

陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密
调整工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二四年十二月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目情况.....	1
1.2 环境影响评价技术路线.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	2
1.5 环境影响报告的主要结论.....	3
2 总则	4
2.1 评价目的、原则.....	4
2.2 编制依据.....	5
2.3 环境影响因素识别和评价因子.....	12
2.4 环境功能区划和评价标准.....	17
2.5 评价工作等级与评价范围.....	23
2.6 评价重点.....	37
2.7 控制污染与环境保护目标.....	38
2.8 相关规划、政策法规等符合性分析.....	39
3 建设项目概况与工程分析	72
3.1 工程基本情况.....	72
3.2 油田概况.....	72
3.3 工程组成.....	78
3.4 工程方案.....	81
3.5 主要建设内容.....	85
3.6 现有工程开发回顾.....	121
3.7 工程分析.....	140
3.8 清洁生产分析.....	172
3.9 污染物排放总量控制.....	183
4 环境现状调查与评价	185
4.1 自然环境概况.....	185
4.2 环境空气现状调查与评价.....	188

4.3 水环境现状调查与评价	190
4.4 声环境现状调查与评价	195
4.5 土壤环境现状调查与评价	197
4.6 生态环境现状调查与评价	199
5 环境影响预测与评价	223
5.1 大气环境影响分析与评价	223
5.2 地表水环境影响分析	231
5.3 地下水环境影响分析与评价	232
5.4 声环境影响分析与评价	245
5.5 固体废物影响分析	249
5.6 土壤环境影响分析	251
5.7 生态环境影响分析	261
5.8 水土流失影响分析	270
5.9 土地沙化影响分析	272
5.10 运输过程影响分析	273
6 环境保护措施及其可行性论证	276
6.1 大气污染防治措施	276
6.2 水环境保护措施	278
6.3 地下水环境保护措施	279
6.4 噪声污染防治措施	283
6.5 固废污染防治措施	284
6.6 土壤污染防治措施	289
6.7 生态环境保护措施	291
6.8 温室气体管控措施	298
6.9 生态恢复方案	300
6.10 水土保持方案	303
6.11 防沙治沙方案	306
6.12 防洪措施	309
6.13 环保投资分析	309

6.14 环境影响经济损益分析	310
7 环境风险评价	313
7.1 评价依据	313
7.2 环境敏感目标调查	314
7.3 环境风险识别	315
7.4 环境风险影响分析	328
7.5 环境风险防范措施	332
7.6 风险事故应急处理措施	339
7.7 环境风险管理	341
7.8 突发环境事件应急预案	343
7.9 环境风险评价小结	346
8 环境管理与监测计划	348
8.1 环境管理	348
8.2 企业自主验收	357
8.3 环境信息公开	362
8.4 环境监测计划	362
8.5 污染物排放清单	365
9 环境影响评价结论与建议	367
9.1 结论	367
9.2 要求与建议	371

1 概述

1.1 建设项目情况

陆梁油田陆9井区位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起1号背斜东高点，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，位于已开发的石南油田北约20km处。工区地表为近南北向的未固定~半固定沙丘覆盖，地面海拔480m~520m。工区温差悬殊，夏季最高气温可达45℃以上，冬季最低气温可达-42℃以下。区内平均年降水量80mm，属大陆干旱性气候。克拉玛依市至陆梁油田陆9井区建有柏油公路，交通便利。

通过开发特征分析，陆9井区油藏受剖面动用不均、井网不规则、井距偏大的影响，目前水驱效率低，边部采出程度小于25%，区域水洗半径小于140m。受水驱控制程度低及注水井单井负荷逐年增加而欠注的影响，注采比逐年降低，油藏已不满足持续提高注采强度从而提高采收率的需求。通过穿层井及数模验证，井间尚有大量剩余油，但受底水及井网不规则、井距偏大的影响，井间剩余油无法动用，需通过井网调整，进一步提高油藏采收率。

根据《陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程方案》，本项目计划在陆9井区共部署调整井37口，包括新钻采油井28口，老井转注9口。新建产能 $2.52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，单井最大注水量为 $150 \text{m}^3/\text{d}$ 。新建计量站5座、配水撬3座。新建37口井的单井出油管道10.33km、集油支线3.6km、集油干线2.1km，单井注水管道4.52km、注水干线2.12km、注水支线1.77km。配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

1.2 环境影响评价技术路线

本项目为陆地石油开采项目，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，根据新疆生态环境厅发布的《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），要求对油田开发区域情况划分一张图（即：老区块范围），经核对，本项目37口井在老区块评价范围内，详细见图1.2-1，故按照老区块进行环境影响评价。

图 1.2-1 本项目与“一张图”的位置关系

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划》（2018-2030年）、《关于印发新疆维吾尔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）和《新疆维吾尔自治区2020年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021年4月），项目所在区域属于水土流失重点治理区天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部 部令第16号），本工程属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业07、陆地石油开采0711—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于2024年10月委托南京国环科技股份有限公司开展《陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程环境影响报告书》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，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、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目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。识别本项目的环境影响因素，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，最后制定工作方案。再进一步工程分析，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。

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于2024年11月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，南京国环科技股份有限公司编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

图 1.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建工程为石油开采项目，结合《产业结构调整指导目录》（2024年本），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气开采”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

拟建工程属于陆梁油田作业区油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划（2018-2030年）》。拟建工程主要建设内容位于塔城地区陆梁油田作业区陆9井区内，项目区不涉及水源地、风景名胜区等敏感区，但属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区（Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区）环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建工程不在生态保护红线内，运营期采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气，废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。本项目满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于钻井作业、原油集输、井下作业、管道等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区环境敏感区，主要环境保护目标为评价范围内植被，无重大环境制约问题。

根据油田产能建设项目的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

- (1) 工程建设占地对生态环境的影响程度；
- (2) 工程建设和运行过程中产生的废气对当地大气环境的影响；
- (3) 工程建设过程中产生的废水和施工人员生活污水的环境影响和处置方式，依托工程的可行性、有效性和可靠性；
- (4) 工程建设扰动造成水土流失的影响；
- (5) 钻完井过程中产生的固体废物处置方式可行性；
- (6) 钻井施工以及运营期集输过程中各类声源对周边声环境的影响；
- (7) 关注施工过程中施工场地“跑、冒、滴、漏”对浅层地下水环境的影响以及污染防治措施的可行性、有效性。

重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢、井场抽油机和管道泵撬的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。本工程涉及的风险物质主要包括原油、天然气、硫化氢，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的、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、运营期和退役期满主要污染源、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、运营期及退役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、运营期和退役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、达标排放和污染物排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

贯彻执行国家和地方环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务建设项目环境管理。

(2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，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，充分利用符合时效的数据资料及成果，结合工程设计和预测数据，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 国家法律法规与条例

(1) 《中华人民共和国环境保护法》(全国人大常委会, 2015年1月1日施行);

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(13届人大第7次会议, 2018年12月29日施行);

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(13届人大第6次会议, 2018年10月26日实施);

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017年第二次修正, 2018年1月1日起施行);

(5) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》(国务院令第588号, 2011年1月8日);

(6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》(13届全国人大常委会第32次会议通过, 2022年6月5日起施行);

(7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(全国人民代表大会常务委员会, 2020年9月1日实施);

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(全国人民代表大会常务委员会, 2019年1月1日实施);

(9) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(国令第682号, 2017年10月1日起施行);

(10) 《中华人民共和国水土保持法》(中华人民共和国主席第三十九号令, 2011年3月1日施行);

(11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(全国人大常委会, 2012年7月1日施行);

(12) 《中华人民共和国节约能源法》(2018年10月26日修正);

(13) 《中华人民共和国土地管理法》(13届人大第12次会议, 2019年8月26日实施);

(14) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》(国务院令653号, 2014年

7月29日);

(15) 《中华人民共和国水法》(2016年修订, 2016年7月2日施行);

(16) 《中华人民共和国防洪法》(12届人大第21次会议, 2016年7月2日实施);

(17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(国务院令第687号, 2017年10月7日);

(18) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订, 2017年1月1日实施);

(19) 《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年10月1日);

(20) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021年11月7日);

(21) 《危险化学品安全管理条例》(国务院令645号, 2013年12月7日);

(22) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第34号, 2015年6月5日起实施);

(23) 《突发环境事件信息报告办法》(环境保护部(第17号), 2011年4月18日);

(24) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令第16号, 2020年11月30日);

(25) 《国家重点保护野生植物名录》(2021年);

(26) 《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);

(27) 《国家危险废物名录(2025年版)》(2025年1月1日起施行);

(28) 《危险废物污染防治技术政策》(环境保护部2001年第199号公告, 2001年12月17日施行);

(29) 《产业结构调整指导目录》(2024年本);

(30) 《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年7月3日);

(31) 《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年8月7日)；

(32) 《中华人民共和国突发事件应对法》(10届人大第29次会议，2007年11月1日)；

(33) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》(环发〔2010〕113号，2010年9月28日)；

(34) 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第4号，2019年1月1日)；

(35) 《中华人民共和国矿产资源法》(2024年修订)；

(36) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告2012年第18号，2012年3月7日实施)；

(37) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年修订)，2018年10月26日施行；

(38) 《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保〔2013〕188号)；

(39) 《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发〔2013〕136号)；

(40) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发〔2012〕35号，2011年10月17日)；

(41) 《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》(中共中央办公厅、国务院办公厅，2017年2月7日印发)；

(42) 《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)；

(43) 关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知(环发〔2014〕197号)；

(44) 《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》(中发〔2018〕17号，2018年6月16日)；

(45) 《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气〔2021〕65号)；

(46) 《排污许可管理条例》(2021年1月24日国务院令第736号发布，

2021年3月1日起实施)；

(47) 《排污许可管理办法》(2024年4月8日生态环境部部令第32号发布)；

(48) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(环境保护部第15号,2018年2月8日发布)；

(49) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(生态环境部第53号,2021年11月8日)；

(50) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》(国务院2021年12月28日)；

(51) 国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知(国发〔2023〕24号)。

2.2.2 地方性法律法规及文件

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修订)》(新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议,2018年9月21日实施)；

(2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》(新政发〔2016〕21号)；

(3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》(新政发〔2014〕35号)；

(4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》(自治区人民政府办公厅,新政办〔2001〕147号,2001年9月30日)；

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》(新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会,2018年9月21日)；

(6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(新政发〔2023〕63号)；

(7) 《新疆国家重点保护野生植物名录》(2022年3月)；

(8) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》(2022年9月18日修订)；

(9) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》(新疆维吾尔自治区人大常委会,1999年10月1日)；

(10) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》(新疆维吾尔自治区人民政府办公厅,2017年3月7日印发)；

(11) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》(根据2024年11月28日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议修订,2025年1月1日实施);

(12) 关于印发《新疆维吾尔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);

(13) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》(2018年8月);

(14) 《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划》(2018-2030年);

(15) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(16) 《新疆生态功能区划》(新政函〔2005〕96号,2005年7月14日);

(17) 《新疆水环境功能区划》(新政函〔2002〕194号,2002年11月16日);

(18) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》(2021年12月24日);

(19) 《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》(2022年9月7日);

(20) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》(2013年11月28日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过);

(21) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》(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40号),自2017年7月1日起施行);

(22) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(13届人大第7次会议,2019年1月1日);

(23) 《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);

(24) 《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);

(25) 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年4月17日);

(26) 《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)》(2018年9月21日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议);

(27) 《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年9月6日);

(28) 《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》(新环防发〔2011〕330号, 2011年7月1日);

(29) 《关于做好危险废物安全处置工作的通知》(新环防发〔2011〕389号, 2011年7月29日);

(30) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》(新环环评发〔2024〕93号);

(31) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号, 2018年12月20日);

(32) 自治区党委、人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》(新党发〔2018〕23号, 2018年9月4日);

(33) 《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162号, 2020年9月1日);

(34) 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》(新环环评发〔2020〕142号, 2020年7月30日);

(35) 《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号);

(36) 《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》;

(37) 《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》;

(38) 《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(2023年版)。

2.2.3 技术标准及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021);

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);

- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (9) 《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）；
- (10) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (12) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (13) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日）；
- (16) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (17) 《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (18) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）；
- (19) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；
- (20) 《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）；
- (21) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (22) 《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年 10 月 1 日）；
- (23) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）
- (24) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；
- (25) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (26) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (27) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；

(28) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T 43936-2024)。

2.2.4 委托书及相关技术资料

(1) 委托书, 中国石油新疆油田分公司开发公司, 2024年10月16日;

(2) 《陆梁油田陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整试验方案(钻井工程)》(2024年10月);

(3) 《陆梁油田陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整(地面工程)》(2024年10月);

(4) 《陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整2025年实施方案(地质方案)》(2024年7月)。

2.3 环境影响因素识别和评价因子确定

2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输管线敷设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一是对土壤扰动和自然植被等的破坏, 这种影响是比较持久的, 在施工完成后的一段时间内仍将存在, 逐步恢复; 二是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是短暂的, 待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响, 同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动, 这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表2.3-1~表2.3-4。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		占地	钻前工程	钻井工程					储层改造工程					油气集输工程（管线敷设）			
			废气	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废
			施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	钻井废水	发电机、钻机和各类泵的噪声	岩屑、机械设备废油、生活垃圾	井喷井漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	废射孔液	发电机各类泵的噪声	机械设备废油、废弃防渗膜、生活垃圾	井喷、套管破损	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾、生活垃圾
污染影响	大气环境	○	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	○	+
	地表水	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	○	+	+	○	+	○	+	+	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○
生态影响	土壤环境	++	○	○	○	○	+	++	○	++	○	+	++	○	+	○	+
	野生植物	+	+	+	○	○	+	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+
	野生动物	+	○	○	○	+	○	+	○	○	+	○	+	○	○	+	○
	生态环境自然景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		占地	采油、油气集输工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类、甲烷(CH ₄)、二氧化碳(CO ₂)	采出水、井下作业废水、废洗井液	站场设备等噪声	含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废弃防渗膜	石油、天然气、回注水泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别矩阵

环境因素 影响因素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪声	拆除的管道、废旧设备等
污染影响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	生态环境自然景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4 建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)

油气集输工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目位于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

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

2.4.1.3 声环境

本项目位于和布克赛尔蒙古自治县建成区以外，尚未进行声环境功能区划。项目位于石油气探矿区范围内，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行2类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23. 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号），项目区属于II2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

表2.4-1 本项目生态环境判断依据

判断依据	本项目
《新疆生态功能区划》	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号）	II2 天山北坡诸小河流域重点治理区

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。

具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本 污染物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4		
1 小时平均		10			
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			
其他 污染物	NO _x	年平均	50	μg/m ³	
		24 小时平均	100		
		1 小时平均	250		
特征 污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》
	硫化氢	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018)

2.4.2.2 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准

环境要素	项目	标准值		标准来源
		单位	数值	

环境要素	项目	标准值		标准来源
		单位	数值	
地下水	pH	无量纲	6.5~8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)中III类标准
	总硬度	mg/L	450	
	溶解性总固体		1000	
	氟化物		1	
	挥发酚		0.002	
	耗氧量		3	
	硝酸盐氮		20	
	亚硝酸盐氮		1	
	硫酸盐		250	
	氨氮		0.5	
	氰化物		0.05	
	氯化物		250	
	六价铬		0.05	
	砷		0.01	
	汞		0.001	
	铁		0.3	
	锰		0.1	
	铅		0.01	
	钠		200	
	镉		0.005	
石油类		0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	

2.4.2.3 声环境质量标准

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

2.4.2.4 土壤环境质量标准

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)中第二类用地筛选值和管制值标准;项目占地范围外,本次现状调查范围内其他草地土壤环境质量参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1中风险筛选值,建设用地土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值和管制值标准。

具体标准值见表2.4-4、表2.4-5。

表2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值(单位:mg/kg)

序号	污染物项目	风险筛选值(第二类)	管制值(第二类用地)
----	-------	------------	------------

		用地)	
基本项目（重金属和无机物）			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60	140
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
基本项目（挥发性有机物）			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	邻二甲苯	640	640
基本项目（半挥发性有机物）			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a]蒽	15	151
39	苯并[a]芘	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	15	151
41	苯并[k]荧蒽	151	1500
42	蒽	1293	12900
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	151
45	萘	70	700

其他项目			
46	石油烃	4500	9000

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	5.5<pH≤6.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

(1) 施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m³ 限值要求。

(2) 运营期

油气开采过程中井场、站场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放按照《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 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准一览表（单位：mg/m³）

阶段	污染物	标准值	标准来源
施工期	颗粒物	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	非甲烷总烃	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求 《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求
	H ₂ S	0.06mg/m ³	

2.4.3.2 废水排放标准

(1) 施工期

本项目施工期钻井废水采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，完井后剩余泥浆由钻井队找专业公司回收利用，无钻井废水外排。管道试压废水为清水，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水降尘。施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托陆梁公寓，施工现场无生活污水产生。

(2) 运营期

本项目产生的采出水、井下作业废水等在陆梁油田集中处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 碎屑岩油藏注水水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm^2	<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量, mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076				

2.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）。

(2) 运营期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

噪声标准限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

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》（GB 5085.1~7）《危险废物排除管理清单（2021年版）》（公告2021年第66号）；

危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（部令第23号）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）进行监督和管理；

含油污泥的处理需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《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/T 301-2016）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）中的要求。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 环境空气

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物），及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ ，其中 P_i 定义为：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 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，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计

算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1h、8h、24h 及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	$P_{max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级	$P_{max} < 1\%$

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		43.6
最低环境温度/°C		-36.3
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

筛选结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	下风向最大质量浓度占标率 $P_{max}/\%$	下风向最大质量浓度出现距离/m	D_{10}/m	评价等级	评价范围
无组织排放	单井井场	非甲烷总烃	55.395	2.76975	54	0	二级	2.5km
		硫化氢	0.0199528	1.99528E-001	54	0	三级	不需设置
	计量站	非甲烷总烃	188.81	9.44050	27	0	二级	2.5km
		硫化氢	0.0678937	6.78937E-001	27	0	三级	不需设置
	阀池	非甲烷总烃	138.71	6.93550	11	0	二级	2.5km
		硫化氢	0.0492743	4.92743E-001	11	0	三级	不需设置

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 $P_{max}=9.4405\%$ ，大于 1%小于 10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中

附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级，确定本次环境空气评价范围为：分别以单井井口、计量站、阀池为中心，向采油井、计量站、阀池四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线。评价范围见图 2.5-1。

图 2.5-1 大气评价范围图

2.5.2 水环境

2.5.2.1 地表水

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。项目井区位于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县陆9井区,井区内无地表水体,输油、注水管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及集输过程中,本项目产生的含油污水不直接向外环境排放,不与周边地表水体发生水力联系,项目地表水环境影响评价等级为三级B。项目运营阶段正常情况无废水排放,本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排、依托处理设施的可行性和可靠性。

2.5.2.2 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录A分级标准,本项目站场属于F类“石油、天然气”中的石油开采项目,属于I类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),“按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程,按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。”“油类和废水等输送管道,按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。”

因此,本项目井场属于I类建设项目,集输管线属于II类建设项目。

表 2.5-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;分散式饮用水水源地;特殊地下水资源(如矿泉水、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。

表 2.5-5 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-4、表 2.5-5 可知，由于项目区内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。《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中提到：“新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级”。由此判定本项目采油井、老井转注地下水评价等级为二级、集油管线、注水管线地下水评价等级为三级。

具体见表 2.5-6。

表2.5-6 地下水环境现状评价范围参照表

评价等级	调查评价面积 (km ²)	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6-20	
三级	≤6	

项目地下水环境现状调查评价范围为：以项目区为中心，地下水流向上游 3km，下游 3km，两侧外扩 10km 的矩形区域以及管线两侧向外延伸 200m 的范围。地下水评价范围见图 2.5-2。

2.5.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在采油井，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。本次噪声评价以采油井边界向外 200m 作为噪声评价范围。噪声评价范围见图 2.5-3。

图 2.5-2 地下水评价范围图

图 2.5-3 声环境评价范围图

2.5.4 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域土壤监测数据，本项目土壤盐分含量介于 1.4g/kg~4.2g/kg，属于附录 D.1 土壤盐化分级标准中的“干旱、半荒漠和荒漠地区”，属于中度盐化（3g/kg≤土壤盐含量<5g/kg）；pH 值介于 8.20~8.91，属于附录 D.2 土壤酸化、碱化分级标准中的表 D.2 中的“轻度碱化（8.5≤pH<9）”，综上，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）土壤污染影响型评价工作等级

①项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“石油开采（井场）”“集输管线”分别属于“采矿业—金属矿、石油、页岩油开采”“交通运输仓储邮政业—石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为I类、II类。

②占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5-50hm²）、小型（≤5hm²）。本项目永久占地面积为 2.13hm²，占地规模为小型。

③环境敏感程度

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表 2.5-7。根据现场调查，项目占地类型主要为采矿用地、其他草地（低覆盖草地），因此，判定土壤环境敏感程度为“较敏感”。

表2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 2.5-8），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤环境评价工作等级确定为井场二级、集输管线三级，见表 2.5-9。

表2.5-8 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	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	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表2.5-9 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场）	二级
集输管线	三级

(2) 土壤生态影响型评价工作等级

①环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-10。

表2.5-10 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.5m$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4g/kg$ 的区域	$pH \leq 4.5$	$pH \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5m$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8m$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5m$ 的平原区；或 $2g/kg < \text{土壤含盐量} \leq 4g/kg$ 的区域	$4.5 < pH \leq 5.5$	$8.5 \leq pH < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < pH < 8.5$	

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

根据检测报告，本项目土壤盐分含量介于 $1.4g/kg \sim 4.2g/kg$ 之间，介于 $2g/kg \sim 3g/kg$ 之间，属于中度盐化，判定本项目敏感程度为“敏感”。根据表2.5-11，判定本项目土壤生态影响型环境评价工作等级确定为井场二级、集输管线二级。

表2.5-11 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表2.5-12 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场）	一级
集输管线	二级

表2.5-13 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围①	
		占地范围内②	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

（3）评价范围

①土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤污染影响型调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境生态影响型调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 5km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。土壤评价范围见图 2.5-4。

图 2.5-4 土壤环境评价范围图

2.5.5 生态环境

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-14。

表 2.5-14 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为 449525.7m ² < 20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及前述条款，评价等级确定为三级

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中的相关规定“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场边界向外延伸 50m，管线工程两侧各 300m。生态评价范围见图 2.5-5。

图 2.5-5 生态评价范围图

2.5.6 环境风险

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B和附录C，本项目Q值<1，环境风险潜势综合等级为I级，风险评价等级为简单分析，评价等级为简单分析的项目未设环境风险评价范围。

2.5.7 评价工作等级及评价范围汇总

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表2.5-15。

表2.5-15 评价工作等级及评价范围一览表

序号	项目	评价等级		评价范围	
1	环境空气	二级		分别以单井井口、计量站、阀池为中心，向采油井四周各外延2.5km的矩形叠合的包络线，见图2.5-1	
2	地表水	三级B		—	
3	地下水	二级		以项目区地下水流向上游3km，下游3km，两侧外扩10km的矩形区域以及管线两侧向外延伸200m的范围，见图2.5-2	
4	噪声	二级		以采油井边界向外200m，见图2.5-3	
5	土壤	污染影响型	石油开采工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外0.2km范围，见图2.5-4
			管线工程	三级	管线边界两侧0.2km范围内，见图2.5-4
		生态影响型	石油开采工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外5km范围，见图2.5-4
			管线工程	二级	管线边界两侧0.2km范围内，见图2.5-4
6	生态	三级		井场周边50m范围内，管线两侧各300m带状区域，见图2.5-5	
7	环境风险	简单分析		/	

2.6 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、固体废物环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；

(5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.1 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点,评价时段包括建设期、运营期和退役期三个时段,以建设期和运营期两个时段为评价重点。

2.6.2 评价对象

根据工程内容和环境现状调查,本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井区、站场、采油管线、注水管线。

2.7 环境保护目标

根据现场调查,本项目占地类型为采矿用地、其他草地(低覆盖草地),井场周边只有稀疏的植被。根据资料收集和现场调查,本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。评价范围内主要保护目标为水土流失重点治理区和野生动植物。本项目环境保护目标具体情况见表 2.7-1。环境保护目标详见图 2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	规模	保护要求
环境空气	项目区大气环境	/	/	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
声环境	油区工作人员	/	/	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响		/	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准
土壤环境	调查范围内其他草地		/	土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值
生态环境	水土流失重点治理区	项目区	/	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性,保护土壤环境质量,做好植被恢复与水土保持工作,使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
	植被	评价区域内	/	落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施,临时占地可逐渐恢复到自然状态

	<p>国家II级重点保护野生动物：沙狐、狼、草原斑猫、兔狲、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、云雀、东方沙鹀、黑腹沙鸡、棕尾鹩</p>			<p>禁止破坏野生动植物的生境及捕杀野生动物</p>
	<p>自治区I级重点保护野生动物：虎鼬</p>			

图 2.7-1 本项目环境敏感目标图

2.8 相关规划、政策法规等符合性分析

2.8.1 与国家产业政策相符性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.2 与相关政策、法规等符合性分析

2.8.2.1 与《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）相符性分析

本项目与《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）相符性分析见表2.8-1。

表 2.8-1 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	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。	项目用地不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评要求项目开展工程监理（环境监理包含在工程监理内），并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度	符合
3	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	报告要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。	符合
4	煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。 煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。 鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进	在本项目应依法取得环境保护主管部门的审查意见，并按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合

	行运行管理。		
5	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	项目应按本报告提出的监测计划实施监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	项目应取得排污许可证后方可排污。	符合
7	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	严格落实中石油 SHEQ 管理措施，平整井场；工程所在地属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。井下作业铺设防渗膜，事故状态下产生的落地油送至陆梁集中处理站处理。	符合
8	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本项目运营作业区人员定期对采油井、注水井、站场及管线进行巡检。对管线定期进行腐蚀检测，检测出腐蚀管线进行更换。	符合
9	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；钻井岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置； ②运营期井下作业废水、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站处理，处理达标后回注油藏，不向外环境排放； ③落地油100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。	符合
10	石油、天然气开发单位应当采取保护措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；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，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
11	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以	符合

		防止“跑、冒、漏”现象的发生。	
12	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本环评提出危险废物、含油固体废弃物管理及运输等环节要求，防止污染大气、土壤、水体。	符合
13	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。	本项目油气集输均采用密闭管输工艺，采油井→计量站→陆梁集中处理站的集输工艺流程。	符合
14	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复。	符合
15	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测，采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害： (一) 对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者回填	本项目报告提出生产期满后的封闭和生态恢复措施要求。	符合
16	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： (一) 建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石； (二) 震裂、压占等造成土地破坏的； (三) 占用土地作为临时道路的； (四) 油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	符合
17	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并申请验收。	本环评在闭井期措施章节提出该要求。	符合
18	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主	本次评价要求运营单位按时更新已编制并备案的突发环境事	符合

	管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	件应急预案。	
--	--	--------	--

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018年修订）的相关要求。

2.8.2.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）相符性

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求相符性如下：

表 2.8-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目钻井废水循环利用，井下作业废水拉运至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后随钻井队用于后续钻井使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于水基岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达	本项目不涉及酸化和压裂。	符合

	到 100%。		
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污水、污水进入生产流程循环利用。	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放；井下作业废水经陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排；落地油 100%回收，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的含油污泥等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	井下作业必须带罐（车）操作，将落地油 100%进行回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上已建立健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相符性见表 2.8-3。

表 2.8-3 与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目为油气开采项目(滚动开发项目),本次以陆9井区为单位进行评价,包括拟建的新井及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	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。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的,应当论证回注的环境	本项目运营期井下作业废水经陆	符合

	可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。	梁集中处理站处理达标后回注油藏,不外排,本项目采取了地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染,详见报告第“6”章环保措施章节。	
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆,为环境友好的钻井液,泥浆随钻井队用于后续钻井使用;岩屑收集于岩屑储罐,由岩屑处置单位合规处置。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积,施工单位在占地范围内施工,严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境保护管理体系和制度,充分发挥企业内部生态环境保护部门作用,健全健康、安全与环境(HSE)管理体系,加强督促检查,推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员,建有HSE管理体系,监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述,本项目符合《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)的相关要求。

2.8.2.4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)相符性分析详见表 2.8-4。

表 2.8-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策,依法办矿	本工程符合国家产业政策,依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理,生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理,各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区,应运行有序,管理规范	各分区运行有序,按照 HSE 要求规范管理。	符合

		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见“3.8”小节。	符合
		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	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各采油井、采油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		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，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目钻井期使用的泥浆为水基泥浆，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置。	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	根据地质方案，呼图壁河组油藏在钻井、投产时均未见 H ₂ S 显示，但注水开发过程中，部分采油井生产时检测出 H ₂ S，含量在 1ppm~5ppm 之间。开发过程中要求定期监测，并做好硫化氢防护工作。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
7	资源	按照减量化、再利用、资源化的原则，	采出水、井下作业废水均	符合

	综合利用	综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置。	
8	节能 减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%	本项目采用密闭集输工艺，采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率100%。	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油100%回收。	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油100%回收。	符合

2.8.2.5 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》

(GB/T43936-2024) 符合性分析

本项目与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》

(GB/T43936-2024) 相符性见表 2.8-5。

表 2.8-5 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024) 符合性

分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	针对油气项目建设、生产和复垦修复全过程的地质环境破坏、土地损毁以及生态破坏等，提出保护、预防控制和复垦修复措施。油气项目复垦修复标准应与原土地利用类型或周边相同土地利用类型保持一致，新建道路、灌溉与排水等配套设施应与周边相衔接。	本项目已提出生态保护、恢复等措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
2	遵循边开采边复垦修复的原则，施工结束后，临时用地应及时安排复垦修复。应积极采用新技术，新工艺、新设备及新材料开展复垦修复工作。	环评要求项目按照实施边开采边修复的原则，施工结束后，对临时用地及时开展生态修复工作。	符合
3	综合考虑油气项目点多、线长、面广等用地特征，本文件规定了井场、道路和管线相关复垦修复技术与要求。计量站、集中处理站、转接站、集气站、增	报告第“6”章环保措施章节已按照井场、管线等进行分区修复和恢复评价。	符合

		压站，以及相关附属设施等站场与井场一样均呈点状分布，损毁类型以压占为主，复垦修复参照井场执行；架空输电（输油）线路与管线类似，呈线状分布，损毁类型以挖损为主，复垦修复参照管线执行。		
4		采用埋设方式布设的管线，应包括施工结束的临时复垦修复和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。对于管线和道路施工过程中产生的便道，按照道路临时用地复垦修复技术要求执行，若占地无污染、不存在污染风险，不影响人居生产，可采取合理处置后保留土地利用现状。转型利用的联合站、处理厂等大型井（站）场，应消除周边的地质安全隐患，根据利用方向要求对场地进行整治。	本项目集输管线采用埋地敷设方式，管线施工结束后及时进行分层回填，平整场地，使其恢复至与周边环境协调一致。	符合
5		资源开发设计阶段应明确避让、减缓和重要物种与人文保护等措施。	本项目已提出避让、减缓、补偿等生态环境保护措施。	符合
6		工程选址应避让各类生态敏感区，符合自然保护地、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管理要求以及国土空间规划、生态环境分区管控要求。	项目选址不在生态敏感区、自然保护地、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管控范围内。	符合
7	保护措施	优化工艺设计，减少减轻资源开发对土地的损毁。控制单井用地面积，采用丛式井组钻井，减少用地总量，采用新工艺（如水平井、定向井），减少占地面积；减少管网长度，严格控制管沟开挖宽度，埋设管道宜采取共沟布置；控制新建道路长度，充分利用现有乡村道路；避免大面积压占，减少对表土层的损毁，严格控制管线和道路施工作业带宽度和范围，减少临时用地面积。	本项目严格控制单井用地面积，井型均为定向井，管线已尽量选平直的线路以减少占地，项目不新建道路，依托油区已有道路。	符合
8		工程选址应避让文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源。因特殊情况不能避开的，应实施原址保护。	项目选址不在文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源范围内。	符合
9		油气项目建设生产对重点保护重要野生植物、特有植物、古树名木等造成不利影响的，应采取优化工程布置，就地或迁地保护、加强观测等措施，具备移	本项目周围无特有植物、古树名木等，项目周边有重要的野生植物和野生动物，已提出重点野生植物	符合

		栽条件、长势较好的应全部移栽。对重点保护野生动物、特有动物及其生境造成不利影响的，应采取优化工程施工方案、运行方式，实施物种救护等措施，进行生境保护。	和野生动物的保护措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	
10		井场、新建道路建设用地应采用分层剥离、分层堆放的方式实施表土剥离；对于沙漠、滩涂等生态环境相对脆弱的区域，可不进行土壤剥离工程；井场剥离表土以带状就近堆放于外围的临时用地；新建道路剥离表土堆放于道路临时用地。	本项目井场、管线建设用地采用分层剥离、分层堆放、分层回填的方式。	符合
11	预防控制措施	管道若采用全埋敷设，管沟可机械开挖或人工开挖。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施，保持分层土壤理化性质的稳定，并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域，可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏，开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填，采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变，回填时可同步实施土壤改良措施。	本项目集输管线为埋地敷设，表土分层剥离、分层堆放在管沟作业带两侧、施工结束后立即分层回填的方式，减少对土壤结构的破坏。	符合

2.8.2.6 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）相符性见表 2.8-6。

表 2.8-6 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本项目属于改扩建的陆地石油开采项目。	符合
2	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地。	符合

3		施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
4		钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5	污染防治与环境影响	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目钻井废水循环利用，试油期洗井废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至陆梁集中处理站的污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告环保措施章节。	符合
6		废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用；井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，正常情况下无落地油；本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案编制要求。	符合
7		对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、	后期对拟退役的废弃井生态修复按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》	符合

	管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求	（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的要求。
--	---	--

2.8.2.7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）符合性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中要求的相符性分析详见表 2.8-7。

表 2.8-7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见“6.11”节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见“5.7”节和“6.7”节。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号），项目区属于“II2 天山北坡诸小河流域重点治理区”，施工期和运营期拟采取有效的生态保护、生态恢复和防沙治沙、水土保持措施。	相符

2.8.2.8 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物

排放标准》(GB39728-2020)中要求的相符性分析详见表 2.8-8。

表 2.8-8 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输,接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油气集输均采用密闭管输工艺,采油井→计量站→陆梁集中处理站的集输工艺流程。接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	本项目依托陆梁集中处理站处理,在加强运营期管理等措施情况下,厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	相符

2.8.2.9 与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(公告 2013 年第 21 号)中要求的相符性分析见表 2.8-9。

表 2.8-9 与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用,不能(或不能完全)回收利用的经处理后达标排放;应急情况下的泄放气可导入燃烧塔(火炬),经过充分燃烧后排放。	本项目采用密闭集输工艺。	相符
2	废水收集和处理过程产生的含 VOCs 废气经收集处理后达标排放	本项目采用密闭集输工艺,采出水通过陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后,回注油藏,不外排。	相符
3	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度,并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护,确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台账,并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	相符

2.8.2.10 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

本项目与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气〔2021〕65 号)中要求的相符性分析见表 2.8-10。

表 2.8-10 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检。	建设单位对管道、阀门、机械设备等进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目的采出液采用密闭集输的方式进入陆梁集中处理站，可有效减少挥发性有机气体的排放。	相符
3	阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于 0.5% 的阀门。	建设单位使用的是泄漏率小于 0.5% 的阀门，并对管道、阀门进行定期检查，对腐蚀、损坏进行及时更换。	相符
4	石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处置，不作为日常大气污染治理设施。	本项目属于油气开采项目，不属于石化、化工企业，本项目采用密闭集输工艺，不设火炬燃烧装置。	相符
5	企业应按标准要求火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	本项目不设火炬燃烧装置。	相符

2.8.2.11 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）相符性分析

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）中要求的相符性分析见表 2.8-11。

表 2.8-11 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	优化含 VOCs 原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs 含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs 含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs 含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行 VOCs 含量限值标准。	本项目属于陆地石油开采项目，不属于高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目。	相符

序号	要求	本项目	相符性
2	深化扬尘污染综合治理。鼓励经济发达地区5000平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到2025年，装配式建筑占新建建筑面积比例达30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达80%左右，县城达70%左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造。	本项目主要是场地平整、井场设备安装，管道施工所引起的扬尘。在施工过程中，对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布，大风天气禁止施工，车辆行驶路线应首选硬化道路，施工现场通过采取相应的措施减少扬尘的污染。	符合
3	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本项目油气集输均采用密闭管输工艺，采油井→计量站→陆梁集中处理站的集输工艺流程。接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况产生。	符合

2.8.3 相关规划符合性分析

2.8.3.1 与《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》相符性分析

《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》提出“实施能源资源安全战略”，按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

本工程属于陆地石油开采建设项目，符合规划中夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

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

根据《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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设,促进油气增储上产。加强成品油储备,提升油气供应保障能力。

本项目位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内,项目建成后将新建原油产能 $2.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目的开发建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

2.8.3.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

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

本项目位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县,根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》,项目位于属于自治区级重点生态功能区域,属于准噶尔西部荒漠草原生态功能区,该功能区也是自治区级的重点开发区域,本项目属于石油天然气开采行业,符合自治区对该区域的功能定位要求。见图 2.8-1。

2.8.3.4 与《新疆生态功能区划》相符性分析

对照《新疆生态功能区划》,本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23. 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。本项目在新疆生态环境功能区划图中的位置详见图 2.8-2,其生态功能见表 2.8-12。

图 2.8-1 新疆主体功能区划图

图 2.8-2 新疆生态功能区划图

表 2.8-12 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23. 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	和布克赛尔县、福海县、沙湾市、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉区、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	沙漠化控制、生物多样性维护	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	生物多样性及其生境高度敏感,土地沙漠化极度敏感,土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	保护沙漠植被、防止沙丘活化	对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林(草),禁止樵采和放牧,禁止开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被,治理活化沙丘,遏制蔓延

相符性分析:本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对荒漠的生态环境进行保护及恢复,本次环评针对砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看,相对整个功能区划范围而言,本项目的实施占地相对较小,对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响,项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

2.8.3.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》:

推进土壤安全利用:.....严控土壤重金属污染,加强油(气)田开发土壤污染防治,以历史遗留工业企业污染场地为重点,开展风险管控与修复工程。

加强危险废弃物和医疗废弃物收集处理:.....深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

相符性分析:本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆,为环境友好的钻井液,泥浆随钻井队用于后续钻井使用,岩屑收集于岩屑储罐,由岩屑处置单位合规处置。运营期井下作业废水拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回

注油藏，不外排；落地油100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

2.8.3.6 与《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》：

加强重点行业领域 VOCs 整治：……，重点推进石油天然气开采、石化、化工、工业涂装、油品储运等涉 VOCs 排放等重点行业的 VOCs 污染防治。

相符性分析：本项目属于油气开采项目，项目采用密闭集输工艺，运行期管理单位会定期对井场、管线、阀门等进行检查。项目区无组织 VOCs 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。项目与《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

