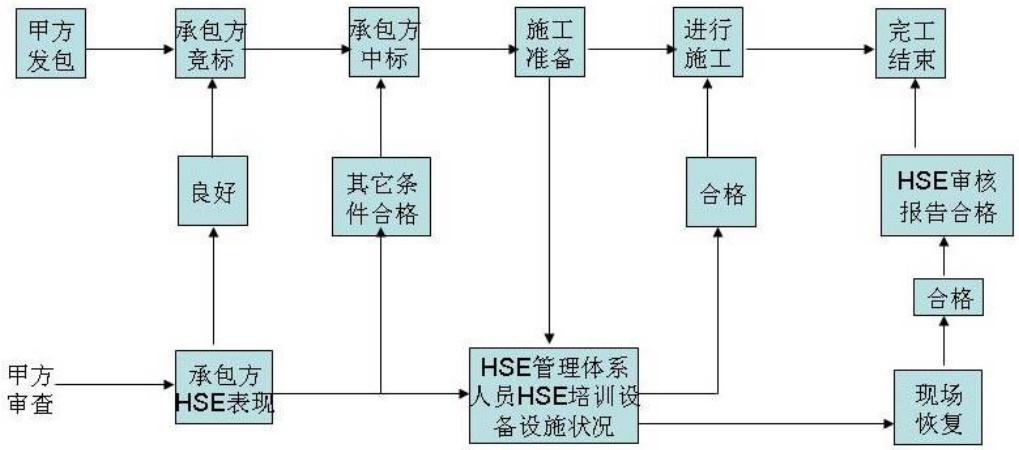


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（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、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 60m×70m，阀组站 60m×100m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1　　现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场、阀组站	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ② 施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	
3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围； ②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1　　项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④组织危险废物监测	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

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

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8.3-1。

表 8.3-1　　运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
2	噪声	井场厂界	厂界噪声监测	每年一次
3	地下水	三中队、哈德墩村、盖孜库木乡、土央中心林管站、英博斯坦村、英喀尔坤村 6 口地下水监控井，上游 2 个、下游 4 个	石油类	每年 1 次
4	土壤	井场内、外土壤	石油烃	5 年 1 次
5	生态环境	项目区及管线周围	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。	1 次/年

检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

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 8.3-2。

表 8.3-2　　三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	井场、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	依托哈6联合站采出水处理系统处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	井下作业废水	井场	用罐车拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
噪声	井口装置、井下作业	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	油泥（砂）	井场、管线	依托塔里木油田绿色环保站处置		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场、站场内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；管线作业带宽度8m，井场40m×60m，阀组站90m×100m		《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入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》，已在自治区生态环境厅备案：新环环评函（2021）221 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沙雅县境内，区内地势平坦，地表海拔 960m 左右，为渭干河冲积平原与塔里木河中游北岸平原交汇区。井场北距沙雅县县城最近 28km，有库车-哈尼喀塔木乡-塔里木乡公路横穿工区，交通运输条件便利。本项目地理位置中心坐标为***。

本项目新建采油井 5 口，井场北距沙雅县县城最近 28km；在原有（站）井场改建 4 井式撬装计量阀组 3 套（JY1-1 计量撬、JY1-2C 计量撬、RP301-3 计量撬）；新建单井集输管道 14km，修复井场道路 10km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新增最大产能 9.82×10^4t，采油速度 0.68%，预测累产油 205.91×10^4t，动用地质储量采出程度 14.17%。项目建成后生产运行管理由东河油气开发部负责。

单井采用井口电磁加热集输工艺。采用单井→阀组站→计转站（设阀组）→联合站的三级布站方式，最终输送至哈 6 联合站处理。

本项目总投资为 29126 万元，环保投资 338 万元，约占总投资的 1.16%。

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 SO_2、NO_2年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》

（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。项目所在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，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

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

本项目区位于塔克拉玛干沙漠北缘，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IV塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，生态亚区属于IV_3塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区—71.塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本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。项目位于沙雅县境内，属于塔里木流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自占地影响，项目总占地面积 24.9hm^2，其中永久性占地面积为 7.2hm^2，临时占地面积 17.7hm^2，占地类型为中覆盖度草地、灌木林地、垦荒耕地。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，无组织 VOCs 排放量为 9.82t/a，H_2S 挥发量为 0.0005t/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哈 6 联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站。均达到标准后，回注油层。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

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塔里木油田绿色环保站处理。施工人员生活垃圾总产生量为 25t，集中收集后运至塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 21.6t/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《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为9.82t/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。

9.1.5 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。