2.8.3.7 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

（1）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于2020年11月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖500万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油400万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于陆9井区，属于“老区千万吨稳产工程”。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，稀油老区在西北缘新建产能323.4万吨、腹部新建产能23.7万吨、东部新建产能136.3万吨。本项目属于“腹部新建产能23.7万吨”规划内容，运营后属于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管辖，符合规划要求。

（2）与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于2022年12月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252号）。项

目与审查意见符合性分析详见表 2.8-13。

表 2.8-13 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目建设不在生态保护红线内，符合塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等，项目区属于自治区水土流失重点区的环境敏感区。	符合
3	严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；②运营期井下作业废水、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排；③落地油 100%回收，回收的落地油送至	符合

	量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	陆梁集中处理站处理。	
4	加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本报告提出了生态保护及恢复措施，详见“6.7”“6.9”节。	符合
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

2.8.3.8 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》符合性分析

《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》于2018年8月24日取得新疆维吾尔自治区人民政府的批复（新政函〔2018〕146号）。规划分析了全疆水土流失及其防治现状，系统总结水土保持经验和成就，以水土保持区划为基础，以保护和合理利用水土资源为主线，以全疆主体功能区划为依据，拟定全疆预防和治理水土流失、保护合理利用水土资源的总体部署，明确今后一段时期自治区水土保持的目标、任务、布局和对策措施。

规划中明确天山北坡区的准噶尔盆地南部，受沙漠扩张及风沙危害，风力侵蚀较为严重。该区水土流失总面积为9.83万km²，占本区土地总面积的65%，其中水力侵蚀面积为1.60万km²，占本区土地总面积的10%；风力侵蚀面积为8.23万km²，占本区土地总面积的55%。针对天山北坡区的现状，提出水土流失治理措施主要依靠天山北坡城市群城郊清洁型小流域建设和草原建设工程，并及

时开展准东地区、和丰-克拉玛依、乌昌地区煤炭行业和克拉玛依石油天然气行业的水土保持综合治理。其中塔城地区重点区域（流域）和重要行业水土保持综合治理体系生态修复和土地整治工程远期规划为 165km²、33km²。

本项目为油气开采项目，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，项目区属于自治区级中的水土流失重点治理区天山北坡诸小河流域重点治理区。针对项目所在区域的特点，本报告在“6.11”和“6.10”小节中提出相应的防沙治沙措施和水土保持方案，建设单位在施工期和运营期需严格落实水土流失工程防治、分区防治、水土保持和管理等措施，在落实各项防治措施后，可提高项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，减少区域水土流失量。因此，本项目在严格落实报告中提出的水土流失防治措施和生态保护措施后，与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》中的内容相符。

2.8.3.9 与《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划（2018-2030年）》符合性分析

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km²，2018 年度全县水土流失面积 25229.39km²，占全县土地面积的 87.56%。侵蚀类型主要有冻融侵蚀、水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中冻融侵蚀面积为 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积为 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积为 25117.66km²，占水土流失面积的 99.56%。

全县共划分为北部山地、草原水源涵养区、中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区、荒漠平原风力侵蚀预防保护区三个生态区，

本项目为油气开采项目，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，项目区属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。针对项目所在区域的特点，本报告在“6.11”和“6.10”小节中提出相应的防沙治沙措施和水土保持方案，建设单位在施工期和运营期需严格落实水土流失工程防治、分区防治、水土保持和管理等措施，在落实各项防治措施后，可提高项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，减少区域水土流失量。因此，本项目在严格落实报告中提出的水土流失防治措施和生态保护措施后，与《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划》（2018-2030年）中的内容相符。

2.8.4 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023年版）相符性分析

本项目单井井场、管线工程等占地均位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元（ZH65422630001），具体如图 2.8-3 所示，本项目与塔城地区生态环境准入清单（2023 年版）更新后的管控要求分析见表 2.8-15。

表 2.8-15 项目与塔城地区“三线一单”管控要求相符性分析

环境管控单元类别		管控要求	本项目	相符性	
一般管控单元 01	ZH65422630001	空间布局约束	1.建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。 2.永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	1.本工程属于陆地石油开采，不属于养殖业。 2.本项目占地类型为采矿用地和其他草地（低覆盖草地），不占用基本农田。	相符
		污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。 2.农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	1.本工程属于陆地石油开采，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标，不涉及排污许可，环评要求油气开采过程中井场、站场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放按照《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）。 2.本项目不涉及农业面源和生活污染源。	相符

		<p>1.额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。</p> <p>2.塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。</p> <p>3.实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验制度和追溯制度。</p> <p>4.健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置</p>	<p>1.本项目及周边不涉及集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流。</p> <p>2.本项目涉及泄漏的区域均要求做防渗，不涉及污染源。</p> <p>3.本项目不涉及农用地土壤镉等重金属污染。</p> <p>4.本工程属于陆地石油开采项目，不属于医疗废弃物分类收集转运项目。</p>	<p>相符</p>
--	--	--	--	-----------

		<p>设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。</p>		
	<p>资源开发效率要求</p>	<p>1.至2025年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在0.67m/a左右，至2030年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在0.2m/a，至2035年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在0.1m/a以上。 2.结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区2025年、2030年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为0.64、0.68，塔城地区2025年、2030年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为0.66、0.69。</p>	<p>1.本工程属于陆地石油开采项目，不属于地下水开采项目。 2.本项目不涉及农田建设，不涉及农业节水等</p>	<p>相符</p>

图 2.8-3 塔城地区环境管控单元分布图

2.8.5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）的相关要求符合性分析见表 2.8-16。

表 2.8-16 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目严格按照临时征地范围开展建设工作，项目占地类型为采矿用地和其他草地（低覆盖草地），项目按“用多少、批多少、占多少、恢复多少”的原则施工并进行恢复。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为石油开采项目，属于能源建设项目，项目会按临时用地使用期限开展工作。	符合
3	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目为石油开采项目，先办理临时用地手续，后续转入生产使用时办理永久用地手续。	符合
4	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后，会拆除临时建（构）筑物，项目不占用耕地，施工结束后对临时占用的土地进行平整，并采用能适应项目区自然条件的种类进行植被恢复。	符合

2.8.6 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）的相关要求符合性分析见表 2.8-17。

表 2.8-17 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	本项目向大气排放的污染物主要为非甲烷总烃，本报告已制定了环境监测计划，在项目建成运营后建设单位委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测，并保留原始监测数据。	符合

序号	要求	本项目	相符性
2	禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目为石油开采项目，不属于高污染工业项目，项目建设过程中未使用淘汰类的工艺、设备。	符合
3	产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本项目采用密闭集输工艺。	符合
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本报告要求项目建成运行后，在设备检修、维修时要严格按照相关技术规范操作，减少挥发性有机气体的排放。	符合

2.8.7 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域和管道沿线内均不涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中第三条中的（一）国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；不涉及（三）中的以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位，但属于（二）中的水土流失重点治理区。

根据《和布克赛尔蒙古自治县国土空间总体规划（2021-2035）》（公示稿），战略定位为：“自治区能源化工合作发展区”，本项目为陆9井区油田产能建设项目，属于能源设施重点建设项目，符合《和布克赛尔蒙古自治县国土空间总体规划（2021-2035）》（公示稿）规定。

2.8.7.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。工程选址做到以下内容：

- ①新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；
- ②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；
- ③井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，最大限度减少植被破坏；
- ④道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；
- ⑤线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协

调，不刻意追求高等级线型井场路；

⑥道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。

⑦本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围以内；

⑧本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

2.8.7.2 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是单井管线、集油支线、单井注水管线、注水支线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型为红皮沙拐枣荒漠，植被较稀疏，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物；

②本项目管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行，同时管线施工作业带宽度控制在 12m，严格控制土壤扰动面积；

③本项目管线建设距离油田道路均较近，项目区野生动物极少出入油田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响；

④管道穿越油区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。穿越沥青路采用顶管方式。

⑤项目区年降蒸发量2287.7mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑地边埂，施工结束尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合塔城地区“三线一单”的相关要求。本次产能建设不涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中第三条中的（一）国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；不涉及（三）中的以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位，但属于（二）中的水土流失重点治理区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑦项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

3 建设项目概况与工程分析

3.1 工程基本情况

项目名称：陆 9 井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：陆梁油田陆 9 井区位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起 1 号背斜东高点，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，位于已开发的石南油田北约 20km 处。中心点经纬度坐标：***。地理位置见图 3.1-1。现场踏勘图见图 3.1-2。

产能规模：新建产能 $2.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $80.11 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，单井最大注水量为 $150 \text{m}^3/\text{d}$ 。

产品：石油

建设周期：项目计划施工期为 2025 年 4 月至 2028 年 4 月。

3.2 油田概况

3.2.1 油气田范围

陆梁油田陆 9 井区位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起，行政隶属和布克赛尔蒙古自治县管辖，距克拉玛依市以东约 120km，位于已开发的石南油气田北约 20km 处。陆 9 井区已开发范围见图 3.2-1。

图 3.1-1 项目地理位置图

图 3.1-2 现场踏勘照片

图 3.2-1 陆 9 井区地理位置及范围图

3.2.2 勘探开发概况

陆梁油田陆 9 井区位于准噶尔盆地腹部，行政隶属和布克赛尔蒙古自治县管辖，区域构造属准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起。

2000 年 6 月 10 日陆 9 井区首先发现了侏罗系西山窑组 (J_{2x4}) 油藏，后又相继发现西山窑组 (J_{2x1})、头屯河组 (J_{2t}) 和白垩系呼图壁河组 (K_1h_1 、 K_1h_2) 油藏，2000 年~2008 年合计探明石油地质储量 1.05×10^8 t，2012 年 10 月复算探明石油地质储量合计 6158.49×10^4 t，其中白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏探明石油地质储量 523.75×10^4 t，含油面积 7.82km^2 。

陆 9 井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏 2001 年 4 月采用 $300\text{m} \times 425\text{m}$ 井距反九点面积注水井网投入开发，2010 年用水平井扩边调整。2023 年采用 $212\text{m} \times 300\text{m}$ 反九点面积注水井网部署加密井 56 口，其中新钻采油井 43 口，老井利用（采转注）13 口，产能 3.87×10^4 t。2024 年在剩余油饱和度相对低的油藏西部，实施加密井组 4 个，新钻采油井 11 口、老井转注 2 口。目前 11 口井已全部完钻，投产 10 口，老井转注 1 口，1 口（LUD3253）完钻待投，投产井整体设计产能 30t/d，目前日产油 35.2t/d，达到设计产能。

截至 2024 年 6 月，该油藏共有采油井 68 口，注水井 26 口，累积产油 176.94×10^4 t，采出程度 33.8%，累积注水 $1074.30 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累积注采比 0.86。采油井开井数 65 口，日产液 3183t，日产油 198t，综合含水率 93.8%，采油速度 1.16%；注水井开井数 25 口，日注水平 1934m^3 ，月注采比 0.60。

3.2.3 地质层系

根据钻井钻揭的地层剖面及地震层位标定追踪对比解释结果，陆 9 井区自下而上发育的地层为：石炭系 (C)；三叠系克拉玛依组 (T_2k)、白碱滩组 (T_3b)；侏罗系八道湾组 (J_1b)、三工河组 (J_{1s})、西山窑组 (J_{2x})、头屯河组 (J_{2t})；白垩系清水河组 (K_{1q})、呼图壁河组 (K_{1h})、胜金口组 (K_{1s})、连木沁组 (K_{1l})、艾里克湖组 (K_{2a})。缺失二叠系、三叠系下统及侏罗系上统、部分中统，其中石

炭系与三叠系、侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。

呼图壁河组 K_1h 自下而上可以分为 K_1h_1 、 K_1h_2 两段， K_1h_2 自上而下可进一步划分为 $K_1h_2^1$ 、 $K_1h_2^2$ 、 $K_1h_2^3$ 、 $K_1h_2^4$ 、 $K_1h_2^5$ 、 $K_1h_2^6$ 和 $K_1h_2^7$ 七个砂层组。其中 $K_1h_2^3$ 砂层组自上而下可进一步细分为 $K_1h_2^{3-1}$ 、 $K_1h_2^{3-2}$ 、 $K_1h_2^{3-3}$ 和 $K_1h_2^{3-4}$ 四个砂层（见表 3.2-1）。

表 3.2-1 陆9井区分层数据表

井号	地层	K_{2a}	K_{1l}	K_{1s}	$K_1h_2^1$	$K_1h_2^2$	$K_1h_2^{3-1}$	$K_1h_2^{3-2}$	$K_1h_2^{3-3}$	$K_1h_2^{3-4}$	$K_1h_2^4$
陆9	底部深度 (m)	499	985	1031	1063	1109	1132	1152	1173	1193	1248
	厚度 (m)		486	46	32	46	23	20	21	20	55
	地层	$K_1h_2^5$	$K_1h_2^6$	$K_1h_2^7$	K_1h_1	K_1q	J_{2t}	J_{2x}	J_{1s}	J_{1b}	
	底部深度 (m)	1302	1372	1449	1924	2105	2148	2251	2513	2820 (未穿)	
	厚度 (m)	54	70	77	475	181	43	103	262	307	

3.2.4 构造特征

陆9井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 顶面构造呈近东西向低幅度短轴背斜形态，整体表现为背斜东部和北部较陡，南部和西部较缓，构造高点在 LU3114 井附近，海拔-668m。

3.2.5 储层特征

3.2.5.1 储层岩矿特征

呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 储层岩性主要为灰色中细粒岩屑砂岩，胶结物以方解石为主，方沸石为辅，胶结类型以孔隙型为主，压嵌~孔隙型为辅。颗粒主要为次棱角状，部分为次棱角状~次圆状。分选好~中等。接触方式以点接触为主，线~点接触为辅。

3.2.5.2 储集空间类型

据压汞资料分析，呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 储层的储集空间以原生粒间孔为主（83%），粒内溶蚀孔次之（17%），分选较好，孔隙发育且连通性好。孔喉配位数 0.15~0.38；平均孔隙直径 50.39 μ m~71.75 μ m；平均喉道宽度 7.58 μ m~18.42 μ m；最大孔喉半径 7.54 μ m~91.56 μ m，平均 33.65 μ m；排驱压力 0.01MPa~0.1MPa，平均 0.033MPa。

3.2.5.3 粘土矿物成分

呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 粘土矿物以蜂窝状的伊/蒙混层矿物为主，酸敏性矿物

绿泥石次之。

3.2.5.4 储层物性特征

(1) 孔隙度、渗透率分布

据岩心常规物性分析资料统计，呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 岩样分析储层孔隙度分布范围 24.4%~33.6%，平均 30.3%，渗透率分布范围 17.1mD~4760.0mD，平均 1135.8mD；油层孔隙度分布范围 24.4%~33.6%，平均 30.5%，渗透率分布范围 139.0mD~4760.0mD，平均 1801.9mD，为高孔、高渗储集层。

(2) 孔隙度、渗透率关系

利用岩心分析孔隙度资料，经深度归位后，建立呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏的孔隙度与密度、孔隙度与渗透率关系式，其关系式为：

$$\Phi=175.699-66.9507\times\rho; \lg K=0.15551\times\Phi-1.96569$$

式中： Φ ——有效孔隙度，%； ρ ——密度， g/cm^3 ； K ——渗透率， $\times 10^{-3}\mu m^2$ 。

(3) 物性分布特征

根据上述关系式，对陆9井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏进行测井解释，编制了该油藏的孔隙度、渗透率平面分布图。 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏测井解释油层孔隙度平面分布范围 29.1%~35.4%，平均 32.5%，渗透率 154.0mD~4020.0mD，平均 1684.2mD，整体上呈现油藏中部物性好于边部。水垂比为 1.47，储层垂直渗透率 1145.7mD。

3.2.5.5 储层非均质性特征

据呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 层 4 口取心井岩心物性分析资料显示，储层变异系数在 0.40~0.70 之间，突进系数在 1.51~2.45 之间（见表 3.2-2）；测井解释储层平面变异系数在 0.22~0.92 之间，平均 0.47，突进系数在 0.73~3.95 之间，平均 2.15，整体表现为弱非均质性的特点。

表 3.2-2 陆9井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏岩心非均质参数统计表

井号	位于油藏位置	渗透率最小值 mD	渗透率最大值 mD	渗透率平均值 mD	变异系数	突进系数	级差	非均质性评价		井号
								Vk	Tk	
陆 102	西部	1010.0	4760.0	3146.0	0.40	1.51	4.71	均匀	均匀	陆 102
LU9095	中部	682.0	3800.0	2173.3	0.45	1.75	5.57	均匀	均匀	LU9095
陆检 2		191.0	4190.0	2412.1	0.44	1.74	21.94	均匀	均匀	陆检 2
LU2180		139.0	4760.0	1946.0	0.70	2.45	34.24	较均匀	较均匀	LU2180

3.2.5.6 隔夹层特征

呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 隔夹层平面上呈透镜状零星分布，以钙质砂岩、泥岩为主，纵向厚度小于 3m，大部分区域不发育。

3.2.6 油气藏流体性质

3.2.6.1 原油物性

根据陆9井区白垩系呼图壁河组油藏地面原油分析资料统计， $K_1h_2^{3-4}$ 油藏原油密度 0.8808g/cm^3 ， 50°C 时粘度 $23.48\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，含蜡量 3.53%，凝固点 -24.0°C ，属于含蜡原油。

表 3.2-3 陆9井区白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏地面原油性质参数表

密度 g/cm^3	50°C 粘度 $\text{mPa}\cdot\text{s}$	含蜡%	凝固点 $^\circ\text{C}$	初馏点 $^\circ\text{C}$
0.8808	23.48	3.53	-24	178

3.2.6.2 天然气物性

根据地质方案，呼图壁河组油藏在钻井、投产时均未见 H_2S 显示，但注水开发过程中，部分采油井生产时检测出 H_2S ，含量在 $1\text{ppm}\sim 5\text{ppm}$ 之间。

陆9井区白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏天然气为溶解气，天然气相对密度变化范围 $0.5664\sim 0.5781$ ，平均 0.5742，甲烷含量变化范围 $95.63\%\sim 98.51\%$ ，平均 96.32% 。

表 3.2-4 陆9井区白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏天然气性质参数表

密度	甲烷含量%	乙烷含量%	丙烷含量%	二氧化碳含量%	氮气含量%
0.574	96.3	1.75	0.00	0.25	0.75

3.2.6.3 地层水性质

根据陆9井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏地层水分析资料统计，油藏地层水密度变化范围 $1.0077\text{g/cm}^3\sim 1.0231\text{g/cm}^3$ ，平均 1.0154g/cm^3 ，总矿化度变化范围 $7650\text{mg/L}\sim 11857\text{mg/L}$ ，平均为 8471mg/L ，水型为 CaCl_2 型。

表 3.2-5 陆9井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏地层水性质参数表

层位	密度	氯离子 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
$K_1h_2^{3-4}$	1.011	4960.8	8741	CaCl_2

3.2.7 油藏类型及油层分布

3.2.7.1 油藏类型

陆9井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏以构造控制为主，为具底水的构造油藏，

油水界面为海拔-678m。

3.2.7.2 油层分布

陆 9 井区 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏油层标准沿用 2012 年陆 9 井区储量复算时的标准：

孔隙度 (Φ) $\geq 27.0\%$ ；电阻率 (R_t) $\geq 7.0\Omega \cdot m$ ；含油饱和度 (S_o) $\geq 48\%$ 。

通过穿层井测井解释， $K_1h_2^{3-4}$ 油层横向发育稳定、连通性好，有效厚度在 0~9.5m 之间，平均 4.1m，整体呈现中部厚、向四周减薄的特征。

3.2.7.3 水体分布

$K_1h_2^{3-4}$ 油藏普遍发育底水，仅在中东部局部不发育，油藏北部、西部、南部因构造降低，底水厚度逐渐增大，厚度在 0m~9m 之间。

3.3 工程组成

根据设计方案，本工程计划在陆 9 井区部署调整井 37 口，包括新钻采油井 28 口，老井转注 9 口。设计单井产能 3.0t/d，新建产能 2.52×10^4 t、产气 $80.11 \times 10^4 m^3/a$ ，单井最大注水量 150m³/d。新建计量站 5 座、配水撬 3 座。新建 37 口井的单井出油管道 10.33km、集油支线 3.6km、集油干线 2.1km，单井注水管道 4.52km、注水干线 2.12km、注水支线 1.77km。配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

工程项目组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容	备注
主体工程	钻前工程			钻井前准备工作，包括井场平整、设备基础修建等，均在井场临时占地范围内实施。	新建
	钻井工程	采油井	28 口	新钻采油井 28 口，均为二开井身结构、定向井。钻井总进尺 $3.36 \times 10^4 m$ ，累计施工 322 天，施工人数为 20 人。本项目采用水基钻井液。	新建
	修井工程	老井转注	9 口	本项目 9 口井为老井转注，主要修井内容包括：校井口、试压、提结构、探井底、通井、试压、下结构、射孔、试压、完井等。累计施工 103.5 天，施工人数为 20 人。	新建
	储层改造工程	射孔		陆 9 井区呼图壁组油藏属高孔、高渗储集层，射孔后直接转机抽生产，本项目储层改造不涉及压裂和酸化工艺。采油井采用油管传输射孔，注水井采用电缆传输射孔。	新建
	采油工程	采油井井口装置	28 口	新建水平井采油井场 28 座，其中 19 座采用 30~80m ³ 的防腐防垢变频潜油电泵机组，配套电机功率 27kW，8 座采用 8 型节能抽油机，配套电机功率 18.5kW，1 座采用 10 型抽油机，配套电机 22kW，井口均设置保温盒保温，保温盒内设	新建

类别	名称	工程量	建设内容	备注	
类 别			0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。		
		计量站	5 座	本次新建 4 座 12 井式一体化选井计量装置、1 座 8 井式一体化选井计量装置。	新建
	注水工程	注水井井口装置	9 座	本次部署注水井 9 口，新建 16MPa 注水井场 9 座，井口最大注入压力为 12MPa。	新建
		配水撬	3 座	新建 3 座 6 井式 16MPa 配水撬。	新建
	油气集输工程	单井管线	10.33km	本工程新建单井出油管道采用 DN50 2.5MPa 塑料合金防腐复合管，长度 10.33km，保温埋地敷设，管底标高-1.70m。	新建
		集油支线	3.6km	集油支线由新建计量站至新建的集油干线，管道采用 DN150 2.5MPa 塑料内衬玻璃钢复合管，长度 3.6km，保温埋地敷设，管底标高-1.90m。	新建
		集油干线	2.1km	集油干线 DN150 2.5MPa 塑料内衬玻璃钢复合管，长度 2.1km，保温埋地敷设，管底标高-1.90m。	新建
	注水管线工程	单井注水管线	4.52km	单井注水管道选 DN50 16MPa 塑料合金防腐复合管，长度 4.52km，埋地不保温敷设，管线埋深-1.80m。	新建
		注水支线	1.77km	新建单井注水支线选 DN100 16MPa 塑料合金防腐复合管，长度 1.77km，埋地不保温敷设，管线埋深-2.0m。	新建
		注水干线	2.12km	新建单井注水干线选 DN150 16MPa 塑料合金防腐复合管，长度 2.12km，埋地不保温敷设，管线埋深-2.0m。	新建
公辅工程	供配电	新建 10kV 架空线路引自 110kV 变电站新建 10kV 出线柜，共计约 4.5km，导线采用 JL/G1A-95/20 型导线。		新建+扩建	
	供水	本项目施工期、运营期所需新鲜水由陆梁油田作业区供应，可满足用水需求。		依托	
	供热	项目冬季不施工，不涉及供热，运营期井口加热采用电加热。		新建	
	道路	依托已建道路。		依托	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。	/	
			柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国家标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。	/	
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/	
	运营期	无组织排放的非甲烷总烃：本项目采用密闭集输工艺，集输过程无组织排放，加强巡检及设备的维护、检修。	新建		
		硫化氢：无组织排放。	/		
	废水	施工期	射孔液：射孔液与采出液一起管输至陆梁集中处理站处理，不外排。	依托	
施工生活污水：施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托陆梁公寓，施工现场无生活污水产生。			依托		
管道试压废水：采用中性洁净水，试压结束后用于区域绿化和洒水抑			/		

类别	名称	工程量	建设内容	备注	
类别	运营期		尘。		
			井下作业废水：采用专用收集罐收集后拉至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排。	依托	
	噪声	运营期		采出水：管输至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排。	依托
		施工期		采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	新建
	固废	运营期		①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建
		施工期		钻井岩屑：水基岩屑经不落地系统处置后进罐收集，委托岩屑处置单位合规处理。	依托
				施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	/
				废弃防渗膜、机械设备废油：直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。	依托
				生活垃圾：经陆梁公寓集中收集后拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场处理。	依托
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。	/	
		运营期		含油污泥：定期委托有危险废物处置资质的单位处置。	依托
				落地油：井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理。	依托
			清管废渣、废防渗膜：委托有危废处置资质单位进行处置。	依托	
			废润滑油：回收后运至陆梁集中处理站原油处理站系统处理。	依托	
	环境风险		①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材；③井下作业配备回收罐。	新建	
生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	/		
依托工程	陆梁集中处理站		陆梁集中处理站原油处理设计规模为 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理站设计处理规模 $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；污水处理系统处理规模 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （根据设计方案，污水处理系统有操作弹性，最大污水处理量约为 $2.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）。目前实际原油处理能力 $48.67 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理站处理规模 $11 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；污水处理系统实际处理量 $1.89 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。陆梁集中处理站原油处理系统剩余量 $21.31 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理系统剩余量 $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理系统剩余量 $4100 \text{m}^3/\text{d}$ 。本项目年产油量 $2.52 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气量 $80.11 \times 10^4 \text{m}^3$ （ $2194.8 \text{m}^3/\text{d}$ ），年产水量（包含井下作业废水、压裂返排液、采出水和废洗井液） 409560.86m^3 （约 $1122.08 \text{m}^3/\text{d}$ ），可满足本工程处理需求，依托可行。	依托	
	陆梁注水站		本项目注水来源于陆梁油田注水站高压系统，2020年对高压系统进行了改造，改造后高压系统设计注水规模为 $10800 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前16MPa高压注水系统管辖150口注水井，运行现状为 $7230 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余注水 $3570 \text{m}^3/\text{d}$ 。本次老井转注9口井，单井最大注水量 $150 \text{m}^3/\text{d}$ ，合计每天最大注水量为 1350m^3 ，陆梁注水站注水规模满足本项目注水量需求，依托可行。	依托	
	克拉玛		运营期含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。	依	

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	依博达生态环保科技有限责任公司		克拉玛依博达生态环保有限责任公司的经营范围有劳务输出；收集、处置利用危险废物种类为HW08（矿物油）；污水治理及其再生利用，危货运输；容器（储油罐）清洗等。现有含油污泥处理线采用水—助溶剂萃取法对含油污泥进行无害化处理。设计年处理能力为 $118.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余处理能力 $83.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目28口采油井全部投产后预计年含油污泥最大产生量为 228.72t/a ，可满足本工程处理需求，依托可行。	托
	陆梁油田生活垃圾填埋场		本项目钻井期生活垃圾经陆梁公寓收集后，运至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。陆梁油田生活垃圾填埋场占地面积 21000m^2 ，场址由北向南依次为三座容积各 18000m^3 垃圾填埋池，总容积 54000m^3 ，服务年限为10年。本项目施工期生活垃圾量约为 11.66t ，产生量较少，陆梁油田生活垃圾处理工程可接收本项目钻井期生活垃圾，依托可行。	依托
	陆梁公寓		陆梁公寓生活污水处理设施建于2002年，设计规模为 $168 \text{m}^3/\text{d}$ 。污水处理流程为：生活污水→集水池→一体化污水处理装置→外排，该设施投产初期出水水质良好，后期由于装置腐蚀、污水泵堵塞、自动化程度低、管理不便等系列问题导致出水逐渐超标，因此作业区于2014年对该装置进行了提标改造，设计处理规模提升至 $350 \text{m}^3/\text{d}$ 。陆梁公寓生活污水一体化处理装置设计处理能力为 $350 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量约为 $100 \text{m}^3/\text{d}$ ，仍有较大的余量，本项目施工期生活污水产生量约为 $4.09 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。	依托

3.4 工程方案

3.4.1 部署情况

根据《陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程》部署结果，陆9井区 $K_1h_2^{3-4}$ 共部署调整井37口，包括新钻采油井28口，老井转注9口。设计单井进尺1200m，钻井总进尺 $3.36 \times 10^4 \text{m}$ ，设计单井产能 3.0t/d ，新建产能 $2.52 \times 10^4 \text{t}$ 、产气 $80.11 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，单井最大注水量为 $150 \text{m}^3/\text{d}$ 。

表 3.4-1 陆9井区白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏试验区开发部署表

总井数 (口)	新钻采 油井 (口)	老井转 注(口)	设计井 深(m)	钻井进尺 (10^4m)	设计产 能(t/d)	区日产 油(t/d)	新建产能 (10^4t)
37	28	9	1200	3.36	3.0	84.0	2.52

表 3.4-2 陆9井区白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏试验区开发井号明细表

层位	新钻采油井(28口)	老井转注(9口)
$K_1h_2^{3-4}$	LUD3263、LUD3272、LUD3273、LUD3274、 LUD3275、LUD3282、LUD3283、LUD3284、 LUD3285、LUD3286、LUD3292、LUD3293、 LUD3294、LUD3295、LUD3302、LUD3303、 LUD3304、LUD3305、LUD3312、LUD3313、 LUD3314、LUD3315、LUD3323、LUD3324、	LU3053、LU3073、LU3075、 LU3093、LU3095、LU3113、 LU3115、LU3133、LU3135

LUD3325、LUD3332、LUD3333、LUD3334

表 3.4-3 本项目 37 口井井位及计量站坐标表

序号	层位	井号	X 坐标	Y 坐标	地理坐标		备注
					E	N	
1	K ₁ h ₂ ³⁻⁴	LUD3263	***	***	***	***	新钻采油井
2		LUD3272	***	***	***	***	
3		LUD3273	***	***	***	***	
4		LUD3274	***	***	***	***	
5		LUD3275	***	***	***	***	
6		LUD3282	***	***	***	***	
7		LUD3283	***	***	***	***	
8		LUD3284	***	***	***	***	
9		LUD3285	***	***	***	***	
10		LUD3286	***	***	***	***	
11		LUD3292	***	***	***	***	
12		LUD3293	***	***	***	***	
13		LUD3294	***	***	***	***	
14		LUD3295	***	***	***	***	
15		LUD3302	***	***	***	***	
16		LUD3303	***	***	***	***	
17		LUD3304	***	***	***	***	
18		LUD3305	***	***	***	***	
19		LUD3312	***	***	***	***	
20		LUD3313	***	***	***	***	
21		LUD3314	***	***	***	***	
22		LUD3315	***	***	***	***	
23		LUD3323	***	***	***	***	
24		LUD3324	***	***	***	***	
25		LUD3325	***	***	***	***	
26		LUD3332	***	***	***	***	
27		LUD3333	***	***	***	***	
28		LUD3334	***	***	***	***	
29		LU3053	***	***	***	***	老井转注
30		LU3073	***	***	***	***	
31		LU3075	***	***	***	***	
32		LU3093	***	***	***	***	
33		LU3095	***	***	***	***	
34		LU3113	***	***	***	***	
35		LU3115	***	***	***	***	
36		LU3133	***	***	***	***	
37		LU3135	***	***	***	***	

3.4.2 建设规模

本工程建设规模见表 3.4-4。

表 3.4-4 工程建设规模表

序号	项目	单位	规模	备注
1	采油井口装置	套	28	
2	注水井口装置	套	9	16MPa
3	8 井式计量站	座	1	
4	12 井式计量站	座	4	
5	配水撬	座	3	16MPa
6	集油管线	km	16.03	
7	注水管线	km	8.41	

3.4.3 开发指标预测

陆9井区 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏试验区开发井指标预测见表 3.4-5。

表 3.4-5 陆9井区白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏开发指标预测表

时间 (年)	油井 (口)	转注水 井(口)	年产液 (10^4t)	年产油 (10^4t)	年产气量 (10^4m^3)	综合含 水(%)	年注水量 (10^4m^3)
2025	28	9	11.29	1.01	32.04	91.50	9.88
2026	28	9	31.11	2.52	80.11	91.90	27.18
2027	28	9	30.80	2.34	74.42	92.40	26.89
2028	28	9	30.27	2.18	69.29	92.80	26.40
2029	28	9	30.38	2.04	64.71	93.30	26.48
2030	28	9	30.28	1.91	60.64	93.70	26.36
2031	28	9	29.88	1.79	57.00	94.00	26.00
2032	28	9	30.74	1.69	53.75	94.50	26.73
2033	28	9	30.76	1.60	50.85	94.80	26.73
2034	28	9	30.95	1.52	48.20	95.10	26.87
2035	28	9	32.70	1.44	45.74	95.60	28.37
2036	28	9	34.18	1.37	43.46	96.00	29.62
2037	28	9	35.10	1.30	41.28	96.30	30.41
2038	28	9	37.43	1.24	39.26	96.70	32.40
2039	28	9	41.99	1.18	37.38	97.20	36.31

根据预测可知陆9井区白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏的产油量在 2026 年达到最大值，年产油量为 2.52×10^4t ；产气量在 2026 年达到最大值，年产气量为 $80.11 \times 10^4m^3$ ；注水量逐年增长，最大为 $36.31 \times 10^4m^3$ 。

3.4.4 总体布局

项目的主要建设内容包括： $K_1h_2^{3-4}$ 油藏试验区共部署调整井 37 口，包括新钻采油井 28 口，老井转注 9 口。新建计量站 5 座、配水撬 3 座。新建 37 口井的单井出油管道 10.33km、集油支线 3.6km、集油干线 2.1km，单井注水管道 4.52km、

注水干线 2.12km、注水支线 1.77km。巡检道路依托已有道路。

根据开发方案部署，结合目前生产情况，陆9井区呼图壁组油藏新建一体化计量站、高压（16MPa）配水撬与已建计量站合建，集输系统结合西山窑组油藏，地面共部署2条集油管道，本工程建设其中1条（I线），管辖新建一体化计量站5座；注水系统共部署16MPa高压注水管道1条，管辖新建配水撬3座。

项目总体布局情况见表3.4-6，总平面布置图见图3.4-1。项目集输管线见图3.4-2。

图 3.4-2 项目集输管线图（总）

图 3.4-2 项目集输管线图（集油管线）

图 3.4-2 项目集输管线图（注水管线）

表 3.4-6 本项目总体布局情况表

序号	层位	井号	井别	性质	所进/出计量站/计量配水站
1	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3334	采油井	新钻	依托陆9井区2号计量配水站
2	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3325	采油井	新钻	依托陆9井区4号计量配水站
3	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3274	采油井	新钻	依托陆9井区8号计量配水站
4	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3312	采油井	新钻	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置
5	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3313	采油井	新钻	
6	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3323	采油井	新钻	
7	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3333	采油井	新钻	
8	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3332	采油井	新钻	
9	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3304	采油井	新钻	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置
10	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3305	采油井	新钻	
11	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3314	采油井	新钻	
12	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3315	采油井	新钻	
13	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3324	采油井	新钻	
14	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3282	采油井	新钻	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置
15	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3283	采油井	新钻	
16	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3292	采油井	新钻	
17	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3293	采油井	新钻	
18	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3302	采油井	新钻	
19	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3303	采油井	新钻	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置
20	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3275	采油井	新钻	
21	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3284	采油井	新钻	
22	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3285	采油井	新钻	
23	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3286	采油井	新钻	
24	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3294	采油井	新钻	扩建1座8井式一体化自动选井计量装置
25	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3295	采油井	新钻	
26	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3272	采油井	新钻	
27	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3273	采油井	新钻	
28	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3263	采油井	新钻	
29	$K_1h_2^{3-4}$	LU3073	注水井	老井转注	扩建1座6井式配水撬
30	$K_1h_2^{3-4}$	LU3093	注水井	老井转注	
31	$K_1h_2^{3-4}$	LU3133	注水井	老井转注	扩建1座6井式配水撬
32	$K_1h_2^{3-4}$	LU3113	注水井	老井转注	
33	$K_1h_2^{3-4}$	LU3095	注水井	老井转注	扩建1座6井式配水撬
34	$K_1h_2^{3-4}$	LU3115	注水井	老井转注	
35	$K_1h_2^{3-4}$	LU3075	注水井	老井转注	依托陆9井区8号计量配水站
36	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3334	注水井	老井转注	依托陆9井区2号计量配水站
37	$K_1h_2^{3-4}$	LU3053	注水井	老井转注	依托陆9井区9号计量配水站

3.5 主要建设内容

3.5.1 钻前工程

钻前工程主要包括井场地面平整夯实, 布设安装井场设备, 包括钻机、钻台, 以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等工作内容, 并对设备进行调试, 保证正常运行。

①钻前整理场地, 按照表土保护, 分区防渗工作要求, 对场地进行施工, 剥离表层土, 平整土地后, 柴油罐区、钻井液材料房及泥浆循环罐区、泥浆罐区处属于重点防渗区, 采用底层 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗; 钻井泵、钻台、材料房做一般防渗处理, 采用 1.5mm 土工布进行防渗。临时占地内划分作业带, 建设柴油储罐基础及机房等临时工程, 尽量减少临时占地。钻前整理场地, 并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

②钻机安装, 注意保护原井口设备。

③开钻前必须校正天车、转盘和井口, 以保证三者中心偏差不大于 10mm。

④设备运转正常, 安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

⑤设备安装完成后, 进行整机试运转, 连续运转 90min, 各部件工作正常, 性能可靠。然后进行高压循环系统试压, 钻机试压 25.0MPa, 运转 30min 以上, 所有管线不刺不漏, 油气水路畅通。

3.5.2 钻井工程

本项目钻井工程包括钻进、录井、测井、固井、完井, 本项目钻井工程涉及射孔作业。本项目生产井通过井组优化, 井型为定向井。

3.5.2.1 钻井设计

本次新钻 28 口采油井, 井型均为定向井。井号、井身结构、设计井深及井型详见表 3.5-1。

表 3.5-1 钻井基本参数

序号	层位	井号	井别	井型	井身结构	设计井深 (m)	钻井周期 (d)	备注
1	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3263	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
2	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3272	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
3	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3273	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
4	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3274	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
5	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3275	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
6	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3282	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
7	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3283	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
8	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3284	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻

9	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3285	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
10	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3286	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
11	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3292	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
12	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3293	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
13	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3294	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
14	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3295	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
15	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3302	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
16	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3303	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
17	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3304	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
18	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3305	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
19	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3312	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
20	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3313	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
21	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3314	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
22	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3315	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
23	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3323	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
24	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3324	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
25	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3325	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
26	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3332	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
27	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3333	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
28	$K_1h_2^{3-4}$	LUD3334	采油井	定向井	二开	1200	11.5	新钻
29	$K_1h_2^{3-4}$	LU3053	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
30	$K_1h_2^{3-4}$	LU3073	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
31	$K_1h_2^{3-4}$	LU3075	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
32	$K_1h_2^{3-4}$	LU3093	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
33	$K_1h_2^{3-4}$	LU3095	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
34	$K_1h_2^{3-4}$	LU3113	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
35	$K_1h_2^{3-4}$	LU3115	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
36	$K_1h_2^{3-4}$	LU3133	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
37	$K_1h_2^{3-4}$	LU3135	注水井	/	/	/	11.5	老井专注
合计						3.36×10^4	425.5	/

3.5.2.2 井身结构

(1) 定向井

拟部署 28 口定向井均采用二开井身结构,井身结构设计见表 3.5-2、图 3.5-1。

表 3.5-2 井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	$\Phi 311.2$	$\Phi 244.5$	采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 450m (钻穿地表流沙层, 进入稳定泥岩地层), 下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管, 固井水泥浆返至地面, 封隔上部胶结松散地层为安装井口装置和后续安全钻井创造条件。
二开	$\Phi 215.9$	$\Phi 139.7$	采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计完钻井深, 下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管, 固井水泥浆返至地面。

图 3.5-1 井身结构示意图

(2) 井控

为防止井喷事故发生，钻井施工单位做好 HSE 应急预案，采取必要的井控措施，预防或避免井喷事故造成环境污染。定向井井口装置见图 3.5-2。

一开井口装置示意图

二开井口装置示意图

图 3.5-2 定向井井口装置

(3) 固井工程

1) 固井工艺

①Φ244.5mm 表层套管下入深度 450m，采用 G 级水泥浆双胶塞固井，水泥浆返至地面。

②Φ139.7mm 油层套管下至完钻井深，采用（超低密度+低密度）抗水侵双凝双密度水泥浆体系常规工艺固井，水泥浆返至地面。

2) 套管柱设计

表 3.5-3 水平井套管柱设计

套管程序	套管外径 (mm)	井段 (m)	钢级	壁厚 (mm)	扣型	段重 t	抗外挤		抗内压		抗拉	
							强度 MPa	安全系数	强度 MPa	安全系数	强度 kN	安全系数
表套	244.5	0~450	J55	10.03	BCSG	26.79	17.7	2.95	27.2	1.36	2801	10.67
油套	139.7	0~1200	N80	7.72	LCSG	30.38	43.3	3.30	53.4	2.86	1548	5.12

备注：1) 表套套管按掏空 70%考虑。

3) 水泥浆体系设计

①表层套管

水泥浆配方：G 级+4.0%DS-B+44%H₂O

水泥浆性能：密度 1.90g/cm³ 稠化时间 90~120min

8h 强度>3.5MPa 24h 强度>7MPa

②油层套管

领浆：G 级+3%超细水泥+26.5%Y8000+13%WG+4%SWT-2+3%SNP+[4%ST900L+1.0%CF40S+0.6%ST400S+0.2%ST200R+0.1%ST500L] 湿混+77%H₂O

水泥浆性能： 密度： 1.35g/cm³ 稠化时间： 180min
失水<50ml 24h 强度>3.5MPa

尾浆： G 级 + 8% 超细水泥 +20 % WZ + 10 % WG + 3 % SNP + 4%SWT-2+[12%ST800L+4 % ST900L + 0.8 % CF40S + 0.6%ST400S + 0.15 % ST200R+0.1%ST500L]_{湿混} +69%H₂O

水泥浆性能： 密度： 1.50g/cm³ 稠化时间： 150min
失水<50ml 24h 强度>14MPa

(4) 完井工程

- ①完井方式： 套管固井完井。
- ②完井套管： 选用Φ139.7mm×7.72mm N80 油层套管。
- ③生产管柱： Φ73mm×5.51mm N80 平式油管。
- ④井口装置： 推荐 KY25/65 采油井口。
- ⑤投产工艺： 射孔后直接转抽生产。

3.5.2.3 钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 3.5-4。

表 3.5-4 钻井主要设备配置（单井）

序号	名称		型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注
一	钻机		ZJ20B	1350		
二	井架		-	1350		净空高度不小于 2.51m
三	提升系统	绞车	JC-135	1350	410	
		天车	TC135	1350		
		游动滑车	YC135	1350		
		大钩	DG135	1350		
		水龙头	SL135	1350		
四	转盘			1350		
五	循环系统配置	钻井泵	F-1000		735	
		钻井泵	F-1000		735	
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量: 160m ³
		搅拌器	NJ-7.5			6 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	PV12V190B-1		735	
		柴油机 2#	PV12V190B-1		735	
七	发电机组	发电机 1#	PZ8V-190D-2		300	
		发电机 2#	PZ8V-190D-2		300	
八	固控	振动筛 1#	2ZZS-1		3	2 台

	系统	除砂器	ZQJ254×2			1套
		除泥器				
		离心机	LW450X842N			1套
九	加重装置	加重漏斗				1套
		电动加重泵				
十	井控系统	双闸板防喷器	2FZ35-21			1套
		控制装置	FKQ3204			1套
		节流管汇	JG-21			1套
		压井管汇	YG-21			1套
		液气分离器	YFQ-1200			1套(处理量 ≥240m³/h)
十一	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪			1套
		测斜仪	单点, ESS 多点和 MWD			1套
十二	防硫设备	H ₂ S 监测仪	便携式			≥1套
		防爆排风扇				4台
十三	液压大钳				1套	
十四	不落地系统			2套		
十五	净化罐	40m³		4个		
十六	套装水罐	60m³		1个		
十七	油水罐	40m³		3个		
十八	柴油罐	20m³		1个		
十九	岩屑储罐	60m³		8个		

3.5.2.4 钻井液体系

根据钻井工程设计, 本项目新配水基钻井液用量为: 单井一开钻井液体系为坂土-CMC钻井液体系(主要为坂土、Na₂CO₃、CMC(中)、重晶石), 钻井液使用量约77m³, 二开钻井液体系为钾钙基聚合物钻井完井液体系(坂土、Na₂CO₃、NaOH、复配铵盐等), 使用量约97m³。本项目有28口钻井, 则本项目钻井液用量为4872m³。

钻井液性能指标见表 3.5-5。

表 3.5-5 钻井液性能指标

密度(g/cm ³)	粘度(s)	滤失量(mL)	含砂(%)	pH	塑性粘度(mPa.s)	动切力(Pa)	静切力(Pa)
1.07~1.20	40~70	≤5	≤0.5	9~11	15~30	5~12	1-5/2-7

3.5.2.5 钻井周期

根据钻井方案, 本项目钻井周期 322d, 修井周期 103.5d。

3.5.2.6 井场平面布置

项目的布置本着结构简单、流程合理的原则进行布局。井场布置有值班房、材料房、配电房、录井房、钻井液不落地设备等，单井钻井平面布置图详见图 3.5-3。

图 3.5-3 单井钻井井场布局示意图

3.5.3 储层改造工程

根据建设单位提供资料，陆 9 井区呼图壁组油藏属高孔高渗储集层，射孔后直接转机抽生产，因此，本项目储层改造主要为射孔工艺，不涉及压裂和酸化工艺。

(1) 射孔原则

应采取避射原则，优先射开未水淹或弱水淹层段，依据油层厚度，打开程度 50%左右即可，若油层厚度小于 2m，可根据底水发育、隔夹层展布情况等考虑全部射开，对应注水井打开相应层位开展同步注水。

(2) 射孔方式选择

根据储层敏感性、前期生产井资料及现有射孔工艺状况，立足自然产能，为了满足井控、穿深、保护油层的要求，同时获得更好的射孔效果，推荐陆 9 井区呼图壁组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏开发调整井采用 SDP-89 射孔枪；该区注水开发多年，可能存在局部高压区，为了降低安全风险，推荐采用油管传输射孔； 60° 相位角，16 孔/m；螺旋布孔。

(3) 射孔工艺

①射孔方式：采油井采用油管传输射孔，注水井采用电缆传输射孔。

②射孔枪型：采油井采用 SDP-89 射孔枪，注水井采用 YD-89 型射孔弹；相位角 60° ；孔密 16 孔/m，螺旋布孔。

③射孔液：油田同层处理水或防膨性能达到要求的其他防膨液。

3.5.4 修井工程

本项目 9 口井为老井转注，主要修井内容包括：校井口、试压、提结构、探井底、通井、试压、下结构、射孔、试压、完井等。

3.5.5 油气集输工程

3.5.5.1 采油井场

(1) 采油井口

本工程新建水平井采油井场 28 座,其中 19 座采用 30~80m³ 的防腐防垢变频潜油电泵机组,配套电机功率 27kW,8 座采用 8 型节能抽油机,配套电机功率 18.5kW,1 座采用 10 型抽油机,配套电机 22kW,井口均设置保温盒保温,保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器,压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口,同时设置安全标志牌,采油井口采用标准化设计通集 20141。

(2) 举升方式

本工程 19 口井采用排量 30~80m³ 的防腐防垢变频潜油电泵机组,设计泵挂 1100m。8 口井采用 8 型节能抽油机(其中 2 口利旧),1 口井采用 10 型节能抽油机(利旧)。

(3) 配套工艺

陆 9 井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏平均含蜡量 3.53%,各井根据油井结蜡情况对清蜡周期及清蜡深度及时进行调整。

潜油电泵井推荐采用机械清蜡,以不影响油井正常生产为原则;抽油井在自喷期在抽油期,推荐采用机械清蜡,以不影响油井正常生产为原则。在抽油期,推荐采用井口连续加药化学清防蜡方式或其他适合的本区块的清防蜡方式,清蜡周期根据实际结蜡情况,以不影响油井正常生产为原则。

3.5.5.2 计量站

本工程扩建 8 井式一体化选井计量装置 1 座,采用标准化设计,本工程扩建 12 井式一体化选井计量装置 4 座,采用标准化设计。

流程简述:单井来液进入一体化自动选井计量装置,不需要计量的单井气液直接进入集油管道,需要计量的单井来气液通过选井计量后,与未计量的各单井来气液混合,经过集油支线输送到陆梁集中处理站。

本项目部署采油井进计量站情况见表 3.5-6。新建计量站平面布置见图 3.5-4。

图 3.5-4 新疆计量站平面布置图

表 3.5-6 本项目部署采油井进计量站情况一览表

已建计量站号	剩余空头数 (个)	接入油井 数(口)	接入的新建采油井井号	备注
陆9井区3号计量配水站	0	5	LUD3312、LUD3313、 LUD3323、LUD3333、 LUD3332	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置(3-4#)
陆9井区5号计量配水站	1	5	LUD3304、LUD3305、 LUD3314、LUD3315、 LUD3324	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置(5-3#)
陆9井区6号计量配水站	0	6	LUD3282、LUD3283、 LUD3292、LUD3293、 LUD3302、LUD3303	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置(6-2#)
陆9井区7号计量配水站	0	6	LUD3275、LUD3284、 LUD3285、LUD3286、 LUD3294、LUD3295	扩建1座12井式一体化自动选井计量装置(7-1#)
陆9井区9号计量配水站	1	3	LUD3272、LUD3273、 LUD3263	扩建1座8井式一体化自动选井计量装置(9-1#)
陆9井区2号计量配水站	2	1	LUD3334	依托现有,满足接入
陆9井区4号计量配水站	1	1	LUD3325	依托现有,满足接入
陆9井区8号计量配水站	0	1	LUD3274	依托现有,满足接入

3.5.5.3 油气集输

(1) 集输工艺

目前陆9井区已建完善的集输系统,本工程新建28口采油井依托已建系统实现密闭集输。根据对陆9井区已建集输系统现状的分析,结合新建采油井部署位置,新建28口采油井采用一级布站输送工艺,即:井口→计量站/撬→陆梁集中处理站的布站方式。平面工艺管网图详见图3.4-2。

(2) 集输管线

非金属管道内壁光滑、阻力系数低,绝对粗糙度小,流通量大,防腐性能好,安装方便,因此单井出油管道、集油干线推荐采用非金属管道。

本工程新建单井出油管道采用DN50 2.5MPa塑料合金防腐复合管,管线埋深-1.70m。新建集油支线及干线均采用DN150 2.5MPa塑料合金防腐复合管,管道均保温埋地敷设,保温层采用30mm厚发泡保温橡塑海绵,防护层采用2mm厚聚乙烯胶粘带,管线埋深-1.90m。本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路及

路政部门要求顶管穿越路段采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

(3) 管线穿越

本项目集油管线穿越油区道路35处，本工程各类管道与已建地下管线交叉、穿越时安全距离满足规范要求。线路穿越工程见表3.5-7。

表3.5-7 集油管线穿越工程一览表

跨越工程	次数	穿越长度	穿越方式	备注
穿越油区碎石路、土路	20处	400m	大开挖穿越	单次穿越按20m计
穿越油区专用公路及沥青、水泥路等道路	15处	300m	顶管穿越	

3.5.5.4 主要工程量

本工程油气集输新井部分主要工程量见表3.5-8。

表3.5-8 集油区部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	25MPa DN50 不保温油嘴加热采油井场	座	28	
1)	DN50 采油井口工艺安装	座	28	
2	电潜泵	台	19	
3	8 型抽油机	台	6	
4	8 型抽油机基础及安装	座	8	
5	10 型抽油机基础及安装	座	1	
6	8 井式一体化自动选井计量撬	座	1	通集 20201
7	12 井式一体化自动选井计量撬	座	4	通集 20201
8	单井出油管道 DN50 2.5MPa	km	10.33	塑料合金防腐蚀复合管
9	集油支线 DN150 2.5MPa	km	3.6	塑料合金防腐蚀复合管
10	集油干线 DN150 2.5MPa	km	2.1	塑料合金防腐蚀复合管
11	集油阀池尺寸 (2.0m×2.0m×2.5m)	座	5	
12	大开挖穿越	处	20	
13	顶管穿越	处	15	
14	接入已建撬更换管线 D60×3.5/20	m	300	
15	带压开孔 DN300	处	1	
16	动火连头	处	2	
17	无缝钢管 D325×8	m	30	
18	闸阀 Z43WF DN300 1.6MPa	套	1	

3.5.6 注水方案

3.5.6.1 注水井场

陆9井区新建16MPa注水井场9座。流程描述如下：配水间来水经过单井注水管道注入井口。注水井口设保温盒，保温盒内单井注水管道设止回阀，防止高压水倒流；采油树设置油套管连通管，通过采油树高压阀门控制可实现注水井口正洗反洗、正注反注的工艺要求。注水井场工艺安装采用标准化设计，选用图集通注20101。

陆9井区本次部署老井转注9口，最大注入压力为12MPa。根据已建的16MPa高压系统能力平衡，注水量及注水压力可以满足注水井注水需求，油区扩建配水撬3座。

3.5.6.3 配水撬

新建3座6井式16MPa配水撬，工艺流程描述如下：增压后的水输送至6井式配水撬，通过撬内分水器向各注水单井进行配注，在去各单井管道上设置恒流配水装置、在线流量计量远传及压力检测远传。

单井进配水撬情况见表3.5-9。

表3.5-9 单井进配水撬情况一览表

站号	高压配水撬 剩余空头数	接入井数（口）	接入井号（水井）	备注
陆9井区6号计量配水站	0	5（本工程2口）	LU3073、LU3093	扩建1座6井式配水撬，将LU2084、LU1038、LU1022调入
陆9井区3号计量配水站	0	3（本工程2口）	LU3133、LU3113	扩建1座6井式配水撬，将LU1144调入
陆9井区5号计量配水站	0	2（本工程2口）	LU3095、LU3115	扩建1座6井式配水撬
陆9井区8号计量配水站	0	1（本工程1口）	LU3075	将LU2084、LU1038调出至6号站
陆9井区2号计量配水站	0	1（本工程1口）	LUD3135	将LU1144调出至3号站
陆9井区9号计量配水站	0	1（本工程1口）	LU3053	将LU1022调出至6号站

3.5.6.4 注水要求

注水井口：选用25MPa的注水井口

单井注水量：根据陆梁作业区提供预测注水量，确定此次注水单井最大注水量为 150m³/d。

最大注入压力：根据采油工程，本次注水井的井口最大注入压力为 9.20MPa~12MPa。

3.5.6.5 注水工艺

(1) 注水工艺

本项目注水工艺流程描述如下：配水间来水经过单井注水管道注入井口。注水井口设保温盒，保温盒内单井注水管道设止回阀，防止高压水倒流；采油树设置油套管连通管，通过采油树高压阀门控制可实现注水井口正洗反洗、正注反注的工艺要求。注水井场工艺安装采用标准化设计，选用图集通注 20101。

(2) 注水管线

根据模拟计算的结果新建单井注水管道选 DN50 16MPa 塑料合金防腐蚀复合管，埋地不保温敷设，管线埋深-1.80m。新建单井注水支线选 DN100 16MPa 塑料合金防腐蚀复合管，埋地不保温敷设，管线埋深-2.0m。新建单井注水干线选 DN150 16MPa 塑料合金防腐蚀复合管，埋地不保温敷设，管线埋深-2.0m。

本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路面（通车量大）的公路采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护。

(3) 管线穿越

本项目注水管线穿越油区道路25处，本工程各类管道与已建地下管线交叉、穿越时安全距离满足规范要求。线路穿越工程见表3.5-10。

表3.5-10 注水管线穿越工程一览表

跨越工程	次数	穿越长度	穿越方式	备注
穿越油区碎石路、土路	15处	300m	大开挖穿越	单次穿越按20m计
穿越油区专用公路及沥青、水泥路等道路	10处	200m	顶管穿越	

3.5.6.6 主要工作量

油田注水部分主要工程量见表 3.5-11。

表 3.5-11 集油区注水部分主要工程量

序号	名称	单位	数量	备注
1	注水井场	座	9	通注 20101

2	单井注水管道 DN50 16MPa	km	4.52	塑料合金防腐蚀复合管
3	单井注水支线 DN100 16MPa	km	1.77	塑料合金防腐蚀复合管
4	单井注水干线 DN150 16MPa	km	2.12	塑料合金防腐蚀复合管
5	6井式恒流配水撬	座	3	通集 18201
6	大开挖穿越	处	15	
7	顶管穿越	处	10	

3.5.7 主要指标

3.5.7.1 技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.5-12。

表 3.5-12 本项目主要经济技术指标表

序号	项目		单位	数量
1	动用资源储量		t/a	2.52×10^4
2	注水规模		m ³ /a	49.28×10^4
3	设计井数		口	37
4	管道长度		km	24.44
5	水基钻井液		m ³	4872
6	射孔液		m ³	1480
7	柴油		t	851
8	工程占地	永久占地	m ²	21345.7
9		临时占地	m ²	428180
10	总投资		万元	16991.34

3.5.7.2 占地情况

本工程总占地面积为 449525.7m²，其中永久占地 21345.7m²，临时占地 428180m²。占地类型为采矿用地和其他草地（低覆盖草地），占地面积详见表 3.5-13。在施工期间，场地平整及输电线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。本项目征地手续为钻井和地面分开办理，目前钻井的征地手续正在办理中，地面征地部分尚未启动，后续根据项目进展情况开展地面征地手续办理工作。项目施工需在取得征地手续后方可施行。

表 3.5-13 本工程占地概况一览表

分区	单位	工程量	总占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		占地类型	备注
				永久占地	临时占地		
钻井工程	采油井	座	28	134400	17500	116900	采矿用地 (134400m ²) 单井占地 60×80m，其中永久占地 25×25m
	注水井	座	9	0	0	0	采矿用地(0m ²) 本项目共 9 座注水井，均为老井转注水井，不

								新增占地	
计量站	座	5	3000	3000	0	采矿用地 (3000m ²)		20×30m	
配水撬	座	3	35.7	35.7	0	采矿用地 (35.7m ²)		3.4×3.5m	
阀池	座	5	0	0	0	采矿用地(0m ²)	阀池已包含在计量站范围内		
管线区	单井集油管线	km	10.33	123960	0	123960	采矿用地 (123960m ²)	28口井中单井管线预计有840m已包含在井场范围内,不再单独计算。埋地敷设,临时作业宽度约为12m	
	集油支线	km	3.6	43200	0	43200	采矿用地 (43200m ²)	埋地敷设,临时作业宽度约为12m	
	集油干线	km	2.1	25200	0	25200	采矿用地 (25200m ²)	埋地敷设,临时作业宽度约为12m	
	单井注水管线	km	4.52	54240	0	54240	采矿用地 (54140m ²)、 其他草地(低覆盖草地400m ²)	9口新钻井中单井管线预计有270m已包含在井场范围内,不再单独计算。埋地敷设,临时作业宽度约为12m	
	注水支线	km	1.77	21240	0	21240	采矿用地 (21240m ²)	埋地敷设,临时作业宽度约为12m	
	注水干线	km	2.12	25440	0	25440	采矿用地 (25440m ²)	埋地敷设,临时作业宽度约为12m	
电力线	架空线路	km	4.5	18810	810	18000	采矿用地 (18810m ²)	①施工期临时性占地为线路轴线两侧4m宽; ②砼电杆90根,每杆9m ²	
合计			449525.7	21345.7	428180	/	/	/	

3.5.7.3 工程投资

项目总投资 16991.34 万元, 环保投资约 907.02 万元, 占总投资的 5.34%。

3.5.7.4 能源物料消耗

(1) 原辅材料消耗量

① 钻井液

根据钻井工程设计, 本项目新配水基钻井液用量为: 单井一开钻井液使用量约 77m³, 二开钻井液使用量约 97m³。本项目有 28 口钻井, 则本项目钻井液用量为 4872m³。钻井液设计用量见表 3.5-14。

表 3.5-14 单井钻井液材料用量设计

开钻次序	一开	二开	备注
钻头尺寸 mm	311.2	215.9	
井段 m	0~450	~1200	
井筒容积 m ³	34	46	
钻井液用量 m ³	77	97	
新配钻井液用量 m ³	77	97	
材料名称	用量 t		合计 t
坂土	5.4	3.9	9.3
CMC（中）	0.2		0.2
Na ₂ CO ₃	0.2	0.2	0.4
NaOH		0.3	0.3
SP-8		0.6	0.6
PMHA-2		0.6	0.6
复配铵盐		0.5	0.5
HY-2		1.5	1.5
阳离子乳化沥青		2.9	2.9
超细碳酸钙		1.9	1.9
液体润滑剂		1.0	1.0
YB-1		3.4	3.4
黄原胶		0.2	0.2
WC-1		1.0	1.0
重晶石	10.0	13.0	23.0
备用材料名称	用量 t		合计 t
重晶石			20.0
堵漏剂			10.0
可选材料	SP-8: JT-888、SY-3、JK-3、SJ-1、SD-HBJ、HJ-3、BLA-HV、YL-JS; PMHA-2: FA367、GJD-4、YL-HP、YL-JB、JB66、IND30		

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本项目钻井采用无毒无害的水基钻井液，一开采用坂土-CMC 钻井液，主要成分是坂土、重晶石、CMC（中）和 Na₂CO₃ 等；二开钾钙基聚合物钻井完井液，主要成分为重晶石、坂土、YB-1、阳离子乳化沥青等。

②射孔液

陆9井区呼图壁组油藏属高孔、高渗储集层，射孔后直接转机抽生产，射孔液选用2%的KCl溶液或防膨性能达到要求的其他防膨液。

根据建设单位提供资料，单井射孔液用量30m³~40m³，本次射孔按最大使用量40m³/口计，井数37口，则射孔液用量1480m³。

③柴油

本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，每个井队配备钻井钻机（电钻）2台，柴油发电机2台，柴油消耗量平均2t/d，本项目新钻井28口，均为定向井，老井转注9口。钻井周期425.5d，施工期间共耗柴油851t。

(2) 主要原辅材料理化性

① 钻井液

钻井液主要成分理化性质见表3.5-15。

表3.5-15 钻井液主要成分理化性质

类型	成分	理化性质
水基 钻井 液	坂土	又称膨润土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
	CMC (中)	羧甲基纤维素(CMC)属阴离子型纤维素醚类，外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无臭无味，无毒；易溶于冷水或热水，形成具有一定黏度的透明溶液。溶液为中性或微碱性，不溶于乙醇、乙醚、异丙醇、丙酮等有机溶剂，可溶于含水60%的乙醇或丙酮溶液。有吸湿性，对光热稳定，黏度随温度升高而降低，溶液在pH值2~10稳定，pH低于2，有固体析出，pH值高于10黏度降低。
	Na ₂ CO ₃	碳酸钠，白色粉末结晶，易溶于水，水溶液呈碱性，在空气中易吸潮结块。
	NaOH	氢氧化钠又称烧碱、火碱或苛性钠。白色结晶，有液体、固体片状三种产品，纯度从50%至99%不等，密度2g/cm ³ ~2.2g/cm ³ ，易吸潮，有强烈的腐蚀性。
	SP-8	聚丙烯酰胺钾盐，一种无色无味的结晶体，常见于粉末状或颗粒状。其分子结构含有聚丙烯酰胺基团和钾离子，具有良好的溶解性和稳定性。聚丙烯酰胺钾盐在水中具有高度的吸水性，能迅速形成胶体溶液。此外，它还具有较好的胶凝性和黏附性，可用于沉淀、固化和黏合等多种用途。
	PMHA-2	复合金属两性离子聚合物，由复合金属离子与乙烯基单体，阳离子单体聚合而成。产品外观呈白色或灰色细颗粒或粉末。
	复配铵盐	淡黄色粉末，溶于水，含有-COOH、-COONH ₄ 、-CONH、-CONH ₂ 、-CN等基团，分子量在10000~50000之间，有降低高压差失水的功能和良好的热稳定性。
	HY-2	降滤失剂，外观为黑褐色或灰色粉末，水分≤15%，pH值7~11。
	阳离子 乳化 沥青	沥青粉，又称沥青沉淀物，是一种从石油沥青中提取的黏稠物质，主要由芳香类和环烷烃类组成。
	超细碳 酸钙	化学式为CaCO ₃ ，是石灰石、大理石等的主要成分。碳酸钙通常为白色晶体，无味，基本上不溶于水，易与酸反应放出二氧化碳。白色微细结晶粉末，无味、无臭。有无定形和结晶两种形态。结晶型中又可分为斜方晶系和六方晶系（无水碳酸钙为无色斜方晶体，六水碳酸钙为无色单斜晶体），呈柱状或菱形，密度为2.93g/cm ³ 。
液体润	主要成分为醇醚类、酯类等，或选择同类型润滑剂，密度0.94g/cm ³ ~	

滑剂	1.04g/cm ³ , pH 值 7~9。
YB-1	油气层保护剂, 外观为固体粉末或粉粒, 水分≤10%, 密度≤1.5g/cm ³ , pH 值 6~9。
黄原胶	又名汉生胶, 是由野油菜黄单胞杆菌以碳水化合物为主要原料(如玉米淀粉)经发酵工程生产的一种作用广泛的微生物胞外多糖。它具有独特的流变性, 良好的水溶性、对热及酸碱的稳定性、与多种盐类有很好的相容性, 作为增稠剂、悬浮剂、乳化剂、稳定剂。
WC-1	石灰石粉 WC-1 密度≥2.7g/cm ³ , 碳酸钙含量≥90%, 酸不溶物含量≤10%, 水溶物含量≤0.1%。
重晶石	化学组成为 BaSO ₄ , 常呈厚板状或柱状晶体, 多为致密块状、板状或粒状集合体。质纯时无色透明, 含杂质时被染成各种颜色, 条痕白色, 玻璃光泽, 透明至半透明。

②射孔液

本项目射孔液采用 2% 的 KCl 溶液或防膨性能达到要求的其他防膨液, 射孔液主要成分理化性质见表 3.5-16。

表3.5-16 拟建项目射孔液主要成分理化性质

序号	射孔液主要成分	理化性质
1	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体, 或白色结晶小颗粒粉末, 外观如同食盐, 无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。

3.5.7.5 劳动定员

本项目施工期单井钻井施工人数为 20 人, 运营期不新增定员, 运营期人员均依托公司现有人员, 由陆梁油田作业区负责管理运行。

3.5.8 公辅工程

3.5.8.1 防腐保温

(1) 设计内容

本项目管线为埋地保温及埋地不保温塑料合金防腐蚀复合管做钢接头防腐。

(2) 防腐层结构

1) 管体外壁: 保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料, 厚度为 30mm, 厚度偏差 ±3mm; 防护层采用聚乙烯塑料, 厚度≥3.0mm。采用“管中管法”施工工艺。

2) 埋地管道钢接头: 弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆, 防腐层干膜厚度≥600μm。除锈等级为 St3 级。

3.5.8.2 供配电工程

(1) 供电电源

①集油区部分

新建 10kV 架空线路引自 110kV 变电站 10kV 出线柜，共计约 4.5km，导线采用 JL/G1A-95/20 型导线，架空线路引接处设隔离开关一体式真空断路器、避雷器，下设 $R \leq 10\Omega$ 接地装置。

②新建计量站部分

电源引自站外新建 10kV 架空线路架空线。

③恒流配水撬部分

电源引自站外新建 10kV 架空线路架空线。

(2) 配电系统

①集油区部分

抽油机采用单变压器带单井的供电方式。根据抽油机布置情况，新建 50kVA 杆架式变电站 19 座，新建 63kVA 杆架式变电站 9 座，电缆采用聚乙烯铜芯电缆直埋地敷设至采油井用电点。杆架式变电站 0.4kV 侧设无功补偿装置，新建 60kvar 无功补偿装置 12 套，补偿后功率因数均达 0.9。

②新建计量站部分

新建计量站新建 50kVA 杆架式变电站 5 座，电缆采用聚乙烯铜芯电缆直埋地敷设至用电点。杆架式变电站 0.4kV 侧设无功补偿装置，新建 20kvar 无功补偿装置 1 套，补偿后功率因数均达 0.9。

③新建恒流配水撬部分

新建配水站新建 30kVA 杆架式变电站 3 座，电缆采用聚乙烯铜芯电缆直埋地敷设至用电点。杆架式变电站 0.4kV 侧设无功补偿装置，新建 20kvar 无功补偿装置 1 套，补偿后功率因数均达 0.9。

本工程电气部分主要工程量详见表 3.5-17。

表 3.5-17 电气部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
A	集油区部分			
1	10kV KYN28 柜含保护装置	面	1	
1)	ZA-YJV22-8.7/10 3×95	m	300	
2	10kV 架空线路 JL/G1A-95/20	km	4.5	
3	钢芯铝绞线 JL/G1A-95/20	km	15	
4	砼电杆 $\phi 190$ L=10m	根	90	
5	10kV 架空线路不停电接火	处	1	

6	苇把子	m ²	6300	
7	10kV 户外真空断路器 ZW32A (G) -12/T630-2	台	2	
8	避雷器 HY5WS-17/50 DL-TL 带脱离器	组	2	
9	短路故障指示器	组	2	
10	接地模块 MSD-III φ260×1000mm	个	6	
11	接地扁钢-40×4 热镀锌	m	80	热镀锌
1)	电潜泵杆架式变电站	座	19	
2)	能效二级油浸式变压器 SNX2-M 10/0.4kV 50kVAD,yn11	台	1	
3)	户外挂式补偿箱 20kvar 防风沙、雨雪	面	1	
4)	避雷器 HY5WS-17/50 DL-TL 带脱离器	组	3	
5)	复合绝缘跌开式熔断器 HRW12-12/100 10A	组	1	每组 3 只
6)	户外挂式配电箱防风沙、雨雪	面	1	
7)	电力电缆	m	255	
8)	镀锌焊接钢管	m	10	
9)	接地模块 MSD-III φ260×1000mm	个	3	
10)	接地扁钢-40×4 热镀锌	m	100	
11)	镀锡铜编织带 TZX-6mm ²	m	30	
一	抽油机杆架式变电站	座	9	
1	能效二级油浸式变压器 SNX2-M 10/0.4kV 63kVA D,yn11	台	1	
1)	户外挂式补偿箱 20kvar 防风沙、雨雪	面	1	
2)	避雷器 HY5WS-17/50 DL-TL 带脱离器	组	3	
3)	复合绝缘跌开式熔断器 HRW12-12/100 10A	组	1	每组 3 只
4)	户外挂式配电箱防风沙、雨雪	面	1	
5)	电力电缆	m	255	
6)	镀锌焊接钢管	m	10	
7)	接地模块 MSD-III φ260×1000mm	个	3	
8)	接地扁钢-40×4 热镀锌	m	100	热镀锌
9)	镀锡铜编织带 TZX-6mm ²	m	30	
二	新建计量站部分	座	5	
1	杆架式变电站	座	1	每座含有
1)	能效二级油浸式变压器 SNX2-M 10/0.4kV 50kVA D,yn11	台	1	
2)	户外挂式补偿箱 20kvar 防风沙、雨雪	面	1	
3)	避雷器 HY5WS-17/50 DL-TL 带脱离器	组	3	
4)	复合绝缘跌开式熔断器 HRW12-12/100 10A	组	1	每组 3 只
5)	户外挂式配电箱防风沙、雨雪	面	1	
6)	电力电缆	m	255	

7)	镀锌焊接钢管	m	10	
8)	接地模块 MSD-IIIφ260×1000mm	个	4	
9)	接地扁钢-40×4 热镀锌	m	100	热镀锌
10)	镀锡铜编织带 TZX-6mm ²	m	30	
三	恒流配水撬	座	3	
1	杆架式变电站	座	1	每座含有
1)	能效二级油浸式变压器 SNX2-M 10/0.4kV 30kVA D _y n11	台	1	
2)	户外挂式补偿箱 20kvar 防风沙、雨雪	面	1	
3)	避雷器 HY5WS-17/50 DL-TL 带脱离器	组	3	
4)	复合绝缘跌开式熔断器 HRW12-12/100 7.5A	组	1	每组 3 只
5)	户外挂式配电箱防风沙、雨雪	面	1	
6)	电力电缆	m	165	
7)	镀锌焊接钢管	m	10	
8)	接地模块 MSD-IIIφ260×1000mm	个	4	
9)	接地扁钢-40×4 热镀锌	m	100	热镀锌
10)	镀锡铜编织带 TZX-6mm ²	m	30	
二	通信部分			
1	生产监控接入交换机 (4 千兆光, 24 千兆电口)	套	1	POE 供电
2	工业以太网交换机 6 电 2 光	套	2	
3	网络防护箱	套	2	
4	8 芯单模光缆	m	150	
5	6 类网线	箱	1	305m/箱

3.5.8.3 仪表自动化工程

(1) 采油井场

新部署 28 座采油井场，全部采用电潜泵井，采油井工艺及仪表均采用标准化设计。采油井没有自喷期，单口采油井主要测控内容如下：

井口油压（回压）检测 1 点（ZigBee Pro）

井口套压检测 1 点（ZigBee Pro）

无线三相电参检测（包括启停控制、运行状态检测、三相电流、电压检测）
1 点（ZigBee Pro）

采用 DN50 钢管固定设置 1 套 5.8GHz 无线网桥 RT 远端站，用于 RTU 数据的上传。最终井场仪表数据上传至陆梁作业区生产监控平台进行集中监控、管理。

(2) 计量站扩建

本次新建计量站 8 井式计量站采用标准化设计；新建计量站 12 井式计量站采用标准化设计。在计量站计量装置计量间新增 1 台静态分析型含水分析仪，相关数据通过通讯电缆统一接入计量撬 PLC。计量撬 RTU 开列 5.8G 无线网桥远端站 RT，将数据通过 5.8G 无线网桥上传至陆梁作业区生产监控平台进行集中监控、管理。

(3) 无线数据传输网络

根据油区井场分布，依托陆 24 计量站和陆梁集中处理站已建通信塔，分别新建 1 套 5.8GHz 点对多点无线网桥 AP 基站，覆盖本次所有新建井场。无线网桥点对多点 AP 基站设置在通信塔上的高度以保证数据可靠传输为原则设置。本工程井场数据经网桥 AP 基站汇聚后，再经已建无线网桥通信链路传至陆梁公寓已建 SCADA 系统进行集中监控、管理。

(4) 网络安全

陆梁油田无线数据传输网络（5.8G 无线微波）所依托的已建无线基站 AP 备已配置及启用接入认证加密（WPA/WPA2/WPA-WPA2，支持至少 AES-128 位加密算法）及黑白名单功能，支持 WIDS 和 WIPS 功能，确保只有在白名单列表中的无线设备才能接入数据网络，实现无线数据传输网络信息安全。在无线接入区部署安全接入网关，客户端证书发送至安全网关进行身份识别，安全网关将访问身份鉴别系统以验证证书的有效性。一旦接入认证通过，移动客户端建立了端到端安全可靠的通道。无线接入通过采用 Portal 认证、802.1X 协议认证、静态 IP/MAC 地址绑定以及身份鉴别与安全加密等多种技术手段，实现无线接入安全认证。视频和过程生产数据采用 VLAN 划分，实现逻辑隔离功能。

本工程仪表部分主要工程量详见表 3.5-18。

表 3.5-18 仪表部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量
一	采油井场（共 28 座），以下为单座工程量		
1	通集 20141 相关仪表设备		
2	RTU	套	1×28
3	5.8G 无线网桥远端 RT 设备	套	1×28
4	超五类铠装屏蔽双绞线（ASPT-100MHz-CAT.5e 4×2×18AWG）	m	10×28
5	铜芯聚氯乙烯绝缘软电线（BVR-1×16mm ² （黄绿色））	m	15×28
6	低压流体输送用焊接钢管（热镀锌）（GB/T3091-2015）		

	DN25 Q235B	m	10×28
	DN50 Q235B	m	5×28
二	计量站（共5座计量站，8井式1座、12井式4座）		
1	通集20201、20202相关仪表设备		
2	静态分析型含水分析仪	套	1×5
3	计量撬自带远程测控终端RTU扩容（MODBUS TCP）	套	1×5
4	5.8G无线无线网桥远端RT设备	套	1×5
5	阻燃铜芯聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜丝编织铠装屏蔽控制软电缆（ZA-KVVP22-450/750V-16×1.5mm ² ）	m	20×5
6	铜芯聚氯乙烯绝缘电线BVR-1×6mm ²	m	25×5
7	低压流体输送用焊接钢管（DN50（Φ60.3×3.8），Q235B）	m	20×5
三	陆梁作业区已建SCADA组态、扩容		
1	陆梁作业区生产监控平台组态、扩容、调试	套	1
	包含：28座采油井场，1座8井式计量撬，4座12井式计量撬		
2	陆梁作业区功图系统扩容、组态	套	1
	包含：28座采油井场		

3.5.8.4 道路工程

本次开发部署区域位于老区，区内建有比较完善的油田路网，交通便利，依托性较好。本次不需新建道路，巡井道路可依托已建道路。

3.5.8.5 供排水

（1）供水

①施工期

本项目施工期供水来自陆梁油田作业区，在钻井过程中生产用水主要为泥浆配比用水，根据建设单位提供的资料，泥浆配比用水约为泥浆用量的90%，则整个钻井周期单井用水量156.6m³，28口井预计用水量4384.8m³。

施工期管道试压用水量95.38m³。

射孔液用水主要来自陆梁集中处理站处理达标后的水，单井射孔液用量30m³~40m³，本次射孔按最大使用量40m³/口计，则射孔液用量1480m³。射孔液配比用水约为射孔液的90%，则射孔液用水量约1332m³。

项目施工人员不另设生活营地，施工人员食宿依托陆梁集中公寓，生活用水及排水均依托钻井公寓供排水设施，本环评不再进行核算。

②运营期

运营期不新增劳动定员，无生活用水，用水节点主要为井下作业用水，洗井

液为提前配置，无需单独供水。

(2) 排水

①施工期

施工人员食宿本项目施工人员生活用水依托陆梁集中公寓，不再进行单独核算及评价。施工期管道试压产生量 31.25m³，试压废水用于场地降尘。射孔液与采出液一起管输至陆梁集中处理站处理，不外排。

②运营期

运营期井下作业废水、采出水依托陆梁集中处理站处理达标后用于回注油藏，不向外环境排放。

3.5.8.6 消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，新建多通阀撬可不设灭火系统和消防冷却水系统。在多通阀撬旁配置 2 具 8kg 手提式磷酸铵盐干粉灭火器。室外布置灭火器设遮阳防雨罩，室外灭火器选择耐温范围为-40℃~55℃的灭火器。采油井场依托计量站的消防设施。

消防部分主要工程量见表 3.5-19。

表 3.5-19 主要工程量表

序号	名称	单位	数量
1	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	具	10

3.5.9 依托工程

本项目原油、伴生气及采出水均依托陆梁集中处理站进行处理。注水依托陆梁集中处理站的水。陆梁油田作业区于 2011 年对该作业区开发区域进行了环境影响后评价工作，并于 2011 年 11 月 24 日取得《关于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区环境影响后评价报告书的审查意见》（新环评价函〔2011〕1120 号）。

3.5.9.1 陆梁集中处理站

(1) 基本情况

陆梁集中处理站地处陆梁油田主力产油区的南面，距油田东西向主干道以北 150m。陆梁集中处理站于 2001 年 11 月全面建成投产，是一座高效集油、气、水集中处理，油田注水和站区采暖于一体的综合性站库。处理站内概况见下图

3.5-5。

图 3.5-5 陆梁集中处理站平面布置图

(2) 环保手续

陆梁集中处理站设有原油处理系统、天然气处理系统、老化油处理系统、污水处理系统、注水系统和外输系统，具体的环保手续履行情况详见下表 3.5-20。

表 3.5-20 陆梁集中处理站主要环保手续履行情况

工程名称	主要建设内容	环评批复 及时间	验收批复 及时间
中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目	配套建设原油处理系统、天然气处理系统、污水处理系统等。	环审〔2003〕69号，2003年2月25日	环验〔2005〕071号，2005年8月16日
新疆油田公司陆梁集中处理站污水处理系统扩建工程	在现有陆梁油田集中处理站现有场地新建1座污水处理设施，新增污水处理能力5000m ³ /天，改扩建后陆梁油田集中处理站污水处理系统处理规模达到10000m ³ /天。	新环评价函〔2013〕273号，2013年4月9日	新环函〔2016〕23号，2016年1月7日
陆梁集中处理站改扩建工程	对原油处理系统进行改造，在两相分离器后增加卧式三相分离器3座；老化油处理系统改扩建，利用旧60m ³ 缓冲罐1座、破乳剂加药橇1座以及5m ³ /小时提升泵1台，500千瓦蒸汽加热器1台；污水处理系统，增加1座250立方米反应罐，配套建设净化剂、助凝剂加药橇2套及管网、阀门等。	新环函〔2015〕877号，2015年8月4日	塔地环验收〔2017〕3号，2017年7月12日
陆梁油田污水及注水系统扩建整体工程	对现有的污水处理系统进行改造，废水处理能力由10000m ³ /d提升为20000m ³ /d。	新环函〔2018〕16号，2018年1月5日	2020年9月18日已通过企业自主验收
新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（陆梁部分）	新建1套70×10 ⁴ t/a的原油密闭处理系统，并对外输和配套系统改造。	和生环评函字〔2019〕26号，2019年7月12日	2023年5月17日已通过企业自主验收

(3) 主要依托工程内容

1) 原油处理系统

根据《新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程》2021年进行陆梁集中处理站原油处理系统进行密闭改造，改造后采用“高效聚结游离水脱除器

+相变加热炉+高效聚结热化学脱水器”脱水工艺，设计处理能力为 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。改造后工艺流程图如下所示。

图 3.5-6 陆梁集中处理站原油处理（改造后）流程图

陆梁处理站（密闭）处理流程：

油区来液（ $20 \sim 25^\circ\text{C}$ ， $0.25 \sim 0.30 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 90\%$ ）先进入游离水脱除器，分离出低含水原油（含水 $\leq 15\%$ ）经提升泵升压至 $0.60 \sim 0.65 \text{MPa}$ ，经相变加热炉换热升温至（ $50 \sim 55^\circ\text{C}$ 、 $0.60 \sim 0.65 \text{MPa}$ ）进入高效聚结热化学脱水器进行热化学脱水，合格净化油（ $55^\circ\text{C} \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $0.50 \sim 0.55 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 0.5\%$ ）与加热至 55°C 的夏盐 11 处理站净化油（含水 $\leq 0.5\%$ ）混合进入压力缓冲罐后经外输泵输至石西集中处理站进行原油稳定。游离水脱除器分离出的伴生气经除油器脱液、压控后，输送到伴生气处理系统处理。游离水脱除器脱出的含油污水进入采出水处理系统。

2) 伴生气处理系统

陆梁集中处理站天然气处理装置 2002 年 9 月施工建设，于 2002 年 12 月 30 日正式投产。伴生气设计处理能力 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

①主要生产设施

陆梁集中处理站天然气处理系统主要生产设施见表 3.5-21。

表 3.5-21 伴生气处理系统主要生产设施

序号	名称	压力 (MPa)	数量 (台)	备注
1	天然气压缩机	5.8	2	排量 $7.8 \sim 8.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，转速 440r/min，功率 473kW
2	精滤器	5.8	2	容器净重 1394.32kg，设计温度 75°C ，介质容积 0.55m^3
3	出口分离器	6.0	1	容器净重 3089kg，设计温度 40°C ，介质容积 1.26m^3
4	井口分离器	0.4	1	容器净重 3089kg，设计温度 40°C ，介质容积 1.26m^3

②主要工艺流程

油田伴生气（ 0.25MPa ， 25°C ）进入压缩机进口分离器进行分离，分离后天然气约 4 万方气去旁边的燃气发电站，剩余天然气进入压缩机增压，增压至 $3.5 \text{MPa} \sim 3.8 \text{MPa}$ ，经空冷器冷却至 45°C 后进入压缩机出口分离器分离，分离出的气相注入乙二醇去气气换热器进行预冷，温度降至 $0 \sim 5^\circ\text{C}$ ，预冷后天然气先进入

一级低温分离器进行分离，分离出的气相注入乙二醇后去丙烷制冷橇，温度降至-15℃后，进入二级低温分离器进行气液分离，分出的天然气去气气换热器、气液换热器进行复热，复热后温度升为33℃~38℃后计量外输，外输压力2.3MPa~2.7MPa，经配气间后进入彩石克管网。一级低温分离器分出的烃液（0.4MPa、5℃）及二级低温分离器分出的烃液（0.4MPa、-15℃）混合后，进入液烃分离器进行分离，分离出的气相去压缩机进口分离器，油相进入埋地污油罐，水相进入天然气处理站的乙二醇再生装置进行再生。具体流程如下图所示。

图 3.5-7 陆梁集中处理站伴生气处理流程示意图

3) 污水处理系统

①处理规模

陆梁油田集中处理站采出水处理系统始建于2001年，原设计规模5000m³/d，采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。该站于2013年扩建至10000m³/d，2016年增设1座250m³反应罐，2019年作业区实施《陆梁油田采出水及注水系统扩建整体工程》，将陆梁集中处理站采出水处理能力由10000m³/d扩建至20000m³/d。目前实际日处理采出水量约18000m³/d，采出水处理合格后全部回注陆9等井区。

②主要生产设施

陆梁联合站污水处理系统主要装置见表3.5-22。

表 3.5-22 陆梁污水处理站主要装置一览表

序号	设备设施名称	数量
1	2000m ³ 新调储罐	1座
2	新反应提升泵 Q=280m ³ /h、H=45m	2台
3	2000m ³ 除油缓冲罐	1座
4	2000m ³ 老调储罐	2座
5	老反应提升泵 Q=280m ³ /h、H=45m	4台
6	300m ³ 反应罐	6座
7	1000m ³ 混凝沉降罐	2座
8	300m ³ 过滤缓冲罐	2座
9	60m ³ 污油罐	1座
10	新地下泵房反洗泵 Q=100m ³ /h、H=75m	2台
11	新地下泵房回收水泵 Q=100m ³ /h、H=30m	2台
12	新地下泵房回收污泥泵 Q=30m ³ /h、H=60m	2台
13	300m ³ 污泥沉降池	2座

14	1000m ³ 污泥沉降池	2 座
15	400m ³ 回收水池	2 座
16	次氯酸水罐、浓盐水罐、稀盐水罐、软化水罐、除垢罐、次氯酸钠罐	各 1 个
17	次氯酸泵 Q=3m ³ /h、H=50m	2 台
18	老过滤器 29.3m ³	6 台
19	新过滤器 29.3m ³	6 台

③主要工艺流程

污水处理工艺以新疆油田“离子调整旋流反应法处理技术”为基础，采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程，使出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

原油系统来水（T<50℃，含油量≤1000mg/L，悬浮物≤300mg/L）进入3座2000m³调储罐进行水量、水质调节，使得来水经初步沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证出水含油小于150mg/L，悬浮物含量小于150mg/L。污水经调储罐除油后经提升进入反应沉降单元。这一单元由6座250m³反应罐和2座1000m³混凝沉降罐组成，在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入3种药剂，污水经过化学反应后经1000m³混凝沉降罐沉降，再经两级过滤处理，净化水经投加次氯酸钠杀菌剂后直接进入注水泵进口用于油田注水。

图 3.5-8 陆梁集中处理站污水处理工艺流程图

（4）依托可行性分析

陆梁集中处理站依托系统能力平衡见表 3.5-23。

表 3.5-23 陆梁集中处理站依托系统能力平衡表

依托工程名称	设计处理能力	实际处理能力	剩余处理能力	本项目预测量	新增负荷	平衡情况
原油处理	70×10 ⁴ t/a	48.67×10 ⁴ t/a	21.31×10 ⁴ t/a	2.52×10 ⁴ t/a	11.83%	可满足
天然气处理	15×10 ⁴ Nm ³ /d	11×10 ⁴ m ³ /d	4×10 ⁴ m ³ /d	2194.8m ³ /d	5.49%	可满足
污水处理	2.0×10 ⁴ m ³ /d（最大处理能力 2.3×10 ⁴ m ³ /d）	1.89×10 ⁴ m ³ /d	4100m ³ /d	1122.08m ³ /d	27.3%	可满足

注：根据设计方案，联合站采出水处理系统有操作弹性，最大处理能力为23000m³/d，可以满足处理需求。

根据上表3.5-23，本项目新增原油、采出水和污水均能在陆梁集中处理站处

理，故依托可行。

3.5.9.2 陆梁注水站

陆梁油田注水站于2001年建成投产，与集中处理站合建。根据陆9井区地层需求，油区管网建成初期即采用分压注水，设16MPa和10MPa两套压力系统。设计总注水规模为4800m³/d，其中高压系统能力2400m³/d，次高压系统能力2400m³/d。高压注水系统负责陆9J₂X₄、陆22J₂X₄、陆22K₁h及陆9K₁h油藏部分注水井注水任务，注入水源采用净化水；次高压注水系统负责陆9K₁h油藏大部分注水井注水任务，注入水源采用清水。

2020年对高压系统进行了改造，新建Q=350m³/h H=1600m多级离心泵2台（1用1备），Q=42m³/h P=16MPa柱塞泵3台（2用1备），新建Q=43.5m³/h H=15.3m喂水泵2台（2用）高压系统改造后设计注水规模为10800m³/d。目前16MPa高压注水系统管辖150口注水井，运行现状为7230m³/d，剩余注水3570m³/d。次高压系统配注量12800m³/d，实注量7294m³/d，剩余注水5506m³/d。共有注水井122口，欠注井数32口，占总井数的17.2%。

本次老井转注9口井，单井最大注水量150m³/d，合计每天最大注水量为1350m³，陆梁注水站注水规模满足本项目注水量需求，依托可行。

3.5.9.3 危险废物贮存及处置

（1）危险废物贮存依托可行性分析

本项目危险废物暂存依托陆梁油田作业区污泥暂存池，该污泥暂存池包含在《陆梁污泥暂储池工程》中，该项目于2016年12月6日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅的批复，批复文号：新环函〔2016〕1853号，并通过了企业自主验收。事故状态下无法收集的含油污泥送至陆梁污泥暂存池暂存。污泥暂储池为一个92m×92m的正方形区域，池底采用下沉式设计，低于自然地表0.2m，四周设1.2m高围堰，池体有效总容积为10665m³，围堰南侧东西两端设置坡道，暂储池配备全覆盖式防雨篷布，池底及内壁均进行防渗处理；渗滤液收集池占地面积49m²，容积为233m³，收集池上设0.2m围堰和水泥顶盖，与暂储池有管道连接，用于收集池内雨水及渗滤液，围堰外的雨水通过地形坡度渗入地下或者挥发等途径自然排泄。

污泥暂储池及渗滤液收集池内壁及池底防渗结构自上而下共计采用5级防

渗层：220mm 厚 C30 混凝土面层；200mm 厚开挖土回填层（压实系数 0.93）；600g/m²，长丝无纺土工布层；2mm 厚 DPE 防渗膜（渗透系数 $\leq 10^{-12}$ cm/s）；原状土压实（压实系数 0.93，表面不得有尖锐突起物）。整体渗透系数小于 1.0×10^{-12} cm/s。同时渗滤液收集池上部加装水泥盖板，防止雨水及异物进入，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。

本项目事故状态下产生的含油污泥量较少，相对于污泥暂存池的有效总容积所占比例较小，且污泥暂存池的防渗措施及其相应的环保设施符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。因此，本工程可以依托陆梁污泥暂存池可行。

（2）危废废物处置依托可行性分析

博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块。2018 年克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司废弃物处置再生利用项目建于克拉玛依市白碱滩区，石油化工园区东南 7km，克拉玛依危险废物处置中心西侧 250m，石西公路东侧，厂区中心地理坐标***。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 100m³/d，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 300m³/d，并委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函〔2007〕28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函〔2010〕127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使

用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。2018年原新疆维吾尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司油田污泥污水处理项目升级改造固体废物污染防治设施项目》（新环函〔2018〕1182号）予以批复，2019年6月通过新疆维吾尔自治区生态环境厅验收（新环审〔2019〕67号）。博达废弃物处置再生利用项目设计处理能力为118.5万t/a（其中含油泥废液34万t/a、含油污泥30万t/a、干化油泥及废矿物油40.5万t/a、含油钻井废弃物10.5万t/a、废防渗膜及废树脂3.5万t/a），该项目于2018年原新疆维吾尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司废弃物处置再生利用项目》（新环函〔2018〕1447号）予以批复，2023年10月通过企业自主验收。

依托可行性分析：

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号6502040117），年处理能力118.5万t/a，实际处理量 35×10^4 t/a，留有 83.5×10^4 t/a的富余量。本项目28口采油井全部投产后预计油泥最大产生量为228.72t/a，占比较小，完全在博达公司的处理能力范围内。

3.5.9.4 陆梁油田生活垃圾填埋场

本项目钻井期生活垃圾经陆梁公寓收集后，运至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。

陆梁油田生活垃圾填埋场位于陆梁油田作业区公寓3.1km处，卫生填埋场占地面积21000m²，场址由北向南依次为三座容积各18000m³垃圾填埋池，总容积54000m³，服务年限为10年。

陆梁油田生活垃圾处理工程于2017年6月通过原塔城地区环境保护局审批，文号“塔地环字〔2017〕124号”。2017年7月开工建设，2017年9月工程完工，2018年9月通过环保竣工验收。

依托可行性分析：

本项目施工期生活垃圾量约为11.66t，产生量较少，陆梁油田生活垃圾处理工程可接收本项目钻井期生活垃圾，依托可行。

3.5.9.5 陆梁公寓生活污水一体化处理设施

（1）基本概况

陆梁公寓生活污水处理设施建于2002年，设计规模为168m³/d。污水处理流程为：生活污水→集水池→一体化污水处理装置→外排，该设施投产初期出水水质良好，后期由于装置腐蚀、污水泵堵塞、自动化程度低、管理不便等系列问题导致出水逐渐超标，因此作业区于2014年对该装置进行了提标改造，设计处理规模提升至350m³/d。一体化污水处理设施工艺流程见下图。

图 3.5-9 陆梁公寓生活污水一体化处理装置工艺流程图

(2) 环保手续

陆梁公寓生活污水一体化处理装置环保手续履行情况见表 3.5-24。

表 3.5-24 陆梁公寓生活污水处理环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复及时间	验收批复及时间
中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目	环审(2003)69号, 2003年2月25日	环验(2005)071号, 2005年8月16日

(3) 依托可行性分析

陆梁公寓生活污水一体化处理装置设计处理能力为350m³/d，目前实际处理量约为100m³/d，仍有较大的余量，本项目施工期生活污水产生量约为4.09m³/d，依托可行。

本项目与依托工程相对位置关系图见图 3.5-10。本项目污染物与依托工程去向关系图见图 3.5-11。

图 3.5-10 本项目与依托工程位置关系图

图 3.5-11 本项目污染物与依托工程去向关系图

3.6 现有工程开发回顾

3.6.1 井区开发现状

3.6.1.1 区块开发简况

2000年6月陆9井区首先发现了侏罗系西山窑组(J_{2x_4})油藏,后又相继发现西山窑组(J_{2x_1})、头屯河组(J_{2t})和白垩系呼图壁河组(K_1h_1 、 K_1h_2)油藏,2000年~2008年合计探明石油地质储量 1.05×10^8 t,2012年10月复算探明石油地质储量合计 6158.49×10^4 t,其中白垩系呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏探明石油地质储量 523.75×10^4 t,含油面积 7.82km^2 。

陆9井区呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 油藏2001年4月采用 $300\text{m}\times 425\text{m}$ 井距反九点面积注水井网投入开发,2010年以水平井开发方式进行了扩边调整,截至2022年10月,该油藏共有采油井65口,注水井23口,累积产油 167.81×10^4 t,采出程度32.04%,累积注水 $802.10\times 10^4\text{m}^3$,累积注采比0.90。采油井开井数61口,日产液2692t,日产油229t,综合含水率91.5%,采油速度1.23%;注水井开井数23口,日注水平 2244m^3 ,月注采比0.63。

陆9井区呼图壁河组 $K_1h_1^{3-1}$ 油藏于2002年4月投入开发,共经历3个开发阶段。其中开发初期在油藏中部采用 $300\text{m}\times 424\text{m}$ 反九点面积注水井网开发,部署实施开发井18口,其中采油井13口,注水井5口,油藏于2003年9月注水,期间在油藏西部有4口其它层位上返的短期试采井;2007至2013年相继以水平井开发方式进行扩边调整,共完钻7口水平井,2008至2011年期间实施了5口侧钻井;2016年在 $K_1h_1^{3-1}$ 油藏中部按直井方式实施加密调整,共新钻加密井19口(采油井17口,注水井2口),2017年至目前,由于部分低效采油井及问题注水井上返导致目前为不规则井网。截至2023年8月,油藏共有采油井32口,开井31口,日产液1156.9t,日产油92.7t,含水91.9%,采油速度0.84%,累积产油 53.7×10^4 t,采出程度26.6%;注水井13口,开井12口,日注水 1015m^3 ,累积注水 $365.5\times 10^4\text{m}^3$,累积注采比0.96。

截至2023年12月,陆9井区已建有采油井793口,日产液18968t/d,日产

油 1908t/d, 日产气 192237m³/d, 含水率 89%。

陆9井区现有工程情况详见表 3.6-1。

表 3.6-1 陆9井区现有工程组成表

序号	工程项目		建设内容
1	主体工程	钻井工程	已实施采油井 793 口, 日产液 18968t/d, 日产油 1908t/d, 日产气 192237m ³ /d, 含水率 89%。
		地面集输工程	已建有 64 座计量站, 单井采出液经单井出油管线输送至计量站, 计量后再通过集油管线集中密闭集输至陆梁处理站进行气液分离, 分离出的液在陆梁处理站处理, 分离出的气在陆梁伴生气处理站处理。
		原油处理	陆梁处理站设计处理能力为 120×10 ⁴ t/a, 目前原油处理量为 75×10 ⁴ t/a (包含玛东 2、夏盐 11 的 15×10 ⁴ t/a 油量)。
		原油稳定	石西集中处理站设计处理能力为 100×10 ⁴ t/a, 原油处理现状约为 45×10 ⁴ t/a。目前正在进行石西原油密闭处理与稳定改造工程, 稳定改造后处理站设计处理规模为 180×10 ⁴ t/a, 扩建后预计现状稳定油量约为 155×10 ⁴ t/a。
		伴生气处理	陆梁伴生气处理站设计能力 15 万方/天, 目前处理量约 8 万方。
		采出水处理	陆梁油田集中处理站采出水处理系统采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。设计处理能力为 20000m ³ /d, 现状处理能力约为 18000m ³ /d。
2	公用工程	供配电工程	井区内已建成 3 条 10kV 架空线路, 分别是陆井一线、陆井二线、陆井三线, 2021 年 3 条线路平均负荷分别为 1.88MW、1.33MW、1.72MW。
		道路工程	陆9井区有完善的油田路网。
3	环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放。
		废水	生产废水处理依托陆梁集中处理站污水处理系统处理, 达标后回注井区。
			生活污水依托陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处置, 设计处理能力为 350m ³ /d, 目前实际处理量约为 100m ³ /d, 仍有较大的余量。
		固废	落地油 100%回收; 油泥(砂)委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。
噪声	选用低噪声设备, 安装基础减振垫		

表 3.6-2 现有工程排放表

类型		类别	单位	现有工程污染物排放量	来源
废气	无组织	SO ₂	t/a	1.5629	《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目环境影响报告书》
		NO _x	t/a	20.01	
		VOCs	t/a	340.72	
		硫化氢	t/a	/	
废水		采出水	m ³ /a	10900	
		井下作业废水	m ³ /a	67.8	

固废	含油污泥	t/a	0
	井场事故状态下落地油	t/a	0
	废机油	t/a	0
	清管废渣	t/a	0
	废弃防渗膜	t/a	0

3.6.1.2 油藏地质简述

呼图壁河组地层为多套砂泥岩互层，砂体横向及垂向上变化较快，连续性较差。储层主要为细砂岩、中-细砂岩和中砂岩，岩石颗粒以岩屑为主，含量35%~61%，平均49.8%。各砂组储层物性变化不大，均为高孔、高渗储集层，其中，K₁h₁段储层平均孔隙度为26.15%，平均渗透率为124.8×10⁻³μm²，油层孔隙度24.5%~33.2%，平均为28.4%，渗透率(10.3~3870)×10⁻³μm²，平均为312.9×10⁻³μm²；K₁h₂段储层平均孔隙度为28.15%，平均渗透率为141.84×10⁻³μm²，油层孔隙度26.1%~34.1%，平均为30.12%，渗透率(10.4~5000)×10⁻³μm²，平均为522.9×10⁻³μm²。

呼图壁河组含油层系多，纵向跨度大，各油藏性质基本类似，多为有底水或边水的岩性构造或构造岩性油藏，且具有构造幅度低（小于14m）、单油层厚度薄（一般小于5m）、平面连续性差，各油层普遍发育边底水，油水分布关系复杂和“一砂一藏”等特点。

3.6.1.3 油气集输现状

陆9井区已建有采油井793口，日产液18968t/d，日产油1908t/d，日产气192237m³/d，含水率89%。大部分采用常温密闭集输二级布站工艺：单井→计量站→陆梁处理站。少数凝固点较高，含水较低的单井采用加热集输工艺。由于本次部署井周边建有8座计量配水站以及配套的集油，注水管线。计量站内建有12井式多通阀装置，计量分离装置。地面工程现状表见表6-1-1。通过已建集油、注水干支线输送至陆梁集中处理站。

表 3.6-3 计量配水站现状表

序号	计量配水站	多通阀	接入井油数（口）	剩余空头（口）	计量站压力（MPa）
1	陆9井区2号计量配水站	18井式三通阀管汇+11井式多通阀撬	27	2	0.93
2	陆9井区3号计量配水站	18井式三通阀管汇+2座9井式多通阀撬	36	0	1.1

3	陆9井区4号计量配水站	12井式多通阀管汇+11井式多通阀撬	32	1	0.75
4	陆9井区5号计量配水站	18井式三通阀×2+9井式多通阀	44	1	0.9
5	陆9井区6号计量配水站	18井式多通阀管汇+12井式多通阀管汇	30	0	0.79
6	陆9井区7号计量配水站	18井式三通阀管汇+9井式多通阀撬	27	0	0.72
7	陆9井区8号计量配水站	18井式三通阀管汇+2座9井式多通阀撬	36	0	0.83
8	陆9井区9号计量配水站	18井式三通阀管汇	17	1	0.86

3.6.1.4 注水系统现状

(1) 注水井

次高压系统配注量 12800m³/d，实注量 7294m³/d。共有注水井 122 口，欠注井数 32 口，占总井数的 17.2%。

高压系统管辖 150 口注水井，配注量 10800m³/d，实注量 7230m³/d。其中欠注井数 34 口，占总井数的 22.7%。

(2) 注水工艺

陆9井区已建注水井采用“单干管多井配水工艺”的注水工艺即陆梁注水站增压后的高压水通过注水干支线输送至配水撬通过撬内分水器向各注水单井进行配注。

(3) 注水管网

陆9井区已建有 2 套注水管网，分别为次高压 10MPa 管网和高压 16MPa 管网。次高压 10MPa 注水管网 2015 年建成投产。次高压系统注水管网注水干线规格均为 DN200 10MPa，支线规格均为 DN150 10MPa，材质均为塑料合金防腐蚀管。

高压 16MPa 管网建有 A、B、C、D、E 五条高压注水干线，2009 年产能建设中，高压注水系统扩建两条注水干线（G 线、H 线）。原高压系统 B 线上的 6#、6-1#、8#、8-1#、7#站及 A 线上的 13#、9#站改接到高压 G 线上；原高压系统 C 线上的 4#、2#、1#、1-1#站改接到高压 H 线上。用 13#、9#站注水支线将 A 线与 G 线连通，用 8#、8-1#站注水支线将 B 线与 G 线连通。注水干线规格为 DN100 16MPa，注水支线规格为 DN80 16MPa，材质均为塑料合金防腐蚀管。

图 3.6-1 注水系统管网图

(4) 配水间

陆 9 井区共有 77 座配水间及配水撬，多为 2001、2002 年建设，大多数配水间内均设高压、次高压两套配水管汇；2005 年以后产能建设过程中，根据注水井不同层位及位置分布，毗邻已建配水间扩建多座撬装式配水间。配水间现状见图 6.1-4。

图 3.6-2 配水间现状图

3.6.1.5 供配电现状

陆 9 井区属于陆梁 110kV 变电站供电范围，陆梁 110kV 变电站主变容量 $2\times 25\text{MVA}$ ，最大供电能力 45MW，承担着陆梁作业区生产及生活供电，陆梁油田用电负荷逐年增加，目前变电站最大容量已达 39.6MW，其中一二级负荷约 33.6MW，单台主变无法接带本站全部用电负荷的问题，若变电站主变因故障或检修等原因退出运行时，只能按照单台主变容量限负荷运行从而造成区域性停电，对陆梁油田生产造成了严重影响。陆梁 110kV 变电站已不能满足本次新增负荷供电需求，需对陆梁 110kV 变电站进行增容扩建，已组织开展扩建工作。

3.6.1.6 自动化现状

陆 9 井区陆 24 计量站已建 50m 通信塔，塔顶安装 5.8GHz 点对多点无线网桥汇聚基站（11 套），实现油区 360°覆盖；陆梁集中处理站已建 35m 通信塔，塔顶安装 5.8GHz 点对多点无线网桥汇聚基站（2 套），实现油区 360°覆盖；陆梁公寓已建 90m 通信塔，塔顶安装 5.8GHz 点对多点无线网桥汇聚基站（6 套），实现油区 360°覆盖；单套无线网桥—AP 汇聚设备最大接入终端数 64 个，天线增益满足传输距离不小于 20km。各汇聚基站均通过 5.8GHz 点对点无线网桥将数据传输至陆梁作业区公寓已建 SCADA 系统。现有基站覆盖范围能够满足本次新增单井数据接入需求。

陆梁油田作业区已建有数据采集与监视控制系统(即 SCADA 系统),采用“中心服务器+远程 PLC/RTU”的系统架构,实现了集油区采油井、计量站等主要工艺生产数据的实时采集、显示、报警、控制、报表打印及历史数据存储、分析等

功能，以及“远程监控，故障巡检”的自动化水平。目前，陆9井区自动化数据通过已建无线网桥传至陆梁作业区公寓已建 SCADA 系统实现集中管理。

3.6.2 现有工程环保手续情况

根据调查及资料统计，陆9井区已开展了环境影响评价工作，目前区块现有环评手续和验收情况见表 3.6-4。

表 3.6-4 项目环保手续履行情况表

序号	工程名称	主要建设内容	环评类别	环评批复机关、文号	项目实施情况	环保竣工验收批复机关、文号及时间
1	中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目环境影响报告书	新钻开发井 266 口（其中采油井 200 口，注水井 66 口），新建 24×8 井式采注计量站 12 座，采油井口装置 213 座，120×10 ⁴ t/a 原油处理系统和集输系统及配套设施。	报告书	环审（2003）69 号	油井总数 434 口（新钻井 415 口，老井利用 19 口），其中采油井 324 口、注水井 110 口。水源井 6 口，采注计量站 23 座，原油处理站 1 座，规模为 120 万 t/a，以及集输系统和配套设施。	2004 年 11 月 28 日通过原国家环保总局验收
2	关于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区环境影响后评价	/	后评价	自治区环保厅新环评价函（2011）1120 号	/	/
3	陆梁油田陆9井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程	部署开发井 126 口，其中新钻采油井 86 口，新钻注水井 40 口，均为直井，总钻井进尺 27.1×10 ⁴ m，新建产能 12.9×10 ⁴ t/a；新建直井采油井井口装置 86 座，新建 11 井式标准化计量站 6 座，新建 6 井式 16 兆帕自动恒流配水撬 9 座，新建井口管线 37km，集油支线 3km，注水单井管线 20km，注水支线 4.2km，简易	报告书	新环函（2016）627 号	已实施 33 口采油井、14 口注水井、1 座计量站、1 座配水撬以及配套工程。	截至 2023 年 5 月 25 日，已通过企业第四批自主验收

		砂石路 2.7km, 配套建设工艺管线、阀门及供配电等系统工程。				
4	中国石油新疆油田分公司陆梁油田陆9井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程	部署开发井 31 口, 新建产能 $2.16 \times 10^4 \text{t/a}$, 钻井总进尺 $2.8 \times 10^4 \text{m}$, 新建井口管线 7km, 集油支线 0.2km, 新建注水单井管线 1.3km, 注水支线 0.1km, 新建简易砂石路 0.5km, 配套建设供电、防腐、自动化等系统工程。	报告书	新环函 (2017) 215 号	新钻采油井 10, 注水井 3 口, 老井利用 16 口, 管线总长度 6.77km (其中集输管线 4.18km, 注水管线 2.59km), 新建计量站 1 座, 配水撬 1 座, 新建产能 $1.8 \times 10^4 \text{t/a}$	2018 年 12 月 15 日通过企业自主验收
5	陆梁油气田陆9井区侏罗系呼图壁组油藏 LUD9021 等 2 口注水井钻探项目	拟在陆9井区部署 2 口注水井, 井身均为直井	报告表	和环评函字 (2018) 45 号	新钻 2 口注水井 (LUD9021、LUD90128)	2020 年 12 月 25 日通过企业自主验收
6	陆梁油田作业区陆9井区呼图壁河组油藏补钻更新工程	拟在陆9井区部署 4 口采油井, 井区预计新建产能 $0.6 \times 10^4 \text{t/a}$, 配套建设油气集输管网、供配电工程	报告书	塔地环字 (2019) 52 号	实施采油井 4 口, 敷设各类管线 1.3km, 配套架收纳盒供电、消防、仪表自动化等公辅工程。建成产能 $0.6 \times 10^4 \text{t/a}$	2021 年 2 月 2 日通过企业自主验收
7	陆9井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发建设工程项目	本项目新建采油井场 5 座 (LUHW2532、LUHW2744、LUHW2745、LUHW2442 和 LUHW1341), 扩建现有 17-1#计量站和 10#计量站(增加 8 井式多通阀 2 座), 新建 DN50 PN2.5MPa 单井出油管线 2.4km 和 DN100PN3.5MPa 集油支线 0.2km,	报告书	塔地环字 (2022) 147 号	主要新钻 3 口采油井 (LUHW2532、LUHW2744、LUHW2442), 新建 3 座采油井口装置, 单井出油管线 2.07km, 扩建 17-1#计量站, 并配套建设电气、仪表自动化、通信等工程。	2023 年 11 月 23 日通过企业第一批自主验收

		并配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建产能原油最大产能 $0.93 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气最大产能 $74.4 \times 10^4 \text{m}^3 \text{a}$ 。				
8	陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密、调整试验地面工程	<p>本项目计划在陆9井区共部署12口采油井，13口注水井，其中11口采油井为新钻井，1口采油井为补钻井，2口注水井为补钻井，11口注水井为老井转注水井。新建产能$1.17 \times 10^4 \text{t/a}$、产气$43.46 \times 10^4 \text{m}^3 \text{a}$，单井注水量$84 \text{m}^3 \text{d} \sim 140 \text{m}^3 \text{d}$。在陆梁集中处理站高压注水系统处新建1座$140 \text{m}^3 \text{h}$注水泵撬，在5号计量配水站新建1座6井式配水撬；新建1座计量站；新建采油管线5.6km，新建注水管线7.88km，新建采油井井口装置12座；新建注水井井口装置13座，配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。</p>	报告书	塔地环审(2024)46号	正在建设	/

注：本项目9口老井转注属于“中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目环境影响报告书”中的内容。

3.6.3 现有工程环境影响回顾

3.6.3.1 已完钻井环境影响回顾

(1) 废气

根据《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目（第一批）

竣工环境保护验收调查报告》(2023年11月)、《陆梁油田作业区(2023年第四季度环境自行监测)报告》(2023年10月)和《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程(第二批)竣工环境保护验收调查报告》(2024年10月),陆9井区、计量站、陆梁集中处理站运营期大气污染源主要为无组织排放源,井场、站场厂界无组织非甲烷总烃最大排放浓度,符合《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,无组织硫化氢最大排放浓度符合《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)表1二级标准要求。具体检测结果见表3.6-5~表3.6-7。

表 3.6-5 无组织非甲烷总烃监测结果 单位: mg/m³

监测点位		监测结果				最大值	标准限值	达标情况
		第一次	第二次	第三次	第四次			
LUHW 2744 井	2023. 11.17	G1	0.37	0.33	0.35	0.35	4.0	达标
		G2	0.50	0.54	0.52	0.55		达标
		G3	0.53	0.50	0.49	0.49		达标
		G4	0.60	0.60	0.60	0.62		达标
	2023. 11.18	G1	0.54	0.54	0.56	0.56		达标
		G2	0.56	0.61	0.64	0.57		达标
		G3	0.59	0.60	0.57	0.60		达标
		G4	0.60	0.57	0.67	0.56		达标
LUHW 2532 井	2023. 11.17	G5	0.46	0.46	0.47	0.48	4.0	达标
		G6	0.65	0.62	0.60	0.54		达标
		G7	0.56	0.54	0.56	0.54		达标
		G8	0.55	0.52	0.52	0.54		达标
	2023. 11.18	G5	0.47	0.51	0.57	0.59		达标
		G6	0.65	0.62	0.60	0.54		达标
		G7	0.56	0.54	0.56	0.54		达标
		G8	0.55	0.52	0.52	0.54		达标
LUHW 2442 井	2023. 11.17	G9	0.45	0.47	0.48	0.49	4.0	达标
		G10	0.68	0.70	0.71	0.73		达标
		G11	0.67	0.66	0.69	0.76		达标
		G12	0.79	0.68	0.49	0.51		达标
	2023. 11.18	G9	0.58	0.58	0.58	0.63		达标
		G10	0.57	0.57	0.61	0.62		达标
		G11	0.63	0.63	0.60	0.60		达标
		G12	0.62	0.57	0.59	0.62		达标
10 号计 量站	2023. 11.17	G13	0.56	0.47	0.48	0.47	4.0	达标
		G14	0.56	0.54	0.56	0.56		达标
		G15	0.58	0.60	0.55	0.56		达标
		G16	0.56	0.55	0.52	0.50		达标

	2023.11.18	G13	0.57	0.54	0.55	0.54	0.57	4.0	达标
		G14	0.59	0.58	0.54	0.58	0.58		达标
		G15	0.60	0.61	0.59	0.65	0.65		达标
		G16	0.64	0.56	0.55	0.56	0.64		达标
17-1# 计量站	2023.11.17	G17	0.50	0.48	0.47	0.47	0.50	4.0	达标
		G18	0.64	0.68	0.64	0.69	0.69		达标
		G19	0.70	0.70	0.72	0.70	0.72		达标
		G20	0.68	0.61	0.62	0.56	0.68		达标
	2023.11.18	G17	0.60	0.60	0.57	0.58	0.60		达标
		G18	0.58	0.56	0.57	0.51	0.58		达标
		G19	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55		达标
		G20	0.57	0.59	0.61	0.61	0.61		达标
陆梁集中处理站	2023.10.10	4#	0.21	0.20	0.21	0.21	0.21	4.0	达标
		2#	0.36	0.37	0.36	0.39	0.39		达标
		3#	0.44	0.43	0.47	0.46	0.47		达标
		5#	0.26	0.28	0.24	0.24	0.28		达标

表 3.6-6 无组织硫化氢监测结果 单位: mg/m³

监测点位		监测结果				最大值	标准限值	达标情况	
		第一次	第二次	第三次	第四次				
LUHW 2744 井	2023.11.17	G1	ND	ND	ND	ND	0.06	达标	
		G2	ND	0.005	ND	ND		0.005	达标
		G3	ND	ND	ND	ND		ND	达标
		G4	ND	ND	ND	ND		ND	达标
	2023.11.18	G1	ND	ND	ND	ND		ND	达标
		G2	ND	ND	ND	ND		ND	达标
		G3	0.005	ND	0.005	ND		0.005	达标
		G4	ND	ND	ND	0.005		0.005	达标
LUHW 2532 井	2023.11.17	G5	ND	ND	ND	ND	0.06	达标	
		G6	ND	ND	ND	ND		ND	达标
		G7	ND	ND	ND	0.005		0.005	达标
		G8	ND	ND	ND	ND		ND	达标
	2023.11.18	G5	ND	ND	ND	ND		ND	达标
		G6	ND	ND	ND	0.005		0.005	达标
		G7	0.005	ND	0.005	ND		0.005	达标
		G8	ND	ND	ND	ND		ND	达标
LUHW 2442 井	2023.11.17	G9	ND	ND	ND	ND	0.06	达标	
		G10	ND	ND	0.005	ND		0.005	达标
		G11	ND	ND	ND	0.005		0.005	达标
		G12	ND	ND	ND	ND		ND	达标
	2023.11.18	G9	ND	ND	ND	ND		ND	达标
		G10	ND	ND	ND	ND		ND	达标
		G11	ND	ND	0.005	0.005		0.005	达标

		G12	ND	ND	ND	ND	ND		达标
10号计量站	2023.11.17	G13	ND	ND	ND	ND	ND	0.06	达标
		G14	ND	ND	ND	0.005	0.005		达标
		G15	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G16	ND	0.005	0.005	ND	0.005		达标
	2023.11.18	G13	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G14	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G15	ND	0.005	0.005	ND	0.005		达标
		G16	0.005	ND	ND	ND	0.005		达标
17-1#计量站	2023.11.17	G17	ND	ND	ND	ND	ND	0.06	达标
		G18	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G19	ND	0.005	ND	ND	0.005		达标
		G20	ND	ND	ND	ND	ND		达标
	2023.11.18	G17	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G18	ND	ND	ND	0.005	0.005		达标
		G19	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G20	0.005	0.005	ND	ND	0.005		达标

表 3.6-7 硫化氢无组织监测结果一览表 单位: mg/m³

监测井号	监测时间	监测点位	浓度范围	标准限值	达标情况
陆梁集中处理站	2024.7.19	5#上风向厂界外	ND	0.06	达标
		6#下风向厂界外	ND		达标
		7#下风向厂界外	ND		达标
		8#下风向厂界外	ND		达标
	2024.7.19	5#上风向厂界外	ND		达标
		6#下风向厂界外	ND		达标
		7#下风向厂界外	ND		达标
		8#下风向厂界外	ND		达标

(2) 废水

陆9井区井下作业废水依托陆梁集中处理站污水处理系统进行处理,处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后用于回注油藏。本次评价引用陆梁集中处理站日常监测数据进行达标分析。

表 3.6-8 陆梁集中处理站污水处理系统排口水质监测数据一览表

监测点位	监测时间	监测结果 (mg/L, pH 值无量纲)	
		悬浮固体含量	含油量
采出水处理系统总排口	2022年1月1日	8.0	4.45
	2022年1月2日	8.0	4.52
	2022年1月3日	8.0	2.47
	2022年1月4日	8.0	2.96
	标准限值	≤15	≤10

	判定	达标	达标
--	----	----	----

监测结果表明：陆梁集中处理站污水处理系统回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。

（3）噪声

生产运营期声噪声源主要来自井场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声。根据《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2023年11月）和《陆梁油田作业区（2023年第四季度环境自行监测）报告》（2023年10月），陆9井区井场和站场厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

陆9井区井场场界噪声监测结果见表3.6-9、表3.6-10。

表3.6-9 噪声监测结果汇总表 单位：dB（A）

监测点位		2023年11月17日-11月18日		2023年11月18日-11月19日	
		昼间	夜间	昼间	夜间
LUHW2744井	Z1	43	41	42	40
	Z2	42	40	43	41
	Z3	42	41	42	39
	Z4	41	39	42	40
LUHW2532井	Z5	44	42	43	41
	Z6	41	40	43	40
	Z7	44	41	42	40
	Z8	42	40	41	39
LUHW2442井	Z9	41	39	42	40
	Z10	43	42	44	42
	Z11	42	40	43	41
10号计量站	Z12	42	41	42	40
	Z13	40	39	41	39
	Z14	42	40	43	41
	Z15	41	39	42	40
17-1#计量站	Z16	42	41	42	41
	Z17	43	41	42	40
	Z18	42	40	43	41
	Z19	42	41	43	42
	Z20	43	41	44	42
标准限值		60	50	60	50
达标情况		达标	达标	达标	达标

表3.6-10 噪声监测结果一览表 单位：dB(A)

监测点	时间	厂界噪声	评价标	结果
-----	----	------	-----	----

位		东	南	西	北	准		
陆梁集中处理站	2023.10.10	昼间	48.1	44.4	49.8	48.1	60	达标
		夜间	45.0	40.2	47.1	43.1	50	达标

(4) 土壤环境

根据《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2023年11月），井场周边土壤监测结果符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。具体检测数据见表3.6-11。

表3.6-11 土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg

监测因子		汞	砷	铜	铅	镍	镉	六价铬	石油烃	pH	挥发酚
LUHW2744	T1	0.168	6.69	23	3.3	8	0.36	ND	12	8.40	ND
	T2	0.179	4.36	21	4.1	7	0.14	0.5	16	8.34	ND
LUHW2532	T3	0.186	5.14	17	3.5	6	0.22	ND	12	8.27	ND
	T4	0.192	7.36	16	3.2	8	0.24	ND	11	8.32	ND
LUHW2442	T5	0.093	5.96	16	3.1	8	0.17	ND	12	8.35	ND
	T6	0.094	4.68	14	3.6	11	0.13	ND	10	8.22	ND
陆9井区10#计量站	T7	0.174	6.16	17	2.4	9	0.19	0.6	11	8.25	ND
	T8	0.174	5.70	18	4.7	11	0.19	ND	12	8.27	ND
陆9井区17-1#计量站	T9	0.175	6.04	11	4.7	10	0.10	ND	13	8.33	ND
	T10	0.184	5.18	22	1.0	17	0.19	ND	11	8.36	ND
标准限值		38	60	18000	800	900	65	5.7	4500	/	/
达标情况		达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	/	/

(5) 固体废物

固体废物主要为清罐底泥、含油污泥、落地原油、生活垃圾。对照《国家危险废物目录（2021年）》和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采（生态环境部公告2021年第74号）》文件，清罐底泥、含油污泥和落地原油属于HW08类危险废物，交由具有相应资质的单位进行回收、处置；运营期间作业区工作人员食宿会产生生活垃圾，生活垃圾经陆梁公寓集中收集后，运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行处理。

(6) 环境风险

根据现场调查及资料查阅，陆9井区采油井生产过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，做好固井质量等技术，严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查，该井区未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

（7）生态环境

项目井区勘探、生产运行过程生态影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。根据现场调查，井区内临时占地范围已进行了清理、平整，做到工完料净场地清，井场周围临时占地范围播撒的草籽等植被正在恢复中，永久占地范围已进行了硬化，对生态环境没有造成不良影响。

1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及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天然植被产生一定的不利影响。陆9井区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。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。

油田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地主要为集中计量站、井场和巡检道路等，井场、道路地面已经过硬化压实。永久占地植被损失均按照征地协议进行了经济补偿。

图 3.6-3 井场、计量站永久占地地面硬化情况

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。陆9井区属

干旱区域，极端的干旱和强烈蒸发，项目区柽柳等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖雨水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

图 3.6-4 陆9井区周边植被的现状

b.道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度的进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.6-5 陆9井区现有道路和管线周边恢复效果

2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入运营期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

根据《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》（2024年10月），陆9井区有鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐及猛禽中的黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼等国家二类保护动物，同时属于自治区二类保护动物。调查发现，项目施工期机械噪声、施工扬尘以及钻井工作人员的活动，对区域野生保护动物生活环境造成了一定干扰；随着项目施工结束和进入运行期，人为影响程度逐渐减弱，部分动物又返回原有区域生存。建设方在施工期及运行期能按照环评提出的要求，没有发生捕杀野生动物的现象。

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

3) 生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被；管线和道路施工期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢；环评及环评批复提出的生态保护要求基本

得到落实。

图 3.6-6 陆9井区生态保护措施实施情况

(8) 水土流失与水土保持

整个工程水土流失的影响主要为对占地的扰动，使松散的土壤失去赖以附着的基础，一旦遇大风，易发生风蚀；采取避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响，造成水土流失；施工结束后对场地进行清理、平整并压实。通过加强施工期管理，加速建设进度，优化施工组织，缩短施工时间，避免在大风天气作业，施工结束后对场地进行清理、平整并压实，避免水土流失影响。

(9) 排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》的要求，本次运营期交由陆梁油田作业区进行管理。新疆油田分公司陆梁油田作业区陆梁集中处理站排污许可证情况见表 3.6-12。

表 3.6-12 新疆油田分公司陆梁油田作业区陆梁集中处理站排污许可证情况

单位名称	生产经营场所	排污许可证编号	有效期限	管理类别
新疆油田分公司 陆梁油田作业区 陆梁集中处理站	塔城地区和 布克赛尔蒙 古自治县	91650200715597998M056Q	2023.11.10-2028.11.9	简化 管理

(10) 突发环境事件应急预案

中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得塔城地区生态环境局的备案，备案编号为 654200-2022-024-M。

3.6.3.2 在建工程环境影响回顾

根据《陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密、调整试验地面工程环境影响报告书》（塔地环审〔2024〕46号），陆9井区呼图壁河组部署采油井12口，13口注水井，西南侧与陆11井区、东南侧与陆22井区相邻，新建产能 1.17×10^4 t。钻井总进尺17940m，均为定向井，井身结构均为二开。

钻试过程中应严格按照环评报告和批复中的要求执行，本次评价引用相关环境影响报告中的结论进行环境影响分析。

(1) 废气

废气排放主要是施工扬尘及柴油机组燃烧废气，属于阶段性局部污染，随着

工程结束,其影响也相应消失,施工期间产生的废气对项目区大气环境影响较小。

(2) 废水

施工期钻井井场不单独设置生活营地,依托陆梁生活公寓,生活污水直接排入陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处理,达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表1、表2标准和《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)表4二级标准后,夏季用于生活区绿化,冬季排入储水池。试压废水循环利用,用于施工现场降尘。经过现场调查,井场未发生废水乱排现象。

(3) 噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机、泥浆泵等的噪声,加强设备维护及保养,在设备底部进行基础减振处理,施工工程结束后噪声对周围环境影响随即消失。

(4) 固体废物

钻井过程中产生的固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、土方。

钻井采用泥浆不落地系统工艺,分离后的液相循环使用,钻井结束后钻井液由专业回收单位回收,送至下个井场用于新钻井液的配置,不外排。钻井岩屑进入岩屑储罐内,经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》

(DB65/T3997-2017)中的综合利用污染物限值,委托岩屑处置单位综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置,直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用限值后综合利用;生活垃圾集中排入垃圾箱,由陆梁公寓集中收集后,统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场;挖方量再利用,无弃土。工程产生的固体废物均得到合理处置,固体废物对当地环境影响很小。

(5) 环境风险

钻井过程中做好风险防范工作,严格落实风险防范措施,做好突发环境应急预案的修订、评估和演练,加大对环境风险排查力度,对环境污染隐患做到及早发现、及时处理。

在落实风险防范措施、应急预案后,其发生事故的概率较低,其环境危害也是较小的,环境风险水平是可以接受的。

(6) 生态

项目用地面积按实际征地面积划定，未超过规定面积。施工车辆严格按照规定路线行驶，未发生随意开道，碾压植被、扰动土壤的情况，施工结束后应对施工场地进行平整，以便自然恢复。

3.6.4 项目所在区域存在环境问题及“以新带老”改进意见

(1) 存在的环境问题

①根据现场踏勘结果，井区部分井场遗留有废弃物和停止使用的生产设施，未按规定封井，已关停的场站未拆除相关设施。

②集中处理站及其事故池周边地表裸露、路面尚未硬化，车辆碾压加剧了土壤扰动及风蚀影响。

③陆梁集中处理站含油污泥暂存池未采取遮盖措施，池内少量污泥露天堆放，不符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

④危废标识牌不符合《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）。作业区危废暂存点均设置了识别标志，但危险废物识别标志未按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）进行更新，未设置二维码，危险废物标签、贮存设施还存在危险废物信息不完善、负责人及联系方式未明确等问题。

⑤运营期监测计划不符合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）相关要求。

(2) 整改措施

①参照《矿山生态环境保护与恢复治理方案编制导则》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求，制定完善的油区生态环境保护和恢复治理方案并严格落实。

②加强道路硬化措施，减少风蚀影响。

③清理现有污泥池，已组织编制《陆梁油田作业区污泥暂储池改造工程方案设计》，并新建1座标准化污泥暂存场。

④按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）更新危险废物标识牌，并设置二维码，完善、负责人及联系方式。

⑤补充噪声监测计划，土壤监测计划补充转油站、集中拉油站、单井拉油点、管线截断阀室等场所；生活污水排放口应进行监测流量，更正监测频次。

3.7 工程分析

3.7.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

3.7.1.1 施工期

(1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道施工作业带宽度约12m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧2m~3m内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，可逐步恢复原有使用功能。

(2) 破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有NO_x等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

(3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

(4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，属于项目区属于II2天山北坡

诸小河流域重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.7.1.2 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.7.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.7.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.7.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、修井、井场、管线建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（井场、管线、计量站/配水站）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井、修井过程排放的污染物质导致的环境污染。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。

3.7.2.2 运营期

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。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

3.7.2.3 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。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。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 3.7-1；主要污染源构成见表 3.7-1。

表 3.7-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井、储层改造工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	钻井废水、射孔液	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	钻井岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
修井工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	试压废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油平台、站场建设、管线施工	施工扬尘、车辆尾	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水、施工生产废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油、油气集输	采出水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	废润滑油、落地油、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

图 3.7-1 本项目工艺流程及产污节点图

3.7.3 施工期主要施工工艺及产污环节

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、修井工程、储层改造工程、管线等地面工程。根据建设单位提供资料，老井转注主要为修井作业。

3.7.3.1 钻前工程

钻前准备工作中，在预选井位前首先根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来进行平整井场，修建进场道路，进行设备基础施工（包括钻井、井架、钻井泵等基础设备），其次是搬运钻井设备及安装。

本次开发部署区域位于老区，区内建有比较完善的油田路网，交通便利，依托性较好。本次无需新建道路，巡井道路可依托已建道路。

3.7.3.2 钻井工程

本项目新钻采油井 28 口。

钻井工艺主要包括：钻进、录井、测井、固井和完井。钻井过程中产生的污染物主要有施工扬尘、车辆设备尾气、柴油机废气、钻井废水、射孔液、试压废

水、生活废水、生活垃圾、钻井岩屑、废防渗膜、建筑垃圾等。

(1) 钻进

一开钻进为保证井身质量，刚开钻时钻压 10kN~20kN，以后逐渐增加钻压，其原则为不超过钻铤浮重的 80%。每钻完一根单根洗井 2min~3min，上下划眼 2 次修好井壁再接单根，提钻时抓好灌钻井液工作，确保井内压力平衡。做到早开泵、晚停泵，接单根要迅速，防止堵水眼憋泵。钻进中必须开动振动筛、除砂器，控制固相含量，防止坍塌和沉砂。表层容易漏失、垮塌和发生窜槽，钻进过程中要求平稳操作，缓慢开泵，及时灌好钻井液。

二开前对套管以及井口装置进行试压，试压合格后方可钻水泥塞，钻套管附件时，钻压 20kN~40kN，转速 60r/min，以防下部套管脱落；二开第一只钻头前 50m 用小于 50kN 钻压钻进，待新井眼形成后再加至设计钻压钻进。

(2) 录井

二开及以后各开次下套管（含尾管）前，应换装与套管尺寸匹配的半封闸板。下套管、注水泥过程中，钻井队、录井队安排专人坐岗，观察并记录灌入、返出量，及时发现井漏、井涌及其他异常情况。

(3) 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

- 1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环再电测。
- 2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，立即实施剪断电缆。
- 3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

(4) 固井

1) $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管

①采用 G 级水泥双胶塞固井；下套管前采用原钻具或带扶正器通井，确保畅通无阻卡、洗净井底沉砂后提钻下套管。

②下完表层套管后要循环洗井、找正并固定好井口后再固井；注水泥前注入 2m^3 清水作隔离液。

③现场注水泥施工要连续进行，套管外水泥浆应返出地面。

④注水泥时，要随时观察井口钻井液返出情况，若发生井漏，水泥浆未返至

地面，井口应打水泥帽子至地面。注水泥结束后候凝 24h 后进行固井质量检测，再动井口。

2) $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管

①采用（超低密度+低密度）双凝双密度水泥浆体系常规固井。

②为确保完井固井正常施工和固井质量，电测完后根据实际完钻钻井液密度和使用的水泥浆密度，要求稳压 15min 以上，压降不大于 0.5MPa。大排量洗井要求按照固井最大排量循环 15min，无井漏，井口液面稳定可见为准；

③下套管前换 $\Phi 139.7\text{mm}$ 防喷器芯子并按照井口装置试压要求试压合格，提前做好防喷单根和循环洗井接头。下完套管后要循环洗井，循环洗井不少于 2 个循环周；

④采用过渡灌注水泥，水泥浆密度允许偏差范围 $\pm 0.02\text{g/cm}^3$ ，采用流变学注水泥方法进行固井施工，注水泥施工连续进行，水泥浆返至地面。

⑤固完井候凝 48h 后进行固井质量检测，再进行套管内试压。

(5) 完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式采用 $\Phi 245\text{mm} \times \Phi 140\text{mm} \times 21\text{MPa}$ 正规套管固井完井。

1) 完井要求：保持钻井井场面积，井场内平整无杂物及材料，以井口为中心， $30\text{m} \times 30\text{m}$ 范围内井场水平度高差 $\leq 10\text{cm}$ ；天然气井、评价井及油气生产单位有特殊要求的井应保留方（圆）井，井壁完整，井底清洁；井场及周边环境保护符合安全环保法规要求。

2) 完井井口要求：交接的采油（气）井口装置附属附件齐全完好、各类标识应清晰，安装后井口装置表面无明显掉漆并留好影像资料；套管头、油管头、采油（气）树严格按《钻井工程设计》《采油工艺方案》的型号及压力级别安装，各附件配备齐全；天然气井、评价井及接收单位有特殊要求的，按照要求执行。未安装采油（气）树的井口应加装井口保护装置，并注明建设方和井号标志；其余井口装置按照《SY/T 5678-2017 钻完井交接验收规则》执行；冬季交接应做好井口及井筒防冻工作。

钻井工程作业流程见图 3.7-2 所示。

图 3.7-2 钻井工艺及产污节点图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相（水基岩屑）收集于储罐内，直接委托岩屑公司处置。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a. 钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）收集于储罐内；

b. 初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。工艺流程图见图 3.7-3。

图 3.7-3 泥浆不落地工艺流程图

3.7.3.3 修井工艺流程

本项目 9 口注水井老井利用，对老井无需新钻井，需进行修井，其修井工艺流程见图 3.7-4。

图 3.7-4 修井工艺流程图

（1）校井口：将修井设备搬家至注水井场，接井，立架子，井场标准化布置，填井口；

（2）试压：注水净水试压，试吸收性以及井控装置试压，安装 SFZ16.5-35 手动单闸板防喷器，紧固平整所有螺栓，配下 $\Phi 115\text{mm}$ 双皮碗封隔器，对防喷器、防喷管线及放喷阀试压 10MPa；

（3）提结构：提单管，检查全井油管是否完好，喇叭口是否被堵死，是否存在偏磨、结蜡或结垢；

（4）探井底、通井：探砂面深度，检查油管及通井是否完好；

(5) 试压、下结构：注水净水对上部套管试压，下入油管，以油管传输射孔，注水净水试吸收性是否合格；

(6) 完井：架子、收尾，完善井口流程，打扫井场卫生、交井完修。

3.7.3.4 储层改造工程

油层改造工程一般在采油井投产前进行。根据建设单位提供资料，陆9井区呼图壁组油藏属高孔、高渗储集层，射孔后直接转机抽生产，因此，本项目储层改造主要为射孔工艺，不涉及压裂和酸化工艺。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目37口井均进行射孔作业。本项目采油井采用SDP-89射孔枪，注水井采用YD-89型射孔弹；相位角60°；孔密16孔/m，螺旋布孔。

3.7.3.5 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、计量站（配水站）建设、设备安装、管线敷设等内容。

(1) 井场、计量站建设

拟建项目新建井场、计量站地面拟全部采用素土压实。

(2) 井口设备安装

本工程新建水平井采油井场28座，其中19座采用30~80m³的防腐防垢变频潜油电泵机组，配套电机功率27kW，8座采用8型节能抽油机，配套电机功率18.5kW，1座采用10型抽油机，配套电机22kW，井口均设置保温盒保温，保温盒内设0.25kW防爆电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌，采油井口采用标准化设计通集20141。

部署老井转注（注水井）9口，最大注入压力为12MPa。

采油井安装井口装置、抽油机及配套电机等。主要工程活动包括抽油机基础施工、抽油机安装、电加热设备等安装。

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓。

注水井井口安装DN50 25MPa采油树即可。

(3) 管线敷设

集输工程建设工艺流程及产污环节详见图 3.7-5。

图 3.7-5 集输工程建设工艺流程及产污环节示意图

①场地平整

管线工程施工首先进行施工放线，现场施工放线确定路由后，即进行施工作业带线路的清理，对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植物等进行清点造册。

清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的低洼地段应排水填平。施工完毕之后，要注意施工作业带的恢复工作，使土地恢复原有状态。

②管沟开挖

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖锐物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程新建单井出油管道采用DN50 2.5MPa塑料合金防腐复合管，长度10.33km，管线埋深-1.70m。新建集油支线及干线均采用DN150 2.5MPa塑料合金防腐复合管，长度合计5.7km，管道均保温埋地敷设，保温层采用30mm厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用2mm厚聚乙烯胶粘带，管线埋深-1.90m。本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路及路政部门要求顶管穿越路段采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

新建单井注水管道选 DN50 16MPa 塑料合金防腐复合管，长度 4.52km，埋地不保温敷设，管线埋深-1.80m。新建单井注水支线选 DN100 16MPa 塑料合金防腐复合管，长度 1.77km，埋地不保温敷设，管线埋深-2.0m。新建单井注水干线选 DN150 16MPa 塑料合金防腐复合管，长度 2.12km 埋地不保温敷设，管线埋深-2.0m。本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路面（通车量大）的公路采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护。

④试压回填

管道回填时，先用细土回填 50cm，再用其他土回填并夯实，原有熟土最后恢复。回填土中不得有坚硬土石、垃圾、腐殖质等，管道两侧及管顶 0.5m 内的回填土，不得含有碎石砖块等杂物，且不得用灰土回填，距管顶 0.5m 上的回填土中的石块不得多于 10%，直径不得大于 0.1m，且均匀分布。主管道警示带敷设前应将敷设面压实，并平整地敷设于管道顶正上方 0.5m，且不得敷设于路基和路面里。

⑤场地恢复

施工结束后，进行生态恢复，及时清除施工垃圾，对施工现场进行回填平整，尽可能覆土压实，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，以减少风蚀量。

(5) 输配电工程施工

架空输电线路施工主要为：塔坑开挖前，先进行定位，确定位置后采用机械及人工辅助开挖。开挖后将杆塔采用流动式起重机组立，导线放线方法是将导线沿电杆根部放开后，再将导线吊上电杆。

3.7.3.6 产污环节分析

(1) 废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆废气及钻井时柴油机排放的废气。

施工扬尘主要产生于管线施工、井场施工以及施工机械及运输车辆往来；施工车辆废气主要为施工过程中各类车辆尾气；钻井时柴油机排放的废气、钻井柴油发动机废气。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、废射孔液、管道试压废水。

钻井废水循环使用；射孔作业过程产生的废液；管道试压废水是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生废水。

(3) 噪声

施工噪声为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

(4) 固废

施工期产生的固体废物主要有钻井固废（钻井岩屑）、机械设备废油、废防渗膜、施工土方、建筑垃圾和生活垃圾等固废。

钻井固废主要为钻井过程中产生的钻井岩屑；落地油主要产生于试油等井下作业过程中，会有少量原油散落井场；其他固废主要是产生于钻井、试油、射孔等作业过程中，主要有废防渗膜、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的机械设备废油；管道敷设开挖产生的施工土方，施工人员生活垃圾主要是施工现场人员产生的生活垃圾。

3.7.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有采油、油气集输及处理、注水、井下作业等作业过程。

3.7.4.1 采油

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。本区块开井后直接转抽生产。

3.7.4.2 油气集输及处理

本项目运营期油气集输采用密闭集输工艺，根据对陆9井区已建集输系统现状的分析，结合新建采油井部署位置，新建28口采油井采用二级布站输送工艺，即：井口→计量站→陆梁集中处理站的布站方式，采用不加热集输工艺。

本项目油气集输工艺见图3.7-6。

图 3.7-6 集输工艺流程图

3.7.4.3 回注工艺

本项目运营期注水工艺流程描述如下：陆梁注水站的水管输至计量配水间，来水经过单井注水管道注入井口，注水井口设保温盒，保温盒内单井注水管道设止回阀，防止高压水倒流。本项目注水工艺见图3.7-7。

图 3.7-7 注水工艺流程图

3.7.4.4 井下作业

井下作业主要包括维护性作业和措施性作业。

维护性作业主要以井下故障维修和产能恢复为目的，从而恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

措施性作业主要包括压裂作业、改造、修井、洗井等，其主要作业环节基本相同，污染物主要为起管柱过程散落的少量落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及洗井环节产生的洗井废水。

呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ 渗透率平均 1801.9mD，为高孔、高渗储集层，无需进行压裂作业。

3.7.4.5 产污环节分析

(1) 废气

本项目运营期产生大气污染物的主要环节为油气集输处理过程中挥发的无组织烃类气体和温室气体。

(2) 废水

本项目运营期产生废水的主要环节为采出液在中心井场内进行油气水分离而产生的油田采出水、井下作业过程中产生的井下作业废水、洗井液。

(3) 噪声

项目运营期噪声主要来自井场和井下作业设备的各类机泵等。

(4) 固废

本项目运营期产生的固体废物主要包括生产过程中产生的危险废物；其中危险废物主要来自井下作业时产生的落地油、废防渗膜和含油污泥、各类机械设备更换下来的废润滑油及其清管废渣。

3.7.5 退役期主要工艺过程及产污环节

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。

3.7.5.1 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

(1) 封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地

层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

(2) 封井用水泥的选用和配制，应按《常规修井作业规程第 14 部分注塞、钻塞》(SY/T 5587.14-2013) 的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

(3) 低压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内，注 50m 长的水泥塞；然后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井；高压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内先打高压桥塞，再在桥塞上注 50m 长的水泥塞，最后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井。

(4) 周边存在注采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产或注水等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

(5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

(6) 已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识，并记录存档。

(7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

3.7.5.2 设备清洗

报废管线清洗后，采用盲板进行封堵，原地弃置不挖出。为减轻废弃管线处置对周边环境的不利影响，管段均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及管壁清洗，清洗废水输送至或由密闭罐车拉运至附近站场采出水处理系统进行集中处理。

3.7.5.3 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由中石油新疆油田分公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

3.7.5.4 场地清理及修复

设备搬迁后，井场内污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清。最后按照《土地复垦条例》（2011年3月5日）要求，将占地恢复原貌。

3.7.5.5 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工机械废气、施工噪声、清管废水、废弃建筑残渣等。

3.7.6 施工期污染源及源强核算

本次施工期环境影响因素主要表现在钻井工程、集输管线及电力线建设等施工活动中。废气主要为大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、施工扬尘及汽车尾气；废水主要为射孔液、管道试压废水和生活污水；噪声主要为钻井设备、施工机械及施工车辆噪声；固体废物主要为钻井岩屑、废土石方、生活垃圾、机械设备废油、废弃防渗膜和建筑垃圾，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.7.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为管线敷设、场站工程等在施工过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气等。

（1）施工扬尘

项目施工扬尘主要是场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

（2）柴油发电机燃油燃烧废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2台，柴油发电机2台，柴油消耗量平均2t/d，本项目钻井28口，9口井老井转注。钻井周期322d，修井周期103.5d，施工期间共耗柴油851t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E = (Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的CO、HC、NO_x、PM_{2.5}和PM₁₀排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EY—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E = 2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的SO₂排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量 (t)	排放量 (t)
CO	10.722	851	9.12
NO _x	32.792		27.91
HC	3.385		2.88
SO ₂	0.02		0.017
PM ₁₀	2.09		1.78
PM _{2.5}	2.09		1.78

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(3) 车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次施工期以 1165.5d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.7-3。

表 3.7-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
车辆尾气	2.51	1.47	6.74	0.075

3.7.6.2 废水污染源

项目施工期废水主要为：射孔液、管道试压废水及施工人员生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 射孔液

本项目 37 口井全部需要射孔，根据建设单位提供资料，在射孔完井过程中，单井射孔液用量 $30\text{m}^3\sim 40\text{m}^3$ ，本次射孔按最大使用量 $40\text{m}^3/\text{口}$ 计，则射孔液用量 1480m^3 。射孔液与采出液一起管输至陆梁集中处理站处理，不外排。

(3) 管道试压废水

项目集输管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目新建管线主要为单井管线 14.85km ，支线长度为 5.37km ，干线长度为 4.22km 。试压水可循环使用，水质不满足试压要求时，再补充试压用水。经核算，实际试压用水为 95.38m^3 ，废水产生率取 80%，则管道试压废水产生量约为 31.25m^3 ，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 $40\text{mg/L}\sim 60\text{mg/L}$ 。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

项目试压废水产生量见表 3.7-4。

表 3.7-4 本项目试压废水产生量统计表

序号	管线半径/mm	管线长度/km	系数取值	试压废水量/ m^3
1	单井采油管线/50	10.33	1.5	30.41
2	集油支线/150	3.6		95.38
3	集油干线/150	2.1		55.64
4	单井注水管线/50	4.52		13.31
5	注水支线/100	1.77		20.84
6	注水干线/150	2.12		56.17
按 80%循环量，则废水产生量：				31.25
注：1.试压废水计算公式为：管线容积 $\times 1.5$ 。 2.管线试压废水优先考虑循环使用，6 条不同管径的集输管线试压废水产生量最大为 95.38m^3 ，每次循环水量按 80%计，则 6 条不同管径试压后，最终废水产生量为 $95.38\times 80\%\times 80\%\times 80\%\times 80\%\times 80\%=31.25\text{m}^3$ 。				

(4) 生活污水

单井钻井施工人数为 20 人，每人每天用水量约 80L，本项目施工期 1165.5d，则整个施工期间生活用水为 1864.8m^3 ，按照排污系数 0.80 计算，则整个钻井期间施工生活污水产生量为 1491.84m^3 。钻井井场不单独设置生活营地，依托陆梁生活公寓，生活污水直接排入陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处理，达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019) 中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

3.7.6.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程

建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 3.7-5。

表 3.7-5 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB (A))
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	储层改造	仪表车	1 台/队	70-80
		管汇车	1 台/队	70-80
		提液泵	1 台/队	70-80
3	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

3.7.6.4 固体废物

施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托陆梁公寓，由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场；施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井期产生的钻井岩屑、机械设备废油、废弃防渗膜和建筑垃圾。

(1) 生活垃圾

本项目施工周期 1165.5 天，施工人数合计 20 人。项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托陆梁公寓，依托住宿每人每天产生生活垃圾按 0.5kg 计，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 11.66t，由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场。

(2) 钻井岩屑

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，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，无废水及废弃钻井液外排。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按式计算：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开 311.2mm，二开 215.9mm；

h —井深，m；

d —所钻岩石的密度（ g/cm^3 ），取 $2.5\text{g}/\text{cm}^3$ ；

α —岩石膨胀系数，取 4.0。

本工程产生岩屑量见表 3.7-6。

表 3.7-6 本工程钻井岩屑产生量

井数	结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 单井岩屑量 (t)	总岩屑量 (t)
28 口	一开	0.3112	450	342.11	9579.08
	二开	0.2159	750	274.43	7684.04
合计					17263.12

计算得知：本项目 28 口井共产生水基岩屑 17263.12t，经不落地系统收集、压滤脱水后，进入岩屑储罐内，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值，委托岩屑处置单位综合利用。检测不合格的岩屑委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后综合利用。

（3）管线施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场、阀池等建设产生；开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

（4）机械设备废油

钻井及修井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等。根据建设单位提供数据，一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足 0.5t，本项目 37 口井产生量约 18.5t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司委托有资质的单位处置。

（5）废弃防渗膜

本项目钻井、修井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质单位处置。

废弃防渗膜根据《国家危险废物名录》（2025年版）“HW08 废矿物油与含矿物油废物类”，属于使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，危废代码为 900-249-08。

(6) 建筑垃圾

本项目计量站、线路等施工产生的废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。

结合施工期工艺流程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2025年版），判定是否属于危险废物，见表 3.7-7，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.7-8。

表 3.7-7 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	水基岩屑	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	17263.12t	√	/	《固体废物鉴别标准通则》 (GB34330-2017)
2	机械设备废油	机械设备维修、保养等	液态	机油	18.5t	√	/	
3	废弃防渗膜	地面防渗	固态	石油类	/	√	/	
4	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	0m ³	√	/	
5	生活垃圾	施工人员生活	固态	塑料纸、纸屑等	11.66t	√	/	
6	建筑垃圾	安装设备	固态	/	少量	√	/	

表 3.7-8 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
1	水基岩屑	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	一般工业固废 (071-01-S12)	17263.12t	钻井岩屑进入岩屑储罐内，委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置
2	管线施工土方	一般工业固废	管线施工	固态	土	/	/	/	900-001-S70	0m ³	回填管沟、管廊
3	机械设备废油	危险废物	机械设备维修、保养等	液态	机油	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	18.5t	由钻井公司委托有资质的单位处置
4	废弃		地面防	固态	石油		毒性	HW0	900-249	少量	收集后委托

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
	防渗膜		渗		类		T 易燃性 I	8	-08		有资质的单位进行处置
5	生活垃圾	生活垃圾	施工人员生活	固态	废塑料等	/	/	/	900-002-S62	11.66t	由陆梁公寓集中收集后, 统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋
6	建筑垃圾	一般固废	安装设备、拆除	固态	/	/	/	/	900-001-S72	少量	施工废包装材料尽量回收利用, 建筑垃圾由施工单位清运

(5) 施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.7-9。

表 3.7-9 本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线, 逸散性材料运输用苫布遮盖, 同时采取场区洒水抑尘措施
		钻井期柴油机组燃烧废气	NOx	27.91t	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施, 钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
			SO ₂	0.017t	
			CO	9.12t	
			HC	2.88t	
			PM ₁₀	1.78t	
		施工期运输车辆尾气	PM _{2.5}	1.78t	使用符合国家标准的燃料, 施工期废气排放时段较为集中, 属于阶段性排放源, 随着施工的开始而停止排放
			烃类	2.51t	
			CO	1.47t	
			NOx	6.74t	
废水	集输管线	射孔液	/	/	由罐车送至陆梁集中处理站处理, 处理达标后用于回注油藏, 不外排
		试压废水	废水量	31.25m ³	沉淀后洒水降尘
固体废物	井场	水基岩屑	/	17263.12t	钻井岩屑进入岩屑储罐内, 委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置
	管线工程	施工土方		0m ³	回填管沟、管廊
	机械设备维修、更换	机械设备废油		18.5t	由钻井公司委托有资质的单位处置

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
	钻井施工区域铺垫防渗膜	废弃防渗膜		/	收集后委托有资质的单位进行处置
	生活垃圾	水瓶、纸屑等		11.66t	由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋
	设备安装、拆除	建筑垃圾		少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
噪声	井场	钻井设备	噪声	90dB(A)	对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
		泥浆泵	噪声	90dB(A)	

3.7.6.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、管线、计量站等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送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。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、计量站/配水撬施工、井口、设备安装等，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。

根据估算，本工程总占地面积为 449525.7m²，其中临时占地 428180m²，永久占地 21345.7m²。占地类型为采矿用地和其他草地（低覆盖草地）。

3.7.7 运营期污染源分析及源强核算

运营期环境影响因素主要体现在采油、集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水、采出水、废洗井液等；固体废物主要为依托场站清罐底泥和事故状态下产生的含油污泥。噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声等。

3.7.7.1 废气污染物

(1) 油气集输过程中无组织挥发有机废气

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，在油气集输过程中产生烃类尾气，包括采油井场和集输无组织挥发的烃类尾气。

油气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：

$D_{\text{设备}}$ —核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol}/\text{mol}$ ），kg/h；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8760h。取值详见表 3.7-10。

表 3.7-10 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/ (kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.7-11。

表 3.7-11 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/ (kg/h/源)	设备数量 (个/套)	污染物排放量 (t/a)
单井井场	阀门	0.064	17	0.029
	法兰	0.085	8	0.018
	连接件	0.028	36	0.026
单井井场小计				0.073

28口井合计				2.044
计量站	阀门	0.064	20	0.034
	法兰	0.085	10	0.022
	连接件	0.028	30	0.022
单座计量站小计				0.078
5座计量站合计				0.39
阀池	阀门	0.064	4	0.0067
	法兰	0.085	3	0.0067
	连接件	0.028	10	0.0074
单座阀池小计				0.0208
5座阀池合计				0.104
总计				2.538

(2) 无组织硫化氢

根据地质方案，呼图壁河组油藏在钻井、投产时均未见 H₂S 显示，但注水开发过程中，部分采油井生产时检测出 H₂S，含量在 1ppm~5ppm 之间。开发过程中要求定期监测，并做好硫化氢防护工作。

无组织排放 H₂S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析可知甲烷平均含量为 96.3%，故非甲烷总烃在天然气中的比例为 3.7%，由上文计算可知单座井场非甲烷总烃排放量为 0.073t/a，单座计量站非甲烷总烃排放量为 0.078t/a，单座阀池非甲烷总烃排放量为 0.0208t/a，那么无组织的天然气排放量分别为 $0.073 \div 3.7\% = 1.973\text{t/a}$ ； $0.078 \div 3.7\% = 2.108\text{t/a}$ ； $0.0208 \div 3.7\% = 0.562\text{t/a}$ 。

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气平均密度为 0.57225kg/m³ 计，故单座井场无组织排放的天然气体积为 $1.973 \times 1000 \div 0.57225 = 3447.79 \text{ (m}^3\text{)}$ ；单座计量站无组织排放的天然气体积为 $2.108 \times 1000 \div 0.57225 = 3683.70 \text{ (m}^3\text{)}$ ；单座阀池无组织排放的天然气体积为 $0.562 \times 1000 \div 0.57225 = 982.09 \text{ (m}^3\text{)}$ 。

本区块油藏天然气中硫化氢密度按最大值 5ppm (7.60625mg/m³) 取值，计算可得本项目单座井场无组织硫化氢的排放量为 $3447.79 \times 7.60625 \div 10^9 = 2.62 \times 10^{-5}\text{t/a}$ ；单座计量站无组织硫化氢的排放量为 $3683.70 \times 7.60625 \div 10^9 = 2.80 \times 10^{-5}\text{t/a}$ ；单座阀池无组织硫化氢的排放量为 $982.09 \times 7.60625 \div 10^9 = 7.47 \times 10^{-6}\text{t/a}$ 。

本项目总计 28 座采油单井井场、5 座计量站、5 座阀池，则项目运营期无组织硫化氢的排放总量为： $9.11 \times 10^{-4}\text{t/a}$ ($1.04 \times 10^{-5}\text{kg/h}$)，可采用密闭集输，并设置

腐蚀检测装置，防止 H₂S 的泄漏。

3.7.7.2 废水污染物

运营期工作人员对油井定期进行巡检，不新增劳动定员，工作人员由陆梁油田作业区调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为油气开采井下作业废水（废洗井液）和采出水。

(1) 井下作业废水

本工程运营期注水井井场不产生废水。本项目采油井属于高渗油井，运营期井下作业主要包括大小修井、洗井，不压裂。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1）计算井下作业废水的产生量。

表 3.7-12 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	t/井次-产品	76.0	回注油藏	0
				化学需氧量	g/井次-产品	104525		0
				石油类	g/井次-产品	17645		0

注：洗井废水全部用于回注油藏，不外排，故排污系数为 0。

本项目为非低渗透油藏，井下作业每 2 年 1 次。计算结果详见表 3.7-13。

表 3.7-13 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/次）	产生浓度（mg/L）
工业废水量	76.0t/井次-产品	2128	/
化学需氧量	104525g/井次-产品	2.93	1376.88
石油类	17645g/井次-产品	0.49	230.26

本项目井下作业废水产生量为 2128t/次（28 口井，1064t/a）。化学需氧量产生量为 2.93t/次，产生浓度 1376.88mg/L；石油类产生量为 0.49t/次，产生浓度 230.26mg/L。

在根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数核算详见表 3.7-14。

表 3.7-14 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	产生量 t	排放量
井下作业	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	708.12	0

作业区井下作业每 2 年 1 次，经计算 28 口油井井下作业过程中产生的废洗

井液 708.12t/次 (354.06t/a)。

井下作业(洗井)废水严禁直接外排,井下作业必须采取带罐作业,井下作业废水全部回收,采用专用废水收集罐收集后运至陆梁集中处理站处理,处理达标后用于回注油藏,废水不外排。正常情况下井下作业废水不会对地下水产生不利影响。

(2) 采出水

根据开发方案,本项目 28 口油井采出液进入陆梁集中处理站处理,28 口井采出水最大产生量为 408142.8m³/a (1118.2m³/d),本项目采出液全部进入陆梁集中处理站污水处理系统进行处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油藏,不外排。

3.7.7.3 噪声污染源

运营期噪声污染源主要包括:场站设备运转噪声、井下作业机械和巡检车辆等。噪声排放情况见表 3.7-15。

表 3.7-15 运营期噪声排放情况(单位: dB(A))

序号	正常/非正常状况	位置	声源源强	空间相对位置(m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	正常状况	井场	抽油机	60	45	10	75~80	采用低噪声设备,局部加装隔声罩	间断
2		配水撬	机泵	20	20	0	80~90	采用低噪声设备,局部加装隔声罩	连续
3		交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
4	非正常状况	井场	井下作业(修井等)	60	45	0	80~120	独立基础,加减振垫,采用软连接	连续

3.7.7.4 固体废物

(1) 含油污泥

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 3.7-16。

表 3.7-16 石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
------	------	------	------	-------	--------	----	------	----------	------

非稠油	非稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨一万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0
-----	-----	------	------	------	------	--------	-------	-------------	---

本项目最大产油量 $2.52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，含油污泥最大产生量为 228.72t/a 。根据《国家危险废物名录（2025年版）》，本工程产生的含油污泥属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

（2）落地油

运行期在修井等井下作业过程中可能产生少量落地油。油井修井周期通常为两年一次，估算每口井每次产生落地油约 0.1t ，因此检修作业产生的落地油为 2.8t/a ，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，通过铺设防渗材料进行收集，回收率可达 100%。根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理。

（3）清管废渣

集输管线每 2~4a 清管 1 次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg ，本工程新建管线 24.44km ，每次废渣量约 0.028t 。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

（4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a ，本项目 28 口采油井废润滑油产生量为 1.4t/a 。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》中 3.7 设备检修与维护过程中产生的危险废物为废矿物油、废弃的含油抹布和劳保用品等，属于间歇产生，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

（5）废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在

防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2a。单块防渗膜重约 250kg (12m×12m)，每口井作业用 2 块，则本工程 28 口油井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 14t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 7t/a。

作业过程中产生的含油废弃防膜布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

根据《固体废物鉴别标准 通则》(GB34330-2017) 的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》(2025 年版) 以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.7-17。

表 3.7-17 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	含油污泥	清罐	半固态	油砂混合物	228.72	√	/	《国家危险废物名录》(2025 年版)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	落地油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油	2.8	√	/	
3	废润滑油	机械设备检修	液态	石油类	1.4	√	/	
4	清管废渣	定期清管	固态	油类物质	0.028t/次	√	/	
5	废防渗膜	油井作业场地	固态	石油类	7	√	/	

综上，固体废物的产生和排放汇总见表 3.7-18。

表 3.7-18 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	含油污泥	危险废物	清罐	半固态	油砂混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	228.72	收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环保科技有限

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量(t/a)	拟采取的处理处置方式
											责任公司处置
2	落地油		井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油		毒性T 易燃性I	HW08	071-001-08	2.8	作业单位100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理
3	废润滑油		机械设备检修	液态	石油类		毒性T 易燃性I	HW08	900-214-08	1.4	回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理
4	清管废渣		定期清管	固态	油类物质		毒性T 易燃性I	HW08	071-001-08	0.028t/次	委托有资质的单位处置
5	废弃防渗膜		油井作业场地	固态	石油类		毒性T 易燃性I	HW08	900-249-08	7	委托有资质的单位处置

本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.7-19。

表 3.7-19 运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采油及集输	无组织挥发	非甲烷总烃	2.538t/a	2.538t/a	无组织排放至大气环境
			硫化氢	9.11×10 ⁻⁴ t/a	9.11×10 ⁻⁴ t/a	无组织排放至大气环境
废水	井场	井下作业废水	工业废水量	1418.06t/a	0	采用专用废水收集罐收集后运至陆梁集中处理站处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排
			COD	2.93t/次	0	
			石油类	0.49t/次	0	
		采出水	408142.8 m ³ /a	0	采出液进入陆梁集中处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排	
固体废物	集中处理站		含油污泥	228.72t/a	0	收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	井场		落地油	2.8t/a	0	井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理
	集输管线		清管废渣	0.028t/次	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	机械设备检修		废润滑油	1.4t/a	0	回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
	油井作业场地		废弃防渗膜	7.0t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声	井场		抽油机	75~80dB (A)		选用低噪声设备, 减振垫、定期维护保养
			井下作业(修井等)	80~95dB (A)		选用低噪声设备
			巡检车辆	60~90dB (A)		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等

(5) 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.7-20。

表 3.7-20 污染物排放“三本账”(单位: t/a)

类型		类别	单位	实施前污染物排放量	实施后污染物产生量	实施前后污染物增减量
废气	无组织	SO ₂	t/a	1.5629	/	/
		NO _x	t/a	20.01	/	/
		VOCs	t/a	340.72	2.538	+2.538
		硫化氢	t/a	/	0.000911	+0.000911
废水		采出水	m ³ /a	10900	408142.8	+408142.8
		井下作业废水	m ³ /a	67.8	1418.06	+1418.06
固废		含油污泥	t/a	0	228.72	+228.72
		井场事故状态下落地油	t/a	0	2.8	+2.8
		废机油	t/a	0	1.4	+1.4
		清管废渣	t/a	0	0.028t/次	+0.028t/次
		废弃防渗膜	t/a	0	7.0	+7.0

注: 实施前污染物排放量数据来源于《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目环境影响报告书》。

3.7.7.5 服役期满环境影响分析

油田退役期并非所有油井都同时关闭, 而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭, 直到将所有井关闭, 油田运行结束。

(1) 大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中, 将有少量的施工机械废气产生, 主要污染物为 SO₂、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小, 且施工现场均在野外, 有利于空气的扩散, 同时废气污染源具有间歇性和流动性, 因此对局部地区的环境影响较小。

(2) 水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至陆梁集中处理站处理，处理合格后用于回注油藏，不外排。

(3) 固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交有资质单位转运及处置。

(4) 噪声

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.7.8 碳排放分析

3.7.8.1 碳排放源强核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄露 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

本项目为石油开采项目，按其指南中“油气开采业务温室气体排放”“油气储运业务温室气体排放”计算方法进行核算。

(1) 油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空 CH₄ 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4_开采放空}$ 为油气开采环节产生的工艺放空 CH₄ 排放量，单位为吨 CH₄；

j 为油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储

气站等；

Num_j 为第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 $CH_4/$ （年·个）。

(2) 油气开采业务 CH_4 逃逸排放

油气开采业务 CH_4 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4_开采逃逸}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/$ （年·个）；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/$ （年·个）。

(3) 油气储运业务工艺放空排放

原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH_4_油输逃逸} = Q_{oil} \times EF_{CH_4_油输逃逸}$$

式中：

$E_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{oil} 为原油输送量，单位为亿吨；

$EF_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/$ 亿吨原油。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.7-21 油气系统不同设施 CH₄ 排放因子

油气系统	设施/设备 CH ₄ 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a.) 常规石油开采		
井口装置	0.23 (吨/年·个)	—
单井储油装置	0.38 (吨/年·个)	0.22 (吨/年·个)
接转站	0.18 (吨/年·个)	0.11 (吨/年·个)
联合站	1.40 (吨/年·个)	0.45 (吨/年·个)
b.) 原油储运		
原油输送管道	753.29 (吨/亿吨)	—

根据计算公式和表 3.7-21, 可计算出本项目石油开采过程中 CH₄ 的排放量为 11.64 吨。具体见表 3.7-22。

表 3.7-22 石油开采各工艺 CH₄ 排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	$E_{CH_4_开采}$ 放空	$E_{CH_4_开采}$ 逃逸	$E_{CH_4_油输}$ 逃逸
油气开采业务工艺放空	Num_j	(个)	39	/	/	/	/
	EF_j	CH ₄ /(年·个)	井口装置	28	/	/	/
		CH ₄ /(年·个)	计量站	8 (5 座新建+3 座依托已建)	0.88	/	/
		CH ₄ /(年·个)	阀池	5	0.55	/	/
		CH ₄ /(年·个)	联合站	1	0.45	/	/
油气开采业务 CH ₄ 逃逸	$Num_{oil,j}$	(个)	18	/	/	/	/
	$EF_{oil,j}$	CH ₄ /(年·个)	井口装置	18	/	6.44	/
		CH ₄ /(年·个)	计量站	8 (5 座新建+3 座依托已建)	/	1.44	/
		CH ₄ /(年·个)	阀池	5	/	0.9	/
		CH ₄ /(年·个)	联合站	1	/	1.40	/
	$Num_{gas,j}$	(个)	0	0	/	/	/
	$EF_{gas,j}$	CH ₄ /(年·个)	0	0	/	/	/
油气储运业务工艺放空	Q_{oil}	亿吨	/	0.000252	/	/	0.190
	$EF_{CH_4_油输逃逸}$	(吨/亿吨)	原油输送管道	753.29	/	/	
小计					1.88	10.18	0.190
合计					12.25		

注：本项目计量站和混输阀池参照表 3.7-15 表中的接转站设施/设备 CH₄ 排放因子计算。

(4) 二氧化碳

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》,

涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程的需要计算 CO₂，本项目为石油开采项目，不涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程，故未进行 CO₂ 计算。

3.7.8.2 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目碳排放量汇总可用公式（1）进行计算，本项目碳排放情况见下表 3.7-23。

表 3.7-23 项目碳排放量汇总表

类别	E_{CH_4} 开采放空	E_{CH_4} 开采逃逸	E_{CH_4} 油输逃逸	E
单位	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄
排放量	1.88	10.18	0.19	12.25

3.7.9 非正常工况

1) 油井停运

拟建项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油井正常生产，需要对个别油井开展井下作业而使油井停运井下作业过程会产生井下作业废液、落地油、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。

陆梁油田作业区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

2) 管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。管线泄漏具体见 5.3.4 章节。

3.8 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.8.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

2) 在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

3) 钻井过程中, 采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施, 最大限度减少污染物排放量。

4) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施, 泥浆循环利用率(重复利用)达到90%以上, 最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统, 将作业井场的钻井废液回收入罐, 并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用, 使其资源化。

②钻井过程中使用小循环, 转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用; 井队充分回收利用污水, 泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用, 冲洗钻台等污水经防渗污水池(防渗材料: 采用土工膜)沉淀处理后, 打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备, 并保证其运转使用率, 努力控制钻井液中无用固相含量为最低, 保证其性能优良, 从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④在钻井过程中, 鼓励采用环境友好的钻井液体系; 配备完善的固控设备, 钻井液循环率达到95%以上; 钻井过程产生的废水应回用。

⑤完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收, 废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理, 恢复地貌, 做到“工完、料净、场地清”。

5) 采用低固相优质钻井液, 尽量减少泥浆浸泡油层时间, 保护储层。

6) 设置井控装置(防喷器等), 并采取了防止井喷和井漏的技术措施, 以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

7) 钻井废水、废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术, 以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

8) 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%。

(2) 原油集输及处理清洁生产工艺

1) 采用功能较强的PLC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, 实现集输生产过程少放空, 减少天然气燃烧对环境的污染。

2) 系统采用气液混输工艺, 简化流程, 方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资, 避免含油污水分散处理。

3) 油气集输、注水采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化, 充分考虑和利用油藏的自然能量, 确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上, 油气从井口至计量站, 再输送至处理站, 采用密闭流程, 降低了油气的损耗, 减少烃类物质的挥发量, 从而节约了能源, 降低了对大气环境的污染影响。

4) 优化布局, 减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合, 布置紧凑。在集油区将油、水、电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。为减少风季产生的风蚀作用, 在集油支线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

(3) 运营期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; 计量站及管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置, 避免跑、冒、滴、漏现象发生。

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。

3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

4) 在井下作业过程中, 对产生的井下作业废水采用循环作业罐(车)收集, 运至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏, 不外排; 底泥交由有资质的单位进行无害化处置; 井下作业过程中铺膜防止原油落地, 对作业过程中散落的落地油, 及时收集清运, 拉运至陆梁集中处理站进行处理。

(4) 节能及其他清洁生产措施分析

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。站场的动力、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) 采用先进、可靠的自动控制技术, 提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理, 实现无人值守, 提高了管理水平。

(5) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和避免环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定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。

本项目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) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。
- 3) 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，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或避免生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、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。特别是该项目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，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

3.8.2 清洁水平分析

(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。

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 3.8-1~表 3.8-3。

(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：

$$P = 0.6 P_1 + 0.4 P_2$$

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。

表 3.8-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	38.96	15	
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	95.38	0	
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5	
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m； 3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	本工程单井井深 1200m；钻井液循环率 90%	10	
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10	
		污油回收率	%	10	≥90	100	10	
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10	
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	钻井液循环使用	10	
		柴油机烟气排放浓度	—	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5	
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5	
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5	
定性指标						本工程		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标		得分	
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液		10	一开：坂土-CMC 钻井液体系；二开：钾钙基有机盐钻井液体系。		10
		柴油消耗	具有节油措施		5	具有节油措施		5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先		5	国内领先		5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	具备欠平衡技术		5

		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	陆梁油田作业区建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废弃钻井泥浆采用钻井不落地技术收集，本项目钻井期一开使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液，为环境友好的钻井液，二开使用钾钙基有机盐钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.8-2 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					本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	40	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	本项目无压裂作业	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5

		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	陆梁油田作业区建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他法律法规要求	20

表 3.8-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	<65	30

(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	—	0			
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	99	10			
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10			
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	0	5			
		COD		mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5			
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5			
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	100	7.5			
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5			
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	100	7.5			
定性指标											
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	本工程				
							本工程指标	得分			
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5			
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置		10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		防止落地原油产生措施		10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定				10	注水采油	10	
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置				10	全密闭集输工艺	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	陆梁油田作业区建立了 HSE 管理体系并通过认证	10			
		开展清洁生产审核，并通过验收				20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20			
		制定节能减排工作计划				5	制定有节能减排工作计划	5			
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	按要求执行	5			
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	按要求执行	5			

		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5

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 3.8-4。

表 3.8-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.8-1~表 3.8-3 计算得出:本工程钻井作业定量指标得分 85 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 91 分;井下作业定量指标得分 90 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 94 分;采气作业定量指标得分 90 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 94 分。清洁生产综合评价指数 $P \geq 90$,属于清洁生产先进企业。

3.8.3 清洁生产建议

- (1) 建议优化生产设备参数,提高设备运行效率,节约能源。
- (2) 做好节能宣传工作,培养员工节能节水意识,努力开展节能技术教育;建立健全节能激励机制;加强节能管理,完善节能统计工作。
- (3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。
- (4) 对已实施的清洁生产方案落实,同时在生产过程中产生新的清洁生产方案,可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论,最终进行分析、确定,并付诸实施。

3.8.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念,推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构(或由环保、安全等部门牵头,其他部门参加),依据有关环保法规和节能、节水规定,在工程的开发建设和生产运营中,制定相应的预防污染计划和措施,并根据企业的经营发展情况,有组织、有计划地安排和协调,有序地实行清洁生产;广泛收集新的工艺信息,国内外先进技术信息,清洁生产技术信息,不断地开发研究和应用新的清洁生产技术;同时还要不断地对员工进行培训,以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识,把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对动态过程,因此,保持清洁生产的 P(计划)、D(实施)、C(检查)、A(改进)——持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不

间断地开展下去，必须做到以下几点：

- (1) 建立和完善清洁生产组织；
- (2) 建立和完善清洁生产管理制度；
- (3) 制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

3.9 污染物排放总量控制

3.9.1 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。

3.9.2 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，确定本项目总量控制及考核因子如下：

- (1) 废气污染物

本项目主要废气污染物为油气输送过程中无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢。

- ①总量控制指标：VOCs；

- ②建议考核指标：非甲烷总烃；

(2) 废水污染物

本项目生产过程产生的废水主要为采出水、井下作业废水、废洗井液，均由陆梁集中处理站进行处置，处理合格后用于回注油藏，不外排。

3.9.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃和硫化氢，均为无组织排放，无组织排放量估算量分别为 2.538t/a 和 0.000911t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，西南部以乌尔禾为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长210km，南北最宽207km，辖区总面积 $3.06 \times 10^4 \text{km}^2$ ；地理坐标为北纬 $45^\circ 20'$ 至 $47^\circ 12'$ ，东经 $84^\circ 37'$ 至 $87^\circ 20'$ 之间。

陆梁油田陆9井区位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起1号背斜东高点，行政隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，位于已开发的石南油田北约20km处，本项目距克拉玛依市东约160km，距和布克赛尔蒙古自治县东南约140km，属陆梁油田作业区管辖。中心点经纬度坐标：***。地理位置见图3.1-1。

4.1.2 地形地貌及工程地质

4.1.2.1 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治县地势西北高，东南低，县境内最高点为北部萨吾尔山的木斯套峰，海拔3835m，最低点为南缘已干涸的玛纳斯湖，海拔249m，垂直高差达3586m。地形地貌复杂，从北往南分布有山区、丘陵区、平原区三大地形，平原区中包括荒漠平原区、绿洲区平原区、沙漠区和盐湖区。

本项目属于平原区，评价区域主要位于荒漠区。荒漠平原区包括察和特灌区以南的广大平原、荒漠地区，由此向南至准噶尔腹地，古尔班通古特沙漠以北区域，海拔300m~700m。地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为粉土为主。植被稀少，部分区域，生长着白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。该区域面积为 3499km^2 ，占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的12.16%。该区域以风力侵蚀为主。

沙漠区位于和布克赛尔蒙古自治县最南部，属于古尔班通古特沙漠西北角。海拔高程在 380m~520m。为固定-半固定沙丘，地貌类型分为新月形沙丘和丘间洼地。沙丘零星分布，相对高度 10m~30m。地表为细沙，区域内无地表水资源，各类土壤按新疆土壤盐化程度分级标准属轻—中度盐化土壤，区域内各类土壤按新疆土壤肥力指标属极低水平。植被主要以白梭梭、梭梭、苦艾蒿和白蒿等多种植物为主。该区域面积为 3862.47km²。占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 13.42%。该区域以风力侵蚀为主。

4.1.2.2 工程地质

根据地层资料，场地勘探深度内揭露的地层为风积粉砂，描述如下：

粉砂（Q4eol）：浅土黄色，颗粒以均匀的石英、长石为主，含少量云母，颗粒干燥，松散-稍密-中密状态（大致表层 1.5m 内为松散，1.5m 以下为稍密-中密状态），表层多为松散状态，且开挖时易扰动，级配不良，分布连续，揭露厚度大于 12.0m，未钻穿。

4.1.3 水文地质

项目所在区域无天然地表水体分布，与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育多条河流。其中南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、白杨河。这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流方式汇入盆地中心。

塔城地区目前未发布相关地下水资源的规划资料，根据相关信息公开数据，全区地下水资源量约 21.15×10⁸m³，地下水可开采量 13.14×10⁸m³。塔城地区属于资源性缺水地区，水资源时空分布不均，年际年内变化较大。南部乌苏市、沙湾市境内诸河流多发源于天山北麓，山高流长，巨大的冰川群和终年积雪是河流的主要补给水源，年调节明显，径流系列 CV 值在 0.11~0.13 之间；河道来水受气温影响显著，水量较为集中，夏季 6~8 月为汛期，河流径流量占全年水量的 70% 左右。加之金沟河、四棵树河、宁家河等主要河流上缺乏控制性蓄水工程，河水利用率低，且水量得不到合理调节，春旱、夏洪、秋缺矛盾十分突出。北部五县（市）境内诸河流均发源于准噶尔西部山地，山低流短，河网不发达，水量分散，

河水散失快，降水较南部多，季节性积雪融水和降雨成为河流的主要补给水源，主要河流径流系列 CV 值均在 0.40 以上。春季 4~6 月为汛期，河流径流量占全年水量的 60%左右，水情特点是春洪有余，夏水不足，秋水奇缺。由于几个主要河流上无调蓄工程，致使春洪过后即发生干旱，且一早到底，春洪水和冬闲水汇入额敏河后流入境外，再加上察汗托海、布尔干等外流河流径流量，年出境水量高达 $8.43 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

4.1.4 气候气象

陆梁油田属于典型的大陆性沙漠气候。冬夏气温相差悬殊，夏季干热，冬季寒冷，降水稀少，蒸发量大，气候干燥。由于陆梁油田附近没有气象站点，地面工程设计参照石西油田的气象数据，气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 陆9井区气象资料表

项目名称	单位	数值	
气温	最冷月平均	°C	-20
	最热月平均	°C	28.3
	极端最高	°C	43.6
	极端最低	°C	-36.3
	年平均	°C	8.3
室外计算相对湿度	最冷月	%	76
	最热月	%	30
	最热月 14 时平均	%	25
平均风速	冬季	m/s	1.6
	夏季	m/s	3.1
	年平均	m/s	2.5
最多风向及其频率	冬季	%	PPE/13
	夏季	%	ESE/8
	全年最多	%	PPE/12
极大风速及风向	风速/标准风压	m/sPa	27.8
	风向	mm/Pa	NW
最大积雪厚度/雪荷	cm/cm	29	
最大冻土深度平均值/极值	d/a	187	
雷暴日数	d/a	6	
冰雹日数	d/a	0.25	
沙暴日数	d/a	3.25	
有雾日数	d/a	15	
雾凇厚度	mm	10.75	
年蒸发量	mm	2287.8	

4.1.5 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015）及《建筑抗震设计规范》（GB 50011-2010）（2024年版），本工程所在场地抗震设防烈度为7度，属设计地震第三组，设计基本地震加速度值为0.11g。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

4.2.1.1 区域环境空气质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ.2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统发布数据，塔城地区2023年SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}年均浓度分别为5μg/m³、23μg/m³、30μg/m³、14μg/m³；CO 24小时平均第95百分位数为2.1mg/m³，O₃日最大8小时平均第90百分位数为110μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于达标区。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表 （单位：μg/m³）

项目	平均时段	现状浓度	标准值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO ₂	年平均	5	60	8.33	/	达标
NO ₂	年平均	23	40	57.5	/	达标
PM ₁₀	年平均	30	70	42.86	/	达标
PM _{2.5}	年平均	14	35	40	/	达标
CO（mg/m ³ ）	年平均	/	/	/	/	达标
	24小时平均第95百分位数	2.1	4	52.5	/	达标
O ₃	年平均	/	/	/	/	达标
	8小时平均第90百分位数	110	160	68.75	/	达标

由上表可知，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准限值。因此项目所在区域为达标区。

4.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

4.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在项目所

在地及主导风向下风向 1.12km 范围内各设置 1 个监测点进行补充监测，详见表 4.2-2 和图 2.5-1 所示。

表 4.2-2 项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	***	项目区	非甲烷总 烃、硫化氢
G2	***	项目区下风向 1.12km（东南方向）	

4.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为特征污染物，为非甲烷总烃、硫化氢。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温等常规气象参数值）。

4.2.2.3 监测时间及频次

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2024 年 11 月 24 日至 12 月 1 日共 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。采样时间及频次见表 4.2-3。

表 4.2-3 各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时间
非甲烷总烃、硫化氢	一次采样	2024 年 11 月 24 日至 12 月 1 日

4.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及国家环保局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017）	0.07mg/m ³ （以碳计）
2	硫化氢	可见分光光度计 722N	0.005mg/m ³

4.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用占标率法作为评价方法。

$$P_i = \frac{C_i}{Co_i} \times 100\%$$

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 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C_{oi} : 第 i 个污染物的环境空气质量标准, mg/m^3 。

(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》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准进行评价。

(3) 评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目特征污染物监测结果汇总

污染物	监测点位	平均时间	评价标准 mg/m^3	监测浓度范围 mg/m^3	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
非甲烷总烃	G1	1h	2.0	***	***	——	达标
	G2			***	***	——	达标
硫化氢	G1	1h	0.01	***	***	——	达标
	G2			***	***	——	达标

由表 4.2-5 监测结果可知, 评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 $***\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准, 未出现超标现象; 硫化氢均未检出, 符合《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求, 评价区域现状环境空气质量较好。

4.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此, 本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

4.3.1 地下水环境质量现状调查与评价

4.3.1.1 地下水监测点位

本项目位于沙漠腹地, 地下水评价范围内地下水源井较少, W1~W5 采用实测, 地下水监测点与本项目的关系详见表 4.3-2。地下水监测布点图见图 2.5-2。

表 4.3-2 地下水环境监测点布置

编号	样品编号	监测点位坐标	与本项目位置关系	地下水类型	监测类型	水位 (m)	备注
W1	1#陆水 3 井	***	西侧约 7.26km	承压水	水质	110	本次实测 (2024年11月22日-23日)
W2	2#陆水 8 井	***	西侧约 9.46km	承压水	水质	110	
W3	3#陆水 9 井	***	西南侧约 10.34km	承压水	水质	120	

W4	4#陆水 25 井	***	西南侧约 14.24km	承压水	水质	110	
W5	5#陆水 26 井	***	西南侧约 11.49km	承压水	水质	110	

注：项目所在区域地下水主要为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深<50m，深部承压水含水层的顶板埋深一般>100m。项目区域无潜水层。

4.3.1.2 监测项目

pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、六价铬、氰化物、挥发酚、氟化物、硝酸盐氮、硫酸盐、汞、砷、铁、锰、铅、镉、石油类、水位。

4.3.1.3 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)以及《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)规范规定的方法进行。

4.3.1.4 现状质量监测结果及评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准限值对地下水水质进行评价。

(2) 评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L)；

S_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值 (mg/L)。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子 (如 pH 值)，其标准指数计算方法如下：

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

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

(3) 监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水监测点监测及评价结果（单位：mg/L，pH 值无量纲）

项目	III类标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数								
pH	6.5-8.5	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
总硬度	≤450	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
溶解性总固体	≤1000	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
耗氧量	≤3.0	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	≤0.5	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
亚硝酸盐氮	≤1.0	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
六价铬	≤0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氰化物	≤0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
挥发酚类	≤0.002	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氟化物	≤1.0	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硝酸盐氮	≤20	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硫酸盐	≤250	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
汞	≤0.001	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
砷	≤0.01	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铁	≤0.3	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
锰	≤0.1	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铅	≤0.01	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
镉	≤0.005	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
石油类	≤0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

由上表结果得：根据各采样井水位，各监测点位于承压水层，监测项目总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、硫酸盐有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

III类标准；超标原因：由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

4.3.2 包气带监测

为了解项目区包气带污染现状,本次环评分别在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近区域设置包气带监测点位。

监测点位置见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	监测点位置	备注
B1	***	LU3053 井
B2	***	LU3095 井
B3	***	LU3133 井

(1) 监测时间与频次

采样日期 2024 年 11 月 25 日,监测 1 天,每天采样 1 次。

(2) 采样方法

每个监测点分别在空地的 0~20cm 埋深处各取 1 个土壤样品,对样品进行浸溶试验,测试分析浸溶液成分,监测特征因子。

(3) 监测因子

pH 值、汞、砷、六价铬、铅、镉、铜、镍、石油烃等特征污染物浓度。

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带监测及评价结果 单位: mg/L (pH 除外)

检测因子	单位	LU3053 井 (B1)	LU3095 井 (B2)	LU3133 井 (B3)
		20cm	20cm	20cm
pH 值	无量纲	***	***	***
汞	μg/L	***	***	***
砷	μg/L	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***
镉	mg/L	***	***	***
铜	mg/L	***	***	***
镍	mg/L	***	***	***
锌	mg/L	***	***	***
六价铬	mg/L	***	***	***
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	***	***	***

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本项目对区域进行现场监测，监测点共9个，监测点位图见图2.5-3。

表4.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子	
N1	采油井	LUD3263井	***	LAeq
N2		LUD3286井	***	LAeq
N3		LUD3303井	***	LAeq
N4		LUD3325井	***	LAeq
N5		LUD3323井	***	LAeq
N6	老井转注	LU3093井	***	LAeq
N7		LU3115井	***	LAeq
N8	新建12井式计量站7-1#		***	LAeq
N9	5号计量配水站		***	LAeq

(2) 监测日期、频率

2024年11月24日、25日进行了现场监测，连续一天，昼间、夜间各监测1次，每次20分钟。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中有关规定执行。

4.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表4.4-2。

表4.4-2 声环境质量现状监测及评价结果(单位: dB(A))

测点序号	测量时段	等效A声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N2	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N3	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N4	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N5	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N6	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N7	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N8	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N9	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0

由检测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目布设土壤监测点。

根据 2.5.4 小结，本项目土壤污染影响型井场为二级评价、集输管线为三级评价，则污染影响型布设 6 个采样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，3 个表层样，占地范围外布设 2 个表层样；本项目土壤生态影响型井场为一级评价、集输管线为二级评价，则生态影响型共布设 11 个采样点，占地范围内布设 5 个表层样，占地范围外布设 6 个表层样（5km 范围内）。污染影响型和生态影响型可重复样点，因此，本项目共布设 14 个样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，5 个表层样，占地范围外布设 6 个表层样。现状监测点位图见图 2.5-4，监测项目及布点见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤监测点位布设表

编号	位置/井号	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	LUD3263 井	***	***	柱状样	项目占地范围内	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T2	新建 12 井式计量站 7-1#	***	***	柱状样		
T3	LUD3333 井	***	***	柱状样		
T4	LUD3325 井	***	***	表层样		《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项因子和pH、石油烃、土壤盐分含量
T5	LUD3302井	***	***	表层样		pH、石油烃、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T6	LUD3304井	***	***	表层样		
T7	LUD3283井	***	***	表层样		
T8	LUD3275井	***	***	表层样		
T9	6号计量配水站 北侧108m	***	***	表层样	项目占地 范围外	pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌、土壤盐分含量
T10	LUD3315井东 南侧160m	***	***	表层样		
T11	LU3135井东侧 650m	***	***	表层样		
T12	LUD3305井南 侧500m	***	***	表层样		
T13	LUD3274井西 南侧230m	***	***	表层样		
T14	LU3053井北侧 290m	***	***	表层样		

注：柱状样采样深度0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m；表层样采样深度0~0.2m。

4.5.2 监测时间及频次

监测时间：委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，采样时间为2024年11月24日。

监测频率：监测一天，每天1次。

4.5.3 采样要求及分析方法

要求：①表层样：在0~0.2m处取样；②柱状样：在0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m处分别采样。

监测分析方法：①占地范围内建设用地：按《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)；②项目占地范围外，本次现状调查范围内其他草地土壤环境质量参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控

标准（试行）》（GB15618-2018）表4中的土壤污染物分析方法执行，建设用地按照《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3中的土壤污染物分析方法执行。

4.5.4 监测结果及评价

项目区土壤颜色为黄色，质地为砂土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表4.5-2。土壤环境质量现状监测统计结果见表4.5-2至表4.5-5。

表4.5-2 土壤理化性质调查表

点号	实验室测定				
	氧化还原电位 (mV)	渗滤率 (mm/min)	容重 (g/cm ³)	总孔隙度 (%)	阳离子交换量 (cmol+/kg)
T1	***	***	***	***	***
T2	***	***	***	***	***
T3	***	***	***	***	***
T4	***	***	***	***	***
T5	***	***	***	***	***
T6	***	***	***	***	***
T7	***	***	***	***	***
T8	***	***	***	***	***
T9	***	***	***	***	***
T10	***	***	***	***	***
T11	***	***	***	***	***
T12	***	***	***	***	***
T13	***	***	***	***	***
T14	***	***	***	***	***

表4.5-3 土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值	筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T4(0-0.2m)		
重金属和无机物				
1	砷	***	60	达标
2	镉	***	65	达标
3	铬（六价）	***	5.7	达标
4	铜	***	18000	达标
5	铅	***	800	达标
6	汞	***	38	达标
7	镍	***	900	达标
挥发性有机物				
8	四氯化碳	***	2.8	达标
9	氯仿	***	0.9	达标
10	氯甲烷	***	37	达标

序号	污染物项目	检测值	筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T4(0-0.2m)		
11	1,1-二氯乙烷	***	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	***	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	***	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	***	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	***	54	达标
16	二氯甲烷	***	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	***	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	***	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	***	6.8	达标
20	四氯乙烯	***	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	***	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	***	2.8	达标
23	三氯乙烯	***	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	***	0.5	达标
25	氯乙烯	***	0.43	达标
26	苯	***	4	达标
27	氯苯	***	270	达标
28	1,2-二氯苯	***	560	达标
29	1,4-二氯苯	***	20	达标
30	乙苯	***	28	达标
31	苯乙烯	***	1290	达标
32	甲苯	***	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	***	570	达标
34	邻二甲苯	***	640	达标
半挥发性有机物				
35	硝基苯	***	76	达标
36	苯胺	***	260	达标
37	2-氯酚	***	2256	达标
38	苯并[a]蒽	***	15	达标
39	苯并[a]芘	***	1.5	达标
40	苯并[b]荧蒽	***	15	达标
41	苯并[k]荧蒽	***	151	达标
42	蒽	***	1293	达标
43	二苯并[a,h]蒽	***	1.5	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	***	15	达标
45	萘	***	70	达标
其他项目				
46	pH 值	***	/	/
47	石油烃	***	4500	达标
48	水溶性盐总量 (g/kg)	***	/	/

注：ND 表示未检出。

表 4.5-4 土壤检测结果表 (单位: mg/kg)

序号	污染物项目	检测值									筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T1 (0-0.5m)	T1 (0.5-1.5m)	T1 (1.5-3m)	T2 (0-0.5m)	T2 (0.5-1.5m)	T2 (1.5-3m)	T3 (0-0.5m)	T3 (0.5-1.5m)	T3 (1.5-3m)		
重金属和无机物												
1	砷	***	***	***	***	***	***	***	***	***	60	达标
2	镉	***	***	***	***	***	***	***	***	***	65	达标
3	铬(六价)	***	***	***	***	***	***	***	***	***	5.7	达标
4	铜	***	***	***	***	***	***	***	***	***	18000	达标
5	铅	***	***	***	***	***	***	***	***	***	800	达标
6	汞	***	***	***	***	***	***	***	***	***	38	达标
7	镍	***	***	***	***	***	***	***	***	***	900	达标
其他项目												
8	pH 值	***	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/
9	石油烃	***	***	***	***	***	***	***	***	***	4500	达标
10	水溶性盐总量 (g/kg)	***	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/

注: ND 表示未检出。

表 4.5-5 土壤检测结果表 (单位: mg/kg)

序号	污染物项目	监测值								筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T5 (0-0.2m)	T6 (0-0.2m)	T7 (0-0.2m)	T8 (0-0.2m)	T9 (0-0.2m)	T10 (0-0.2m)	T11 (0-0.2m)	T13 (0-0.2m)		
重金属和无机物											
1	砷	***	***	***	***	***	***	***	***	60	达标
2	镉	***	***	***	***	***	***	***	***	65	达标
3	铬(六价)	***	***	***	***	***	***	***	***	5.7	达标
4	铜	***	***	***	***	***	***	***	***	18000	达标
5	铅	***	***	***	***	***	***	***	***	800	达标
6	汞	***	***	***	***	***	***	***	***	38	达标
7	镍	***	***	***	***	***	***	***	***	900	达标
其他项目											
8	pH 值	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/
9	石油烃	***	***	***	***	***	***	***	***	4500	达标
10	水溶性盐总量 (g/kg)	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/

注: 1.ND 表示未检出;

2.T5~T8 为占地范围内, T9~T11、T13 为占地范围外。

表 4.5-6 土壤检测结果表 (单位: mg/kg)

序号	污染物项目	监测值		筛选值 GB15618-2018	是否达标
		T12 (0-0.2m)	T14 (0-0.2m)		
重金属和无机物					
1	砷	***	***	25	达标
2	镉	***	***	0.6	达标
3	总铬	***	***	250	达标
4	铜	***	***	100	达标
5	铅	***	***	170	达标
6	汞	***	***	3.4	达标
7	镍	***	***	190	达标
8	锌	***	***	300	达标
其他项目					
9	pH 值	***	***	/	/
10	石油烃	***	***	4500	达标
11	水溶性盐总量 (g/kg)	***	***	/	/

注: 1.T12、T14 为占地范围外。

根据监测结果, T12、T14 点土壤环境质量监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 中风险筛选值 (pH>7.5) 要求, 其余占地范围内、外的土壤监测点的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值标准。

综上, 土壤污染风险较低, 项目区土壤环境现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能定位

根据《新疆生态功能区划》(2004 年 8 月), 本工程所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区, II₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区, 23. 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区, 功能区主要生态服务功能为沙漠化控制、生物多样性保护。主要生态功能区目前存在的问题, 生态敏感性 & 保护发展方向如下表 4.6-1, 项目与新疆生态功能区划位置关系见图 2.8-2。

表 4.6-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元	隶属行政	主要生	主要生态	主要生	主要保	主要保护	适宜发

生态区	生态亚区	生态功能区	区	态服务功能	环境问题	态敏感因子、敏感程度	护目标	措施	展方向
II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	II ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	和布克赛尔县、福海县、沙湾市、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉区、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	沙漠化控制、生物多样性维护	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁。	生物多样性和生境不敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	保护沙漠植被、防止沙丘活化	加强对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，使其逐步达到完全固定。

4.6.1.2 荒漠生态系统

评价区域属于新疆北部地区准噶尔盆地荒漠生态系统，调查评价范围面积540.43hm²。准噶尔盆地荒漠生态系统中的灌木荒漠以梭梭林群系荒漠植被为主，以及地带性沙漠植被、非地带性草甸、灌丛和疏林等植物群落组成，含沙生、耐沙植被、盐土植被。土壤为典型沙土和盐渍化土，属于典型的沙生荒漠。

区域内荒漠土地面积广阔，野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群构成系统的次级和顶级生物主体。主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的区域外围，所以在防止土地荒漠化、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

4.6.1.3 生态系统评价

(1) 天然降水稀少

环境水分稀少是生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒

漠生态景观。

(2) 植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，具有潜在的灾害性影响。

(3) 生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。荒漠植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.6.2 植被现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。该区域植被组成简单、分布不均，种类贫乏。评价区植被类型分布见图 4.6-1。评价区常见的高等植物隶属于 8 科 30 种，见表 4.6-2。

图 4.6-1 评价区域植被类型图

表 4.6-2 区域内主要高等植物及分布一览表

序号	中文名	学名	分布	
			沙丘	丘间
一、十字花科				
1	螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>		+
2	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
二、禾本科				
3	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
4	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
5	施母草	<i>Schismus arabicus</i>	+	
三、藜科				
6	沙米	<i>Agriophyuum arenarium</i>		+
7	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	++	-
8	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>		++
9	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	+	-
10	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
11	散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
12	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>		+
13	黑翅地肤	<i>Kochia melanoptera</i>		+
14	盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>		++
15	犁苞滨藜	<i>Atriplex dimorphostegia Kar. et Kir.</i>	++	+
16	雾冰藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
17	角果碱蓬	<i>Suaeda corniculate</i>		-
18	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
19	倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
20	盐角草	<i>Salicornia europaea</i>		
21	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	-	
22	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
23	叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	
四、蒺藜科				
24	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		-
五、大戟科				
25	沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowit</i>	++	
六、菊科				
26	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	+
27	地白蒿	<i>Areemisia terrae-ablae</i>	++	+
28	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>		++
七、莎草科				
29	囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++	
八、蓼科				
30	沙拐枣	<i>Calligonum arborescens Litv</i>		++

注：++多见，+少见，-偶见。

项目所在地区内分布的是典型的荒漠植物及优良固沙植物，根据现场踏勘，本项目占地范围内为红皮沙拐枣荒漠，结合《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号），本项目不占用、不破坏国家及新疆地方重点保护植物。

4.6.2.2 项目区植被现状评价

根据现场调查及资料分析表明，项目区组成群落的植物种类很少，群落结构比较简单。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，评价区植被类型主要为红皮沙拐枣荒漠和无植被区，植物群落结构为水平结构，覆盖度约 20%~30%。本项目占地范围内为红皮沙拐枣荒漠，占总评价区面积的 95.24%。

表 4.6-4 评价区植被类型统计表

植被类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
红皮沙拐枣荒漠	442.78	95.24
无植被区	22.12	4.76
合计	464.9	100

4.6.3 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为简单，主要为荒漠（包括土漠与沙漠等）。在整个项目区域内，野生动物分布的环境主要为沙质荒漠区（即沙丘分布区）和梭梭林荒漠区。

在沙质荒漠区，因干旱和食物短缺，加之乔灌木植被少，无栖息及躲藏之地，野生动物分布数量较少，尤其是大型野生脊椎动物，在该区域野外考察中仅多见啮齿类活动的痕迹。

在梭梭林荒漠区内，植物多为梭梭、琵琶柴、假木贼等乔灌木，植物体高大，群落盖度较高，成为荒漠动物活动及栖息的场所。

区域内栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种，具体见表 4.6-5。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。

表 4.6-5 项目区主要脊椎动物的种类及分布

序号	中文名	学名	分布	
			沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬行类				
1	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+	+
2	东疆沙蜥	<i>P. grumgriximaloi</i>	++	+
3	快步麻蜥	<i>Eremisa velos</i>	++	+
4	东方沙蜥	<i>Eryx tataricus</i>	+	+
5	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	+	+
二、鸟类				
6	鸢	<i>Milvus korschum</i>	+	+
7	雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+
8	草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+
9	棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>	+	+
10	红隼	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+	+
11	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+	+
12	黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>	+	+
13	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	+
14	小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+	+
15	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
16	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	+	+
17	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	+
18	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	+
19	黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	+	+
三、哺乳类				
20	大耳虫胃	<i>Hemiechinus auritus</i>	+	+
21	狼	<i>Canis lupus</i>	-	+
22	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	-	+
23	兔狲	<i>Otocolobus manul</i>		+
24	草原斑猫	<i>F. libyca</i>		+
25	虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>		+
26	鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		++
27	草兔	<i>Lepus capensis</i>	+	+
28	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+	+
29	西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>	+	+
30	小地兔	<i>Alactagullus pygnaeus</i>	+	+
31	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	+
32	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+	+
33	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++	++
34	红尾沙鼠	<i>Meriones erythrourus</i>		+
35	怪柳沙鼠	<i>M. tamariscinus</i>		+

注：++多见，+少见，-偶见。

根据《国家重点保护野生动物名录》(2021年版),沙狐、狼、赤狐、草原斑猫、兔狲、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、云雀、东方沙鹀、黑腹沙鸡、棕尾鹛为国家II级重点保护野生动物;根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发(2022)75号),虎鼬为自治区I级重点保护野生动物。具体野生动物保护级别见表4.6-6。

表4.6-6 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称 (中文名/拉丁名)	保护级别	濒危等级	特有种 (是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	沙狐/ <i>Vulpes corsac</i>	国家II级重点保护野生动物	NT	否	内蒙古、宁夏、辽宁、新疆、甘肃。	环评现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	狼/ <i>Canis lupus</i>		NT	否	栖息范围广,山地、森林、丘陵、平原、荒漠、冻原等地方都有。		否
3	草原斑猫 / <i>Felis libyca</i>		/	/	草原斑猫分布于非洲、中东、中亚和印度中部及北部。在中国新疆、甘肃、宁夏等地也可看到其身影。多栖息于柳湾、灌丛和芦丛里。		否
4	兔狲 / <i>Otocolobus manul</i>		EN	否	栖息于荒漠、草原或戈壁地区。亦可见于林中、丘陵地区和海拔3000m左右的山地。西藏、新疆、青海、甘肃、内蒙古、河北及四川等地。		否
5	鹅喉羚 / <i>Gazella subgutturosa</i>		VU	否	我国分布记录有4个亚种,分布于我国的西北地区。北疆亚种,分布于新疆准噶尔盆地;南疆亚种,分布于新疆的哈密、莎车、阿克苏、吐鲁番等地。		否
6	雀鹰 / <i>Accipiter nisus</i>		LC	否	亚种 <i>nisosimilis</i> 繁殖于东北各省及新疆西北部的天山;冬季南迁至中国东南部及中部以及台湾和海南岛。 <i>melaschistos</i> 繁殖于甘肃中部以南至四川西部及西藏南部至云南北部;		否

					冬季南迁至中国西南。 为常见森林鸟类。		
7	草原鹞 <i>Circus macrourus</i>		NT	否	在中国为罕见季候鸟。 繁殖于新疆西部的天山地区。新疆西部、河北、江西、江苏、广西、西藏南部及海南岛均有零星记录。		否
8	红隼/ <i>Falco tinnunculus</i>		LC	否	分布范围很广，非洲、古北界、印度及中国。		否
9	云雀/ <i>Alauda arvensis</i>		LC	否	繁殖在中国较北和西北的新疆、青海、西藏、河北、山东以及东北黑龙江、吉林等。冬季迁徙至东北南部和东南部、长江中、下游，以至江苏、广东北部等地越冬。		否
10	东方沙鹀 <i>Erys tataricus</i>		/	/	内蒙古（呼和浩特）、甘肃（敦煌）、宁夏（阿拉善旗）、新疆（奇台、木垒、尼勒克、新源、布尔津、吐鲁番）		否
11	黑腹沙鸡 <i>Pterocles orientalis</i>		NT	否	黑腹沙鸡在我国主要见于新疆阿尔泰山 880m 左右山麓荒漠草原、准噶尔山区 500m 左右荒漠草原、博乐河谷荒漠草原。		否
12	棕尾鵟 <i>Buteo rufinus</i>		NT	否	罕见留鸟及季候鸟。指名亚种繁殖于新疆喀什、乌鲁木齐及天山地区。迁徙或越冬至甘肃、云南、西藏南部及东南部。		
13	虎鼬 <i>Vormela peregusna</i>	自治区 I 级重点保护野生动物	EN	否	内蒙古、陕西、新疆。		否
<p>注 1：保护级别根据国家及地方正式发布的重点保护野生动物名录确定。</p> <p>注 2：濒危等级、特有种根据《中国生物多样性红色名录》确定。</p> <p>注 3：分布区域应说明物种分布情况以及生境类型。</p> <p>注 4：资料来源包括环评现场调查、文献记录、历史调查资料及科考报告等。</p>							

注 5: 说明工程占用生境情况。涉及占用的应说明具体工程内容和占用面积, 不直接占用的应说明生境分布与工程的位置关系。

(2) 野生动物现状评价

由于油田已开发多年, 区块内有多条油田公路通过, 并且该油区的开发建设活动时间较长, 大量人员、机械的进入, 荒漠环境中人类活动频率大幅度增加, 使得大型脊椎动物早已离开, 因此, 评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前, 油田开发力度和范围将逐步加大, 会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少, 同时, 由于人群的活动, 该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种, 使局部地区动物组成发生一定变化。

4.6.4 土壤类型及特征

根据现场调查和新疆土壤类型分布图, 本项目所在区域土壤类型主要为灰漠土, 本项目占地范围内土壤为灰漠土, 区域土壤类型分布见图 4.6-2。

表 4.6-3 评价区土壤类型统计表

土壤类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
灰漠土	464.9	100

灰漠土是石膏-盐层土中稍微湿润的类型。分布在漠境边缘地带内蒙古河套平原、宁夏银川平原的西北角, 新疆准噶尔盆地沙漠的南北两边山前倾斜平原、古老冲积平原和剥蚀高原地区, 甘肃河西走廊的西段也有一部分, 实际分布的面积并不大。在相邻关系上, 东面北段连接荒漠草原的棕钙土, 南段连接灰钙土, 西边和南边与灰棕漠土和风沙土连接, 北边直抵国界; 新疆准噶尔盆地的北边、南边均与棕钙土连接, 中心部分为固定、半固定风沙土组成的古尔班通古特沙漠。

土壤的砾质化程度很弱, 这主要是它的成土母质大多数是黄土的原因。砂砾石母质也有一部分, 但含砾石比较少。在草长得比较多的地段, 还可见到少量鼠类活动的洞隙和小土包, 这在其它漠土上是很少有的。表土孔状结皮发育得很好, 上边具有不规则或多角形的裂纹, 沿纹生长一些黑色地衣、藻类低等植物, 使附近形成粗糙的黑色薄皮; 下边的孔隙像蜂窝, 从上到下变小和减少。结皮厚度 1cm~4cm 不等, 浅灰或棕灰色, 干燥松脆, 易顺着上边的裂纹开裂散碎。下面的薄片或鳞片状结构厚 1cm~5cm, 孔隙更少, 松散易碎。在沙性大和积沙较多地段, 这种结皮发育不好, 甚至没有。紧实层厚 5cm~15cm, 呈褐棕色或黄棕色,

图 4.6-2 评价区域土壤类型图

结构为块状或柱状，粘粒含量达 20%~28%，比上下土层约多 5%~10%。铁稍多一点。中、下部常有斑点状、假菌丝状或斑块状不明显的钙积层，碳酸钙含量为 10%~20%，比上部孔状结皮中的多 1 倍左右，说明它具有轻微淋溶作用。石膏和盐分聚积在 40cm 或 60cm 以下，以 80cm~100cm 深处较多，有的还出现几层石膏。石膏一般呈白色小结晶或晶簇状态，含量高低不一。内蒙古地区的偏低，不足 1%；新疆地区的偏高，在 2%~8% 之间，最高的可达 14%。盐分呈脉纹状乳白色结晶，含量为 0.5%~2%，也是内蒙古地区偏低。盐分组成多属氯化物为主或硫酸盐为主的混合类型，但含重碳酸盐较多，一般为 0.03%~0.08%。包括表土孔状结皮在内，都有一定碱化现象，碱化度 10%~20%。土壤呈强碱性反应，pH8.5~10，以紧实层为最高。

4.6.5 土地利用现状与评价

根据现场踏勘及相关资料，本项目区位于油田已开发区，部分埋设了输油、注水管线，以及伴行公路、电力线及处理站等。并参照《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)，以确定评价范围内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，评价区土地利用类型主要包括采矿用地、其他草地、工业用地和公路用地，其中采矿用地占总评价区面积的 85%。

本项目土地利用占地类型为采矿用地和其他草地（低覆盖草地），项目土地利用类型图详见图 4.6-3。

表 4.6-4 评价区土地利用类型统计表

植被类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
其他草地	47.71	10.25
工业用地	13.14	2.82
采矿用地	395.07	85
公路用地	8.98	1.93
合计	464.9	100

图 4.6-3 评价区域土地利用现状图

4.6.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查

4.6.6.1 区域沙化现状调查（古尔班通古特沙漠）

2020年4月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。本项目位于新疆准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2014年），古尔班通古特沙漠面积48695km²，占全疆沙漠的11.05%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由四片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。沙漠中的沙化土地面积4666222.99hm²，其中：沙质土地4532361.18hm²。沙质土地中，流动沙地38997.61hm²，半固定沙地1215775.51hm²，固定沙地3223187.31hm²，沙化耕地54400.75hm²。

该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。盆地具有同心圆的环带状形式的地质结构和地貌特征，由外向内可有规律的划分为山地—丘陵—山前洪积、冲积砾质戈壁-下陷盆地砂质荒漠的地貌基质带。由山地产生的河流向盆地中心汇集成向心水系，地下水主要是山麓侧向渗透补给和平原降雨与积雪入渗补给。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月形沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在50m以下，有的可高达100m。沙漠年降水量100mm~120mm（沙漠中年蒸发量1400mm~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达40%~50%，在半固定沙丘上也有15%，主要生长梭梭、盐穗木和一些草本植物。

项目所处区域为塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014年），该市沙化土地动态变化情况见表4.6-5，土地沙化现状详见图4.6-4。

图 4.6-4 本项目沙化土地现状

表 4.6-5 项目涉及区域沙化土地动态变化情况 (单位: 公顷)

统计单位	时间	总面积	沙化土地面积													有明显沙化趋势的土地	其他土地类型	
			计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地			戈壁
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地								
和布克赛尔蒙古自治县	第五次	2874225.27	2022340.03	0	184170.75	0	184170.75	659004.02	0	659004.02	0	1329.82	0	48010.65	14240.9	1115583.89	19165.56	832719.68
	第四次	2874391.36	2019706.9	0	224323.27	0	224323.27	678027.56	0	678027.56	0	0	0	57201.45	0	1060154.62	17930.16	836754.3
	动态变化	-166.09	2633.13	0	-40152.52	0	-40152.52	-19023.54	0	-19023.54	0	1329.82	0	-9190.8	14240.9	55429.27	1235.4	-4034.62

4.6.6.2 水土流失现状调查

(1) 和布克赛尔蒙古自治县水土流失情况

①水土流失现状及分布

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告(2018-2030年)》，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积28784km²，2018年度全县水土流失面积25229.39km²，占全县土地面积的87.56%。侵蚀类型主要有冻融侵蚀、水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中冻融侵蚀面积为1.71km²，占水土流失面积的0.01%；水力侵蚀面积为110.02km²，占水土流失面积的0.44%；风力侵蚀面积为25117.66km²，占水土流失面积的99.56%。

②水土流失区域布局

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告(2018-2030年)》，全县共划分为北部山地、草原水源涵养区、中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区、荒漠平原风力侵蚀预防保护区三个生态区，下分1-1中低山冻融侵蚀预防保护区；1-2和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；1-3北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。2-1绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区；2-2白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。3-1盐湖风力侵蚀预防保护区；3-2沙漠风力侵蚀预防保护区；3-3荒漠平原风力侵蚀预防保护区八个水土保持分区。

③水土流失类型

和布克赛尔蒙古自治县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区 and 绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。

(2) 项目区水土流失现状及水土流失量分析评价

本项目所属地貌类型为荒漠平原，荒漠平原区包括察和特灌区以南的广大平原、荒漠地区，由此向南至准噶尔腹地，古尔班通古特沙漠以北区域，海拔300-700m。地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为砾石和粉土为主。植被稀少，部分区域，生长着白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。该区域面积为3499km²，占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的12.16%。该区域以风力侵蚀为主。

(3) 项目区水土流失治理分区

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《全国水土保持规划》项目区属于北方风沙区;根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(水利部办公厅 办水保〔2013〕188号),项目区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内;根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆维吾尔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》(新水办水保〔2019〕4号),项目区属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区(Ⅱ₂天山北坡诸小河流域重点治理区)。按照《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434-2018)的要求和规定,本项目防治目标为北方风沙区建设类一级标准,原地貌土壤侵蚀模数 $1900t/(km^2 \cdot a)$,项目土壤容许流失量为 $1900t/(km^2 \cdot a)$ 。

4.6.6.3 水土保持分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告(2018-2030年)》对水土保持区划的划分,项目区属于北方风沙区(新甘蒙高原盆地区)Ⅱ-北疆山地盆地区(Ⅱ-3)-荒漠平原风力侵蚀预防保护区。本项目区占地位于3-2沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表4.6-6和图4.6-5。

图 4.6-5 本项目所在区域水土保持防治分区图

表 4.6-6 和布克赛尔蒙古自治县区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域
北方风沙区（新甘蒙高原盆地）II	北疆山地盆地（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1hw）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区； 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区； 1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。
			中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区； 2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。
			荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区； 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区； 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准噶尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

本项目结合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）以及项目水土保持方案中的相关要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场、计量站/配水撬采取砾石覆盖等防沙治沙措施，集输支线、干线两侧铺设草方格。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）在管线敷设、计量站建设、供配电线路架设等在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为NO_x、SO₂、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设、计量站建设、供配电线路架设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在100m以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/t·a；

V₅₀—距地面50m处风速，m/s；

V₀—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表5.1-1。由

表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 μm 时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50m~100m 为较重污染带，100m~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.1-2 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量

越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

车速 \ 清洁	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂ 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，

均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用符合国家标准的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.2 运营期环境影响分析

本项目运营期正常工况下输水管线、注水井、配水撬无大气污染物排放。

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对大气环境的影响。

（1）预测模式

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。

（2）预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

序号	污染源名称	海拔(m)	矩形面源			年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)	
			长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)			污染物	排放速率
1	单井井场	486	80	60	1	8760	正常	NMHC	0.0083
								H ₂ S	2.99×10 ⁻⁶
2	计量站	497	30	20	1	8760	正常	NMHC	0.0089
								H ₂ S	3.20×10 ⁻⁶
3	阀池	500	2.0	2.0	1	8760	正常	NMHC	0.0024
								H ₂ S	8.53×10 ⁻⁷

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 5.1-5。

表 5.1-5 估算模型参数选择一览表

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/°C		43.6
最低环境温度/°C		-36.3
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4) 预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-6。无组织硫化氢估算结果见表 5.1-7。

表 5.1-6 非甲烷总烃预测结果表 单位：μg/m³

下风向距离/m	单井井场		计量站		阀池	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
25	41.646	2.08230E+000	187.59	9.37950E+000	94.944	4.74720E+000
50	54.988	2.74940E+000	142.04	7.10200E+000	53.736	2.68680E+000
75	51.774	2.58870E+000	111.75	5.58750E+000	38.61	1.93050E+000
100	43.327	2.16635E+000	92.302	4.61510E+000	30.146	1.50730E+000
150	35.017	1.75085E+000	65.826	3.29130E+000	19.844	9.92200E-001
200	29.012	1.45060E+000	48.967	2.44835E+000	14.247	7.12350E-001
500	12.984	6.49200E-001	16.303	8.15150E-001	4.4975	2.24875E-001
1000	5.7796	2.88980E-001	6.6598	3.32990E-001	1.7975	8.98750E-002
1500	3.4618	1.73090E-001	3.8666	1.93330E-001	1.0436	5.21800E-002
2000	2.4481	1.22405E-001	2.6244	1.31220E-001	0.70834	3.54170E-002
下风向最大质量浓度及占标率	55.395	2.76975	188.81	9.44050	138.71	6.93550
D10%	0		0		0	

最远距离/m			
最大浓度落地 点距离/m	54	27	11

表 5.1-7 硫化氢预测结果表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

下风向距离/m	单井井场		计量站		阀池	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
25	0.0150005	1.50005E-00 1	0.067455	6.74550E-00 1	0.0337272	3.37272E-00 1
50	0.0198062	1.98062E-00 1	0.0510758	5.10758E-00 1	0.0190888	1.90888E-00 1
75	0.0186485	1.86485E-00 1	0.0401839	4.01839E-00 1	0.0137155	1.37155E-00 1
100	0.015606	1.56060E-00 1	0.0331906	3.31906E-00 1	0.0107088	1.07088E-00 1
150	0.0126128	1.26128E-00 1	0.0236702	2.36702E-00 1	0.00704923	7.04923E-00 2
200	0.0104499	1.04499E-00 1	0.0176079	1.76079E-00 1	0.005061	5.06100E-00 2
500	0.00467672	4.67672E-00 2	0.00586235	5.86235E-00 2	0.00159766	1.59766E-00 2
1000	0.00208176	2.08176E-00 2	0.00239478	2.39478E-00 2	0.00063853	6.38530E-00 3
1500	0.00124691	1.24691E-00 2	0.00139038	1.39038E-00 2	0.00037072 1	3.70721E-00 3
2000	0.00088178 3	8.81783E-00 3	0.00094370 1	9.43701E-00 3	0.00025162 5	2.51625E-00 3
下风向最大质量浓度及占标率	0.0199528	1.99528E-00 1	0.0678937	6.78937E-00 1	0.0492743	4.92743E-00 1
D10%最远距离/m	0		0		0	

最大浓度落地 点距离/m	54	27	11
-----------------	----	----	----

根据表 5.1-6、表 5.1-7 预测结果可知，各井场、计量站、阀池非甲烷总烃最大贡献浓度为 $188.81\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 27m，最大占标率为 9.44050%。非甲烷总烃满足《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（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。项目区硫化氢最大贡献浓度为 $0.0678937\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 27m，最大占标率为 $6.78937\text{E}-001\%$ ，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ），井区内硫化氢可以实现达标排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.1 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 5.1-8。

表 5.1-8 大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输	非甲烷总烃	采用密闭集输流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	$4.0\text{mg}/\text{m}^3$	2.538t/a
2	石油开采	硫化氢	/	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）	$0.06\text{mg}/\text{m}^3$	0.000911t/a

5.1.2.2 运营期大气环境影响分析结论

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满足标准限值要求。

5.1.2.3 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-8。

表 5.1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目								
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>		
		环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
现状评价	评价基准年	(2023) 年								
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>					不达标区 <input type="checkbox"/>			
	污染源调查	调查内容		本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	AD MS <input type="checkbox"/>	AUSTAL20 00 <input type="checkbox"/>	EDMS/A EDT <input type="checkbox"/>		CALPU FF <input type="checkbox"/>	网格 模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放 短期浓度 贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>					C _{本项目} 最大占标率> 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放 年均浓度 贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>					C _{本项目} 最大占标率> 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>					C _{本项目} 最大占标率> 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排 放 1h 浓度 贡献值	非正常持续时 长 () h		c _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>			c _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>			
保证率日 平均浓度 和年平均 浓度叠加	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>					C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>				

	值				
	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 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测□
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）	监测点位数（1）		无监测□
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受□			
	大气环境保护距离	距（）厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO ₂ :（0）t/a	NO _x :（0）t/a	颗粒物:（0）t/a	VOCs:（2.538）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.1.3 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，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：钻井废水、废射孔液、管道试压废水。

（1）钻井废水

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）废射孔液

本项目油井投产前需进行射孔作业以提高产量，射孔液与采出液一起管输至陆梁集中处理站处理，不外排。

（3）管道试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 运营期废水影响分析

(1) 正常状况

在运营期内，项目产生的采出水、井下作业废水经陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排，不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的废水不会对地表水产生不利影响。

(2) 事故状况

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油100%回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 区域水文地质条件

本项目所在区域水文地质资料参考《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目环境影响报告书》中相关调查结果。

(1) 水文

陆9井区开发建设地区无地表水资源。与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育有多条河流，这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。但是实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖。基本上是以地下径流（方式）汇入盆地，最终流向盆地最低处—玛纳斯湖。

(2) 水文地质概况

① 区域地质构造

准噶尔盆地在地质构造上是一个古老的陆台，其边缘界线与古代褶皱山脉和

断裂线的方向一致，基本是一个被海西、加里东褶皱山系所围绕的盆地。海西运动以后、天山、阿尔泰山地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地，盆地在此时初步形成，并成为单独的一个构造单元。后来盆地发生了隆起，海水退出，气候变得干燥，仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区，继续进行着沉积作用，其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区，大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。喜马拉雅运动，尤其是晚第三纪末的垂直上升运动，使盆地周围在中生代还是隆起平原或丘陵的地区再度上升，形成现代天山和阿尔泰山山系，山前拗陷带中的中生代地带随之褶皱隆起，形成与山系大致平行的背向斜构造。

开发区范围内广泛分布有厚度0~100m的第四纪沉积物，以风积物、冲积物为主，兼有湖形冲积物，残积风积物和化学沉积物等，岩性主要为松散的细砂层或亚砂土层，由北向南，第四系沉积厚度逐渐增大。

②区域水文地质条件

评价区地处准噶尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区。远离盆地南部的天山山脉，也远离盆地北部的谢米斯赛山、阿勒泰山脉，同时也远离南部天山山脉的山前冲洪积平原，因此区内水文地质条件相对复杂。

玛纳斯湖是区内浅层地下水的排泄基准面，从区域上分析，注入玛纳斯湖的地表水系主要有玛纳斯河、和布克尔河。发育于天山山脉北麓的玛纳斯河汇集了玛纳斯河、安集海河、金沟河、塔西河、呼图壁河，这些河流由南向北径流，在泉水地—莫索湾地区转向西径流，而在小拐地区汇合后折向北流入玛纳斯湖地区。这些河流径流方向的改变，主要是由于地质历史条件的改变引起的，即地质构造作用和玛纳斯湖沉积中心的不断变迁引起的。同时，随着人类活动的加强，以玛纳斯河为主的南部河流的地表径流量在不断减少，输送到河流下游的地表径流日益减少，使河流下游的河床干枯裸露，因而在莫索湾—小拐地区分布有大量干枯的故河道。而在距离石南油田较近的莫索湾地区的北部沙漠地带，沙漠下也覆盖了无数的故河道，从以往的资料表明这些故河道就是早期呼图壁河、塔西河及部分玛纳斯河通向盆地腹地的古河道。由此表明，在莫索湾及其以北地区曾经是南部天山山脉北麓地表径流的汇集地带，当时地表水对该地区地下水的补给是相对强烈的，而且目前来看，这种补给仍有存在的可能。

在石南油田的西侧、北侧，属于白杨河与和布克尔河流域。白杨河从西侧汇

流到艾里克湖、和布克尔河从北侧汇入玛纳斯湖，在玛纳斯湖的西侧与北侧形成了白杨河冲洪积扇、和布克尔河冲洪积扇。近一个世纪来，在农业开发与其他人类活动影响下，白杨河及和布克尔河地表径流不能到达玛纳斯湖，玛纳斯湖面的日渐萎缩使玛纳斯湖到石南地区成为宽阔的荒漠及沙漠地区。本项目所在区域水文地质图见图 5.3-1 和区域水文地质柱状图 5.3-2。

③地下水类型，含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区，出露地层岩性多为第三系粉砂岩、细砂岩，局部地段表层覆盖有厚度较小的第四系洪积、风积堆积层。根据地下水赋存条件、水力性质及水力特征，将评价区内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深 $<50\text{m}$ ，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般 $>100\text{m}$ ，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在 $500\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，属于中等富水。地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。本项目开采油藏及注水层位在地下 $1200\text{m}\sim 1580\text{m}$ 范围内，远超出项目区地下水含水层深度。

④地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区浅层承压水主要接受盆地北部山区、山前冲洪积扇地下水、地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行越流补给。浅层地下水的总体径流方向由西北向东南，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。盆地边缘及河流沿线地下水汇流为盆地中部地下水的主要补给来源，同时，由于各河流距陆梁地区所在的盆地中部很远，接受补给的地下含水层系主要是第三系或以下含水层，第四系含水层受地下水径流补给的可能性几乎不存在。

油田开发及运营过程中地下水的开采是该区地下水重要的排泄，地下水补给丰富或开采量不大时，地下水在该区形成的汇流仍可能以径流方式向深层（盆地中心）排泄。

图 5.3-1 本项目所在区域水文地质图

图 5.3-2 本项目所在区域水文地质柱状图

⑤地下水化学特征

由于越靠近盆地的腹地，气候干燥，地下水补给总体来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的 Cl-Na 型过渡到 Cl·SO₄-Na 型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减小，地下水矿化度从 >10000mg/L 变化到 5000mg/L~10000mg/L 左右，在石南 21 井区及麦特根哈拉托洛盖一带的浅部地下水矿化度在 10000mg/L 左右，而在陆水 23 号供水井区（井深>400m），矿化度在 7000mg/L 左右。

本区域内有供水意义的水文地质单元极匮乏，属于地下水资源极贫乏区，地下水的形成严格受到山区地下水和地表水的控制，同时受到大气降水的影响，山区地下水资源类型主要是古生界基岩裂隙水，平原区地下水资源类型主要是松散岩类孔隙水、碎屑岩类孔隙水。井区地下水资源总量为 $2.3187 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，可开采量为 $1.3906 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。地下水的补给主要来源于山区河流渗漏补给、山前侧向渗漏补给、大气降水直接渗入补给以及水库渠系渗漏补给及田间灌溉补给。地下水埋藏深浅不一，贮藏量不均，流向自东南向西北。水质方面基本上是从东南向西北水质由好变差，潜水埋藏较浅，由淡水逐渐变为咸水，矿化度由低到高。

⑥地下水分布

和布克赛尔蒙古自治县地下水可开采量 $0.78 \times 10^8 \text{m}^3$ ，因地质条件复杂，开采难度较大，利用量少。地下水根据水理性质及含水层时代划分为第四系孔隙潜水、第三系孔隙潜水和第三系孔隙承压水。

第三系碎屑岩类孔隙水：陆梁油田水源地主要含水层为第三系孔隙承压含水层。承压含水层顶板埋深在 50m~100m，单井涌水量 $100 \text{m}^3/\text{d} \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，地下水矿化度一般为 $3 \text{g/L} \sim 10 \text{g/L}$ ，属半咸水，水化学类型为 Cl·SO₄-Na 或 Cl·SO₄-Na·Ca 型水，是本区主要的开采目的层。

第四系松散岩类孔隙水：根据现有调查资料分析，第四系沉积物基本不含水或含少量水，地下水埋深浅则数米，深则数十米，其水质较差，不适于工、农业开发利用。另一方面，大部分地区，地下水位以上，降水入渗后被包气带地层阻隔，短期内形成局部上层滞水，地下水或以毛细水、结合水形式存在。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工对地下水的影响。

5.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目钻井采用水基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井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，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-1.7m~-2.0m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响很小。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

中国石油新疆油田分公司开发公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至陆梁集中处理站处理，不会对地下水产生不利影响。

5.3.3.2 油田采出水对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出水进入陆梁集中处理站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。

陆梁集中处理站污水装置处理规模为20000m³/d，根据设计方案，污水处理系统有操作弹性，最大污水处理量约为23000m³/d，目前实际处理量约18900m³/d，

本项目采出水和井下作业废液产生量日最大为 1122.08m³，因此陆梁集中处理站可满足本区块新增采出废水处理要求，采出水经陆梁集中处理站处理达标后用于回注油藏，不排入外环境。

5.3.3.3 落地油对地下水的影响

本项目钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100%的回收。本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，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。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100%回收。

5.3.3.4 含油污泥对地下水的影响

本项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

陆梁油田作业区污泥暂存池贮存规模为 10665m³，占地面积为 9464m²，该贮存场不长期贮存含油污泥，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司定期对贮存场内危废进行清运处置，同时本项目分批实施，其产生量不会达到最大，贮存场可满足项目需求。不会对当地地下水产生影响。

5.3.3.5 开采、回注前后对地下水流场的影响

本项目油井、注水井在施工过程中采用二开井身结构，钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染，表层套管采用 G 级水泥浆双胶塞固井，水泥浆返至地面，技术套管采用（超低密度+低密度）抗水侵双凝双密度水泥浆体系常规工艺固井，水泥浆返至地面，确保安全封闭此深度内的地下水层，完井方式采用Φ245mm×Φ140mm×21MPa 正规套管固井完井。根据地下水赋存条件、水力性质及水力特征，将评价区内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深<50m，含水层为第三系

粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般 $>100\text{m}$ ，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。项目位于呼图壁河组 $K_1h_2^{3-4}$ ，回注层位砂体空间为 19903464m^3 ，有足够的储集空间，能满足项目生产期内的回注要求。本项目注水井选用 25MPa 的注水井口，注入压力为 16MPa ，井口装置结构完整、密封良好，压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求，注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面，注水井开注前应进行试注，要求注入水与注入层岩性及地层水配伍性好、不会形成二次沉淀堵塞地层，同时本项目开采油藏及注水层位在地下 1200m 内，远超出项目区地下水含水层深度，注入水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），能注入目的层。因此，项目开采、回注前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

5.3.4.1 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 、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

评价区内浅层承压水含水层顶板埋深 $<50\text{m}$ ，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般 $>100\text{m}$ 。

本项目采油和注水目的层深约 1200m 内，采油与注水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。钻井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，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

5.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（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，原油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。

5.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要1d~2d才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约300m左右时，井喷持续时间2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

5.3.4.4 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过

饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。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《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。

① 泄漏源强

A. 管线输送全管径泄漏

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 5min 考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bb1（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， r 取 0.075m，长度取 950m；

f_{rel} —最大泄漏量，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bb1。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）计算公式如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中： Q —管道流量（标准桶/天），流速 1.0m/s；

t—关闭阀门时间（分钟），取 5min。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大原油泄漏量为 5.2648t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.52648t。

B.油井套管破损泄漏

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单油井设计产能为 3.0t/d，根据中国石油新疆油田分公司开发公司多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此，该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 300kg/d。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级按照二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x,y,t)—t时刻点 x,y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

m_M —瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数（ m^2/d ）；

D_T —横向 y 方向的弥散系数（ m^2/d ）；

π —圆周率。

④参数选取

本次弥散系数及渗透系数的取值主要参考同地区地下水研究成果《陆9井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程建设项目环境影响报告书》中数据，根

据潜水含水层的岩性主要为细砂、中细砂、中粗砂为主，模型中所需参数选取见表 5.3-1。

表 5.3-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	集输管线参考数值	油井套管破损
1	m_M	瞬时注入的质量	526.48kg	300kg
2	t	时间	100d、500d、1000d	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	20m	20m
4	u	水流速度	0.33m/d	0.33m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.12m ² /d	0.12m ² /d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.05m ² /d	0.05m ² /d
7	n_e	有效孔隙度	0.3	0.3

(4) 预测结果

当集输管线发生全管径泄漏及油井井壁破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.3-3~图 5.3-4。

图 5.3-3 输送管线发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

图 5.3-4 油井套管破损发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，输送管线发生全管径泄漏和油井套管发生破损后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 33m、165m、330m。随着时间增加，污染范围有所增加。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 10m 以下，泄漏的原油进入地下水的的可能性很小。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求建设单位定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。

综上，在发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3.5 小结

运营期产生的井下作业废水拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理，采出水管输至陆梁集中处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，防止管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、缓冲罐发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离 (m)；

r_0 —参考位置距离声源的距离 (m)；

预测结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 各种施工机械在不同距离的噪声预测值 单位：dB (A)

距离 (m)	源强	隔声后	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	160
钻机	90	80	66	60	56	54	52	50	48	46	44	42	40	34
泥浆泵	93	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
振动筛	105	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47
柴油机	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42

由预测结果可以看出：

- (1) 钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。昼间距离井场

10m处，夜间60m处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间70dB（A），夜间55dB（A）的要求。

（2）昼间施工噪声在40m处，夜间施工噪声在160m处满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。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，没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须做好劳动防护措施。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场的各类机泵以及井下作业设备噪声。

（1）预测源强

项目正常状况噪声源主要为抽油机、机泵，非正常状况下有井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按25dB（A）计。项目工程主要噪声源强见表5.4-2。

表5.4-2 项目主要噪声源强情况表（单位：dB（A））

序号	正常/非正常状况	位置	声源源强	空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	正常状况	井场	抽油机	60	45	10	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
2		配水撬	机泵	3.4	3.5	0	80~90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	连续
3		交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
4	非正常状况	井场	井下作业（修井等）	60	45	0	80~120	独立基础，加减振垫，采用软连接	连续

（2）预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于2类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，即昼间60dB(A)，夜间50dB(A)。

（3）预测模式

本工程井场噪声源主要为井场的机泵和井下作业噪声，井场四周未设围栏，

是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算方式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级为

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级（ L_{eq} ）计算公式：

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

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) 预测结果

项目建成后，正常工况下，井场场界噪声预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点编号	测点位置	固定声源距厂界距离/m	贡献值	现状监测值		预测值		评价标准	达标情况
				昼间	夜间	昼间	夜间		
单口井	东侧外 1m	40	36.18	52	42	52.11	43.01	昼间 60,	达标
	南侧外 1m	30	38.68	52	42	52.2	43.66		
	西侧外 1m	40	36.18	52	42	52.11	43.01	夜间	

	北侧外 1m	30	38.68	52	42	52.2	43.66	50	
--	--------	----	-------	----	----	------	-------	----	--

由预测结果可知，运营期项目区厂界四周噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

（5）声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.4-4。

表 5.4-4 声环境影响评价自查表

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

5.4.3 小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排

放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求,且本项目位于戈壁荒漠,周边 200m 范围内无固定居民居住,故在运营期间本项目不会产生扰民现象,运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.5 固体废物影响分析

油田开发过程中产生的固体废物主要为:①施工期钻井过程中产生的钻井岩屑、施工弃土、机械设备废油、废弃防渗膜、少量的建筑垃圾及施工生活垃圾等;②运营期产生的含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油和废弃防渗膜等。

5.5.1 施工期固体废物影响分析

(1) 钻井岩屑

采用泥浆不落地技术收集,经泥浆不落地装置固液分离后,泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入收集罐,用于后续钻井配液等环节使用;岩屑经不落地系统收集暂存在岩屑暂存罐内,交岩屑处置单位处理,经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中要求,可进行综合利用。

(2) 机械设备废油、废弃防渗膜

在油气井钻井过程中,井筒液柱压力大于地层孔隙压力(有时甚至低于地层孔隙压力),严禁地层流体进入井筒,因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜,同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上,以防止落地油污染土壤环境,因此正常工况不会产生落地油。

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作,以使其能正常运转,此过程中将产生少量的废油,如废润滑油、废机油、废弃防渗膜等,委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

(3) 施工土石方:施工土方在管线及输电线路杆塔施工结束后全部用于回填管沟及场地平整,并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

(4) 建筑垃圾:主要包括土建工程垃圾、建筑材料包装、安装工程的金属废料等,采取有效措施及时收集、清理。采取回收和综合利用等方法,充分利用资源;对拆除的配电柜、变压器等设备由物资管理站统一回收,并按照油田公司相关报废处置的管理规定,走报废处置流程;对不能再利用的建筑垃圾,可送当

地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

(5) 施工生活垃圾：项目建设施工期施工人员的生活垃圾利用垃圾箱（桶）收集，清运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

(1) 含油污泥

该废物来自联合站内井下作业废液除油预处理装置以及检修清罐等工艺；该废物属于危险废物，含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

(2) 落地原油

油田在钻井、试油、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至陆梁集中处理站进行处理。

(3) 废润滑油、废弃防渗膜

井下作业和采油过程中机械设备维修中产生少量废润滑油，回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理。

采油井进行井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，对于不可利用的废防渗膜委托具有危险废物运输及处理资质的单位处理

(4) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次，清管废渣的主要成分为石油类、SS 等，属于危险废物，在作业过程严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集，委托有危废处置资质单位进行处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑

残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，拟建工程采油井场等地面设施属于I类项目，集油管线、注水管线等管线工程属于II类项目。

根据“2.5.4 土壤环境”小结确定，本项目所处区域属于盐化区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建工程集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目影响类型表

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

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”。

拟建工程输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此污染影响型选取石油烃作为代表性污染物进行预测，生态影响型价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-2 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

影响型	污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
-----	-----	---------	------	------	----

污染影响型	井场	采油过程发生井喷事故	垂直入渗	石油类	事故工 况
	集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油类	
生态影响型	集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	盐分含量	

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.6.1.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%~40%，土壤养分将下降30%~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.6.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.6.1.3 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，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，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活

动等都会加剧水土流失。

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;在管线的敷设过程中,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。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。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式,管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内,管沟边堆起一道临时土垄,在大风状态下易发生风力侵蚀,即使在堆土回填后风蚀量会有所减少,但地表仍为疏松地带,需要一个较长的恢复阶段。

5.6.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质,会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气,而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施,且施工场地已经干化结实,起尘量很小。因此,本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土,不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物,弃土用于周边井场平整,因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水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密闭管路连接,不会出现溢出和泄漏情况,实现可视可控,且在管线上做好标识,如若出现泄漏等事故情况,可及时发现,及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.2 事故状态下污染影响型土壤环境影响分析

(1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明：岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验，结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好，龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱，盐土的渗透性非常小；风沙土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，向风沙土内输入石油类物质 100d 后，石油类集中分布在 0~20cm 表层土壤内，0~5cm 土壤截留了约 90% 以上的输入原油，由此可以推断其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林，2009）中的实验结果，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

(2) 集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

本项目对土壤环境可能产生的影响主要为输油管线和注水管线事故状况下破裂造成石油垂直下渗导致土壤污染。故将本次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。本次以最不利的输油管线泄漏对土壤环境进行预测分析。

1) 情景设定

本项目类比《陆9井区呼图壁河组油藏2022年水平井开发工程建设项目环境影响报告书》中同类型管线事故泄漏情况。由于本项目输油管线埋于地下，发生破损后较难发现，会通过垂直下渗形式进入废水处理站的土壤，从而使局部土壤环境质量逐步受到污染影响。因此，设定以下污染物泄漏情景：输油管线发生破损后长时间未被发现，采出液连续进入土壤环境中，设定事故持续时间为50d。

2) 预测因子

污染物预测评价因子为石油类，类别同行业，采出液中石油类浓度设置为1000mg/L。

(3) 预测方法

管线穿孔泄漏后，采出液首先在包气带中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。本次评价选用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录E中E.2推荐的预测方法。

①水流运行基本方程

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(K(h) \frac{\partial h}{\partial z} + K(h) \right)$$

式中： θ —土壤体积含水率；

h —压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K —非饱和渗透系数（cm/h）；

T —时间变量（1/h）；

Z —空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

②土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n\right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - (1 - S_e^{1/m})^n\right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： θ_r —土壤残余含水率；

θ_s —土壤饱和含水率；

S_e —有效饱和度；

α —土壤水力特征经验参数；

n —土壤孔隙大小分配指数；

K_s —饱和水力传导系数；

l —土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

③土壤溶质运移模型

a. 一维非饱和和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial \theta_c}{\partial t} + \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial qc}{\partial z} - Asc$$

式中： c —污染物介质中的浓度，mg/L；

D —弥散系数， m^2/d ；

q —渗流速率， m/d ；

z —沿 z 轴的距离， m ；

t —时间变量， d ；

θ —土壤含水率， $\%$ 。

b. 初始条件

$$c(z,t)=0 \quad t=0, L \leq z < 0$$

c. 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件，其中 E.6 适用于连续点源情景，E.7 适用于非连续点源情景。

$$c(z,t)=c_0 \quad t>0, z=0$$

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

4) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发，于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善，目前已得到广泛认可与应用，能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布，时空变化，运移规律，分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

5) 模型构建

包气带污染物运移模型为：集输管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果，本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟。模拟厚度设置为 3m，模型剖分按 10cm 间隔，共 301 个节点。在模型中设置 3 个观测点位，编号 N1~N3，分别位于 -1.5m、-2.2m、-3.0m 深处。

本次设定模型运行时间为 50d，本次共设置了 5 个输出时间点，分别为 10d、20d、30d、40d、50d。

6) 泄漏源强及参数选取

① 参数选取

本项目所在地土壤质地为灰漠土，土壤水力参数见表 5.6-3，土壤溶质运移参数见表 5.6-4。

表 5.6-3 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	θ_s	θ_r	α (cm ⁻¹)	n	Ks	I
0~300	灰漠土	0.46	0.034	0.016	1.37	6.0	0.5

注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 5.6-4 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm ³)	纵向弥散系数 DL (m ² /d)
0~300	灰漠土	1.5	10

注：①土壤质地、密度和纵向弥散系数取自 HYDRUS 软件中自带数值。

② 泄漏源强

集输管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 E 及附录 F.1.1 液体泄漏，设定本项目集输管线破裂泄漏孔径为 10mm，液体泄漏速率按照 F.1 公式进行计算，泄漏点隐蔽、泄漏量较少，短期内不易发现。

石油类泄漏源强计算结果见表 5.6-5。

表 5.6-5 泄漏源强一览表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	泄漏采出液量 (t/d)	单位时间渗透通量 (cm/d)
集输管线泄漏	石油类	1000	20.55	75.312

7) 边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

① 水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗透通量为 75.312cm/d，设定土壤剖面初始压力水头为-100cm。下边界选择自由排水边界。

② 溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

8) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 5.6-1，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 5.6-2。

图 5.6-1 石油类在观测点的浓度随时间变化图

图 5.6-2 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 5.6-1 和图 5.6-2 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重。

因此运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须

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

5.6.2.3 事故状态下生态影响型土壤环境影响分析

考虑事故状态下，本次以最不利的输油管线泄漏对土壤环境进行预测分析。输油管线破裂后，采出液进入表层土壤中，输油管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在1天内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从输油管道中泄漏的采出液量为20.55m³。采出液中的氯根在4960.8mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为65115.86g。

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = \frac{n(I_s - L_s - R_s)}{(\rho_b \times A \times D)}$$

式中： ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S ——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心20m×20m范围，表层土壤容重根据

区域土壤理化特性调查取值为 1471.5kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 2.959g/kg。预测年份为 0.137a（50 天）。

根据上述计算结果，在 50 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.076g/kg，叠加现状值后的预测值为 3.035g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.6.2.4 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.6-6。

表 5.6-6 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				/
	占地规模	(38.96) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（）				
	全部污染物	石油烃、盐分含量				
	特征因子	石油烃、盐分含量				
	所属土壤环境影响评价类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> ；d) <input type="checkbox"/> ；				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	0~20cm	
	柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 分别取样		
现状监测因子	(GB36600-2018)表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项 (GB15618-2018)表 4 中 8 项因子和石油烃和 pH 值，共 10 项					
现状评价	评价因子	GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）+pH 值、石油烃 (GB15618-2018)表 4 中 8 项因子+石油烃、pH 值				

	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()		
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值		
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量		
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 (类比法)		
	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小	生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐化程度加剧	
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		2 (井场、计量配水站)	石油类、土壤盐分含量、pH 值	1 次/5 年
信息公开指标				
评价结论		采取环评提出的措施, 影响可接受		
注 1: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价工作的, 分别填写自查表。				

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除井场、计量站、阀池为永久性占地外, 其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大, 运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被, 即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当, 失去地表植被保护的土壤, 在强风力的作用下可能发生风力侵蚀, 造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征, 局限在不大的范围内, 影响区域位于沙漠边缘, 人烟稀少。

(2) 在开发范围内各具体环境影响组分呈点块状 (如井场等) 和线状 (如集输管线等) 分布, 影响范围明确。

(3) 影响方式主要发生在施工期, 施工结束后可逐步恢复。

项目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 5.7-1。

表 5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和

处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.7.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

(1) 钻井及修井

本项目共部署井数 37 口（28 口新钻井，7 口老井转注），井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

(2) 管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）24.44km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

(3) 地面构筑物的修建

本工程供配电、消防等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到

最小。

生态环境影响因素见表 5.7-2。

表 5.7-2 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程中对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

(1) 永久性占地区域

井场、构筑物等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

(2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保持的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 449525.7m²，其中永久占地面积 21345.7m²，临时占地面积 428180m²。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道建设是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

(1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、管道、供配电线路等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目位于荒漠地区，占地类型为采矿用地（449125.7m²）和其他草地（临时占地 400m²），植被多为盐爪爪、盐穗木、梭梭荒漠等，植被覆盖度为 20%~30%。在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余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变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 428180m²，永久占地面积为 21345.7m²，项目区域植被类型为红皮沙拐枣荒漠，根据黄玫、季劲钧等《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，2006（12）：4156-4163）中提到荒漠植被类型平均总生物量为 0.07kg/m²，在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，项目施工过程中预计将造成 1.49t 永久性植被损失和 29.97t 临时性植被损失。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

(2) 管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。本项目新建采油管线 16.03km，新建注水管线 8.41km，管线长度相对较短，管径较小，项目区植被覆盖度较低，因此对植被影响较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

(3) 供配电线路架设对植被的影响

本项目架空线路长度 4.5km，立杆塔 30 根，杆塔基座永久占地 270m²，临

时占地 9000m²，占地类型为采矿用地，植被稀疏，永久占地面积相对较小，相对生物损失量较小，临时占地生物损失量施工完毕后可自然恢复。

(4) 人类活动对植被的影响

项目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形成次生荒漠化。

但评价区内植被盖度较低，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.7.2.3 对草地影响分析

项目区在施工过程中管线占其他草地的面积为 400m²，属于临时占地，在完井后的 2~3 年中，将影响占地范围内的植被初级生产力。占地类型为其他草地（低覆盖草地），根据黄玫、季劲钧等《中国区域植被地上与地下生物量模拟》（生态学报，2006（12）：4156-4163）中提到荒漠植被类型平均总生物量为 0.07kg/m²，草地的生物损失量约为 0.028t/a。本项目占地范围内植被覆盖度较低，且随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾，只要加强施工管理，项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

5.7.2.4 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，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的减少。

(1) 施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设、架空线路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，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、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无

噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，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他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和施工场地等人员活动较多的区域。

(2) 对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠，原始动物类型中有荒漠型动物类群分布，开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

(3) 对野生动物生境的影响

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

5.7.2.5 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目将建设 24.44km 的集输管线、4.5km 架空线路，管线及塔基在设计选线时尽量避开植被长势良好、茂密的区域，同时要求严格控制作业范围，根据管径的大小尽可能少占地。管线施工完成后会造成一定的生境切割现象，但管线敷设均为临时占地，在施工完成后需及时对临时占地进行恢复，为防止区域水土流失，可在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。因此集输管线敷设引发的生境切割现象为暂时性影响，随着区域植被的恢复或人工防风固沙措施的实施而恢复。

本项目开发过程中永久性占地面积为 21345.7m²，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 21345.7m²。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.7.2.6 生态系统结构、功能完整性和生物多样性

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油田开发如井场、管线等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，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。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为 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。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。项目区域生态系统完整性等级见表 5.7-3。

表 5.7-3 本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	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	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变	过度变化	高

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
	生物量和密度	没有			化		
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	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	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	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	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
结构	种群结构	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	适度
	土壤状况	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	适度
	空间异质性/斑块大小/破碎度	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	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	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	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	差
	斑块连续性	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

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影 响较小。项目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由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积 449525.7m²，其中永久占地面积 21345.7m²，临时占地面积 428180m²，占地类型为采矿用地和其他草地（低覆盖草地），地表无植被。由于项目占地面积有限，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。

5.7.3 运营期生态环境影响分析

5.7.3.1 对植被的影响

项目永久占地 21345.7m²，永久占地主要是井场、站场占地。油田开发后，运营期间采出液均是管输至陆梁集中处理站，减少了来往车辆的运输，降低了扬尘的扩散，对周边植被影响减小。

5.7.3.2 对野生动物的影响

在运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采油井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

5.7.3.3 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油、含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价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，植物死亡率就越高，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，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（2）突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生事故时，井场和处理站周围 200m~500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

(1) 侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

(2) 侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

(3) 人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

5.8.2 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、杆塔施工、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.8.2.1 开发过程

开发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，使荒漠化的过程加剧。

5.8.2.2 地面构筑物建设

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。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、站场、油气集输管线、架空线路杆塔建设及配套工程等。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。

5.8.2.3 管线建设

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.8.2.4 杆塔建设

项目区杆塔塔基等工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧。

5.8.3 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀，经查阅资料，项目区土壤侵蚀模数在 $1900t/(km^2 \cdot a)$ 左右。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 $428180m^2$ ，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 $813.54t/a$ 。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.9 土地沙化影响分析

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

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原

始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

(3) 对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，施工期井场、计量站、集输管线、架空线路等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

5.10 运输过程影响分析

5.10.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.10-1 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.10-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.10-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 (单位：kg/km·辆)

车速 \ 清洁	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.10-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m~50m 范围。

表 5.10-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

5.10.2 噪声影响

运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB (A) 的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32m 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB (A) 的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.10.3 环境风险影响

要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见 5.10 节）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

(2) 地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 2.0m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟及杆塔塔坑挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。风速过大时，应停止施工作业。

⑤对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布以减少洒落。禁止露天堆放建筑材料，细颗粒散料要入库保存，搬运时轻拿轻放，防止包装袋的破裂。车辆行驶路线应首选硬化道路。

⑥施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

⑦加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物是油气集输过程无组织排放的烃类气体，挥发性有机物无组织排放控制管理措施如下：

(1) 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。

(2) 本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用井口加热工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。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。

(3) 加强对密闭管线及密封点的巡检，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，台账保存期限不少于3年。

(4) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(5) 设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

(6) 场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢浓度不应超过 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述针对无组织烃类物质采取的工艺控制措施和定期检查措施，可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)要求，上述在油田应用广泛，经济可行。

类比陆9井区同类型井场污染源监测数据，具体见区块回顾性分析章节，无

组织废气可达标排放，因此拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

(1) 节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到40%~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，避免水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，剩余少量液相由钻井队交由专业公司回收处置。

6.2.1.2 施工生产废水

施工生产废水主要为设备冲洗废水，主要污染物为泥砂，石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。

本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷洒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

6.2.1.3 射孔液

本项目射孔完成后，射孔液与采出液一起管输至陆梁集中处理站处理，不外排。

6.2.1.4 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

6.2.2 运营期废水防治措施

(1) 采出水、井下作业废水经陆梁集中处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)要求后回注油藏，不外排。

(2) 按照陆梁油田作业区环境保护规定要求，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至陆梁集中处理站处理，对转移车辆全程GPS定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

(3) 井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

(4) 井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

(5) 采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量避免跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

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

6.3 地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

6.3.1 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②对集输管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品，集输管道采用地下敷设，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置。

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

6.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点防渗区、一般防渗区。分区防渗内容可见表 6.3-1。

表6.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、计量站、配水撬、集输管线、阀门池、岩屑储罐等	重点防渗区	等效黏土防渗层 Mb \geq 6.0m，渗透系数 K \leq 1 \times 10 $^{-7}$ cm/s；或按照 GB16889 执行
井场泥浆不落地设施区、材料房、发电机房	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb \geq 1.5m，渗透系数 K \leq 1 \times 10 $^{-7}$ cm/s；或按照 GB16889 执行

各分区应根据《石油化工工程防渗工程技术规范》(GB/T 50934-2013)的要求进行防渗处理：

①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯(HDPE)膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

6.3.3 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中要求，本工程需布设 3 眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位(监测井位的设置可依托原有水井)。

地下水监测计划详见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
W1	项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD
W2	项目区布设 1 个监测点		
W4	项目区下游布设 1 个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a、预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b、工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c、建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d、按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e、定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 300m³/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300m³/d 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

f、油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

②技术措施

a、油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》

(GB/T 17745-2011) 要求进行井筒完整性管理, 定期开展井筒完整性检查。

b、定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c、回注井运行过程中, 应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测, 油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 要求。

d、在日常例行监测中, 一旦发现地下水水质监测数据异常, 应尽快核查数据, 确保数据的正确性, 并将核查过的监测数据报告安全环保部门, 由专人负责对数据进行分析、核实, 并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下: 了解站场生产是否出现异常情况, 出现异常情况的装置、原因。

6.3.4 应急响应

一旦发生风险事故, 大量物料泄漏至地表, 首先污染包气带, 因此首先要查明污染物污染的范围及深度, 尽可能的将污染物控制在包气带的范围内, 根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理, 以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中, 就会较快地在地下水体中迁移, 从而威胁地下水的品质。因此, 一旦发现渗漏进入地下水饱水带后, 应立刻采取如下措施:

(1) 在风险情况下(井喷等), 物料可能大量泄漏至地表, 通常物料会控制在一定区域内, 风险发生后, 只要尽快对物料进行收集处理, 对污染的防渗土层进行清理, 则可避免物料大量进入地下水。

(2) 如果发生井喷等风险事故, 应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井, 并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况, 掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度, 根据地下水由北东向南西的主导流向, 密切监视污染物所到达的范围, 为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

(3) 一旦监测到地下水污染, 及时查清污染范围和程度, 发生事故时, 应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组, 组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测, 制定消除污染方案。

(4) 地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下：

应急预案的日常协调和指挥机构。

各部门在应急预案中的职责和分工。

确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机等高噪声设备；

(3) 泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；

(4) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

(5) 少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间；

6.4.2 运营期噪声防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备。

(2) 对噪声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，如设置消音设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

(3) 对于噪声强度大的作业（例如修井作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。

(4) 尽量将发声源集中统一布置。

(5) 切合实际的提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(6) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(7) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

类比陆9井区同类型井场污染源监测数据，监测数据见区块回顾内容。根据噪声预测结果并类比同类型井场界噪声监测，运营期井场场界噪声可达标排放，因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井泥浆污染防治措施

(1) 钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

(2) 水基岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相进罐集中收集后交岩屑处置公司处理，处理后经检测合格可综合利用。

(3) 岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

(4) 对项目产生的钻井岩屑设台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表1、附表2、附表3内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

6.5.1.2 其他固体废物污染防治措施

(1) 施工土方

本项目新建管线及杆塔施工产生的土方在施工结束后回填在管堤上和用于塔基护坡，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

(2) 废弃防渗膜：施工过程中产生的废弃沾油防渗布属于危险废物，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置，不在项目区贮存。

(3) 机械设备废油：钻井期间使用的机械设备运行过程维护、保养、维修等工作产生的少量废油，由钻井公司委托有资质的单位处置。

(4) 建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，尤其是那些已经建好的工程，如果不是万不得已，最好不要再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，

清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

(5) 施工生活垃圾

施工生活垃圾由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋。

6.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期产生的废弃防渗膜、机械设备废油，属于危险废物，直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量。

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物在固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。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；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋。

④钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

⑤在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑥完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润

滑油及清管废渣。

6.5.2.1 固体废物污染防治措施

(1) 落地油污染防治措施

①加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油100%回收。回收的落地原油拉运至回收后拉至陆梁集中处理站处置。

②地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

③在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

④加强管理，对井口装置、集输管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或避免“跑、冒、滴、漏”，以及油品泄漏事件的发生。

(2) 含油污泥污染防治措施

①项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，不在井场暂存。

②运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(3) 废润滑油、废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜委托有资质的单位进行处置，废润滑油回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理。

(4) 清管废渣

本工程运营期产生清管废渣委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理

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

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2.2 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、

利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

（10）落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

（11）建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

（12）对于列入《国家危险废物名录（2025年版）》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

（13）危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

（14）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.6 土壤污染防治措施

6.6.1 施工期土壤污染防治措施

（1）严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染；

(4) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

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

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控

措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每5年监测1次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.7 生态环境保护措施

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，尽量避让植被较多的区域；严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场、站场工程生态保护措施要求

（1）井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

（2）对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积（井场面积控制在60m×80m，永久占地面积控制在25m×25m），尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

（3）钻井废弃物100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（4）一切作业尽量利用现有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。本项目周边油田道路交通便利，不修建道路。

(5) 施工结束后, 做到井场整洁、无杂物, 施工单位应负责及时清理现场, 使之尽快恢复原状, 将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作, 恢复原有生态环境, 同时结合灌水, 经常保持土壤表层湿度, 使植物尽快繁殖定居, 形成植物群落, 促进其按正常演替规律进行发展, 形成永久性的植被, 以加速生态环境重建。减少地表裸露面积, 防止水土流失。迅速恢复被破坏的地表形态, 填埋废土坑、平整作业现场、改善植被更新生长条件, 防止局部土地退化。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物, 禁止侵扰野生动物栖息地。施工结束后, 凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时调整, 使之尽快恢复原貌。对于拟永久使用的伴行道以及各平台等, 建设完成后, 应因地制宜地进行地表原始景观恢复。加强管理工作, 严禁车辆和人员践踏、碾压, 车辆要严格行驶在已建的道路上。

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地(管线埋设)合理规划, 严格控制临时占地面积, 在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

(2) 管道施工作业带应严格控制在规定范围以内, 不应随意扩大, 管线施工作业带宽度控制在12m, 开挖的土方堆放在施工作业带范围内, 不单独设置临时堆土场, 架空线路临时施工作业带宽度控制在4m, 当遇到植被密集区域, 可将机械施工改为人工施工, 减少施工作业宽度, 降低对区域植被的影响。

(3) 管沟、塔基开挖, 尽可能做到土壤的分层堆放, 分类回填, 特别是表层土壤应分层堆放, 在施工完毕后回铺于地表, 减轻对土壤的破坏, 以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地, 根据管径的大小尽可能少占地。

(4) 根据地形条件, 尽量按地形走向、起伏施工, 减少挖填作业量。

(5) 管线敷设力求线路顺直, 缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上, 减少扰动土地。

(6) 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渡, 不得形成汇水区域, 防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时, 若有积水的可能, 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, 严禁在管沟两侧有积

水环境存在。

(7) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.7.1.3 对荒漠植物保护措施要求

经调查，项目区域地表为荒漠植被，生态系统的特点是植被稀疏，有大片的裸露土地，植物种类单调，生物生产量很低，整个区域植被覆盖度在 20%~30% 左右，视地貌部位变化而异。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

①避让：设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，项目采油井口及井场、集输管线及供配电杆塔尽量避免植被，对破坏的区域开采结束后进行恢复。

②减缓：严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，运输车辆应结合植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用管线等施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

③补偿：本项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿。

④强化风险意识：确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物收集，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

6.7.1.4 对草地植物的保护措施要求

①设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏草地植物。

②本项目钻井、施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

③对油田区域内临时性占地等合理规划，严格控制占地面积，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。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

⑤施工结束后，对工程征占范围内的草地植被进行恢复，如播撒草籽。

6.7.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

对于野生动物的生态保护要求如下：

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

(4) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

(5) 建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家、自治区重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

6.7.1.6 对保护动物的生态环保措施要求

①本项目区域共有国家级保护动物 13 种（沙狐、狼、赤狐、草原斑猫、兔狲、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、云雀、东方沙鹨、黑腹沙鸡、棕尾鹛），自治区重点保护动物 1 种（虎鼬），设计选线过程中，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何保护动物生态

环境的行为。不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生保护动物，如遇到野生保护动物受到意外伤害，应立即与相应管理机构联系，由专业人员处理。

③定期宣讲国家和自治区有关环境保护的法律、法规、条例、政策，如《中华人民共和国野生动物保护法》《新疆国家重点保护野生动物名录》等，宣传野生保护动物保护知识等。此外，向巡线人员发放宣传册、保护动物小鹁图片等，加强宣传教育工作。

④加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让对保护动物的惊扰。

6.7.1.7 开展生态环境监理

建议委托人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.8 其他生态保护措施要求

(1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训。

(2) 严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(3) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

(4) 施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被的自然恢复。

(5) 根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》对生态保护要求如下：

①生态防护：石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。

②生态恢复及补偿：石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方

案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。石油、天然气开发环境保护工作，实行全面规划、保护优先、预防为主、污染防治与生态保护相结合的方针，坚持谁开发谁保护，谁受益谁补偿，谁破坏谁恢复，谁污染谁治理的原则。

类比陆9井区现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，见区块回顾内容，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

(1) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

(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，切实增强保护生态环境的意识。

(3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(4) 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。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

类比陆9井区现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，见区块回顾内容，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

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

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，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。

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

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工过程中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

（4）确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（5）井场地表恢复

临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，

以防止沙化，起到防沙固沙作用。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（6）加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的植被有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到植被应进行避让。加强对《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。

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。

6.8 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的40%以上，其中生产阶段的排放占20%，使用阶段的排放占80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

（1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容,构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统,扩大国际合作,提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动,建立企业绿色和谐沟通交流渠道,主动公开企业绿色低碳发展信息。

(2) 碳减排路径分析

根据麦肯锡分析,油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类,二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生,如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以20年为尺度,甲烷的增温潜势约为二氧化碳的86倍,是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的15%温室气体减排量当中,超过60%来自甲烷减排,剩下40%来自二氧化碳减排;其中上游采油减排占比约10%,下游炼油减排占比约30%。

图 6.8-1 碳排放路径示意图

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决70%的甲烷逃逸,但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰,甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括:

1) 更换高排放器件:通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节,可贡献甲烷总减排量的30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2) 安装排放控制装置:通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制,从而减少甲烷排放,占甲烷总减排量的7%。然而排放控制设备(尤其是汽油油气回收系统)质量的不可靠,以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外,火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳,一定程度上还是产生了温室气体。

3) 泄漏检测和修复(简称“LDAR”):通过使用红外摄像头等技术定位和修复全价值链泄漏,占甲烷总减排量的26%。然而,由于“LDAR”提供商的服务质量和专业知识参差不齐,需要定期跟踪泄漏情况,劳动强度相对较大。

4) 其他新兴技术:如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄

漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过90%的陆上油田已通过电网来为采油设备供电，采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

6.9 生态恢复方案

6.9.1 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）和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）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：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，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。

（3）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。

（4）在建井结束和井场临时用地主体工程完毕后，应对井场临时用地实施地表废弃物清理工程；在井场闭井工程完毕，拆除砌体和剥离废渣后，应进行井场建设用地地表废弃物清理。

（5）应充分利用前期表土剥离的土源进行复垦修复，覆土时应分层回填，尽量确保新构土体剖面结构与原土地利用类型或周边的土源进行复垦修复。

（6）不再使用的管线临时用地应及时实施复垦修复工程，采用埋设方式布

设管线的建设用地复垦修复应包括施工结束的临时复垦和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。管线平整工程应与管线开挖和回填同步进行。

(7) 植被恢复工程建设标准按照周边相同土地利用类型执行，植被结构、物种选择以及种植方式等应与所在区域相同土地利用类型保持一致，景观上应与周边相协调。

6.9.2 生态环境分区恢复治理

油田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

6.9.2.1 井场生态恢复治理

(1) 井场生态恢复治理范围

本项目部署 37 口井（28 口新钻井，9 口老井转注）。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

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工共计 428180m² 的临时占地内的土地进行平整，实施砾石覆盖等措施。

1) 施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡。

2) 钻井结束后治理措施

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工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。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固

沙处理，减缓水土流失，对抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水窜层。

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。工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意图 6.9-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

图 6.9-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.9.2.2 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类集输管线，共计临时占地 242890m²，该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

①工程保护措施

管道施工作业带宽度控制在 12m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被通过自然降水及温度等因素逐渐得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

6.9.2.3 植被恢复措施

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

6.9.2.4 闭井期生态保护恢复与重建措施

油田闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭油井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦工程措施。

(2) 站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后12个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，防止引发大量水土流失。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.9.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.10 水土保持方案

井场、管线等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格按照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.10.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法

实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.10.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.10.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于和布克赛尔蒙古自治县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成水土流失及其直接危

害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.10.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

(1) 井场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，本项目不占用国家及自治区保护植物。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(2) 管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

(3) 植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为梭梭、盐穗木、盐爪爪等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

(4) 编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》

(GB50433-2018)的要求,编制符合要求的水土保持方案,以便有效防止水土流失。

6.11 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发〔2013〕136号):沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目,主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定,“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.11.1 防治目标

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号)中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的,是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估,提出预防或者减轻不良影响的对策和措施,为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及的区域基本为原始的荒漠地带,植被覆盖度低,地表大面积裸露,景观单调。总体防治目标为:维持生态环境现状,预防遏制新的沙化形成,保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程,达到恢复植被,遏制沙化,改善生态环境的目的,同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.11.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面,要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则,坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草,采取以林草植被建设为主的综合措施,加强地表覆盖,减少尘源。

项目地处准噶尔盆地,气候干燥,风力强大,地表土质疏松干燥,区域大部分土壤表层为盐土所覆盖,植被分布稀疏,主要为红皮沙拐枣灌丛,属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨,水资源极度匮乏,植被生长主要靠地下水维持,根据现场调查,在植被遭到破坏的区域,在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制,在项目区域进行植被恢复在经济技术条件

下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

(1) 工程防治措施

①集输管线与架空线路施工时，特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

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

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

④井场施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

⑤在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集—临时存放—施工结束后再覆盖—洒水的方式。

⑥站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

⑦做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑧工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

(2) 水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为2个分区：井场防治区、管线防治区。油田在建设项目实施过程中严格落实前述防沙治沙措施和水土保持措施，在管线

边坡建设草方格，对场站进行硬化，相较于沙漠景观基底而言，增加了人工硬化地面斑块，但占比很小，作业区的开发建设活动未对区域土地沙化造成明显影响。

1) 管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。

2) 管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

3) 管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

4) 在管线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分，草方格常见做法为：将芦苇直接埋入沙层中，在流沙上扎成方格状半隐蔽式沙障。一般具体做法为：芦苇埋入深度约为150mm~200mm，露出地面高度约为200mm~300mm，草方格边厚为50mm左右，用铁锹拥沙踏实使之牢固。本项目铺设草方格面积为130900m²。

5) 本项目井场、计量站等永久占地采取地面硬化，减少风沙现象，硬化面积20535.7m²。

(3) 水土保持管理措施

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

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

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

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

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

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

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

6.12 防洪措施

由于项目区域周边无常年性地表水体，因此，项目区防洪以防治暴雨山洪为主。

防洪标准：项目内防洪工程设计标准按 100 年一遇洪水重现期设计。

防洪措施：在项目占地范围内设置符合规定的挡水墙，并与项目区域进行联动，设置防洪渠道，不得影响整个区域的行洪通道。

6.13 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目总投资 16991.34 万元，环保投资约 907.02 万元，占总投资的 5.34%。本工程环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)	
施工期	井场和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	37	
	柴油发电机燃油燃烧废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	18.5	
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	18.5	
	钻井液、钻井固废、井控装置	回收罐若干		5
		不落地处理系统		268.8
		岩屑储罐围堰、防渗措施		20
		危险废物委托有资质的单位处置		35
		钻井防喷器、放喷管线、放喷池等安全措施		279.72
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传		5
生活垃圾	清运至陆梁油田生活垃圾填埋场		5	

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
	防沙治沙措施	施工结束后,对施工迹地清理并平整压实,井场永久占地范围内地表水泥或砂石硬化处理,采取防风固沙工程	37
	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	37
运营期	无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	18.5
	其他废物(废弃防渗膜、废机油、清管废渣)	定期委托有资质单位处理处置	15
	落地原油	回收罐若干,带罐作业,100%回收,运至陆梁集中处理站进行处理	0(依托)
	井下作业废水、废洗井液	回收罐若干	5
		由罐车送至准东陆梁集中处理站污水处理系统处理	5
井场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	18.5	
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家生态环境部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	18.5
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	10
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	30
环境管理	环境管理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况,确保各项污染防治措施有效实施	20
合计			907.02

6.14 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设,除对国民经济的发展起着促进作用外,同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素,最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进,又互相制约,必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来,对环境保护和经济发展进行协调,实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益,可以提高油气田开发的社会效益,但是任何一种开发或生产活动和行为,都不可避免地会对环境(资源)产生一定的影响,特别是与石油相关的建设工程,在忽视环境保护的情况下,所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的,环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失,该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施,投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

6.14.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

大力开发石油工程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，作为主力油源的新疆油田蕴藏了丰富的石油资源，石油资源的开发及石油产品的发展，将把新疆地区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，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。因此，本项目具有良好的社会效益。

6.14.2 环境经济损益分析

油田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。

工程占地主要为井场建设和外输（输油管线）管道占地建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。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。

本项目施工期短，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。而且施工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、井场区泄漏事故，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。

6.14.3 环境经济损益分析结论

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，由于井场、地面设施建设、敷设管线等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 907.02 万元，环境保护投资占总投资的 5.34%。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。

7 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境的影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，针对建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可控。

7.1 评价依据

7.1.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目涉及的危险物质主要有原油、伴生气、硫化氢、柴油，以及火灾爆炸事故次生污染物 SO₂、CO 等，可能存在的风险单元包括钻采井场、原油集输管线、注水管线等。

（1）井场

①钻采作业

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。此外，钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

②采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；依托的回注井发生井管破裂，进而导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水。

(2) 原油集输管线

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

(3) 注水管线

注水管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管道破裂，导致液体泄漏，会对泄漏点周边大气环境造成影响。

7.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 2.7-1。

7.2 风险潜势初判及评价等级

项目涉及的主要危险物质为原油、伴生气（天然气）及硫化氢。涉及的风险为运行过程中储存罐、集输管线破损造成的油类物质和天然气的泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）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：

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，环境风险潜势为 I。

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

本项目 Q 的确定见表 7.2-1。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 q_n	临界量 Q_n	Q 值	风险潜势等级
1	采油管线	原油	106.53	2500	0.042612	I
2		天然气	0.071	10	0.0071	

3		硫化氢	0.00091	2.5	0.000364	
4	井场储罐	柴油	16.7	2500	0.00668	
合计			-	-	0.057	-

注：①原油密度按照 0.8808t/m³ 计，50mm 单井管线长度 10.33km，150mm 集油支线长度 5.7km，则管线容积分别为 20.27m³、100.68m³，则计算可得管线中原油在线量为 106.53t。

②天然气平均相对密度 0.5742kg/m³，50mm 单井管线长度 10.33km，150mm 集油支线长度 5.7km，则管线容积分别为 20.27m³、100.68m³，则计算可得管线中天然气在线量为 0.071t。

综上，本项目 $Q=0.057 < 1$ ，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本项目钻井、完井、修井、采油、油气集输、注水等生产过程中所涉及的危险物质主要有原油、伴生气、硫化氢、柴油以及火灾爆炸事故次生污染物 SO₂、CO 等。

(1) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

表 7.3-1 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°C-200°C 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

	<p>留有害物。</p> <p>【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。</p> <p>【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振荡产生静电。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。</p>
<p>应急处置原则</p>	<p>【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。</p> <p>【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。</p> <p>【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、蛭石或其他惰性材料吸收，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。</p>

(2) 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。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气还有少量二氧化碳、氮气等气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2 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	<p>【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。</p>			

	<p>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。</p> <p>【环境危害】对环境有害。</p> <p>【燃爆危险】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>【皮肤接触】如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38°C~42°C 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。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>【有害燃烧产物】一氧化碳。</p> <p>【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。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。隔离泄漏区直至气体散尽。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】生产过程密闭，全面通风。</p> <p>【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>【身体防护】穿防静电工作服。</p> <p>【手防护】戴一般作业防护手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性	无色无味气体	饱和蒸	53.32kPa/-168.8°C

	状		气压	
	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 （-161.4℃） 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	LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LD ₅₀ ：无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】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。			

(3) 硫化氢

硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-3。

表 7.3-3 硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学名称	硫化氢（H ₂ S）	外观及性状	无色、有恶臭的气体
熔点	-85.5℃	沸点	-60.4℃
饱和蒸气压（kPa）	2026.5（25.5℃）	临界温度	100.4℃
爆炸上限%（V/V）	46.0	爆炸下限%（V/V）	4.0
溶解性	溶于水、乙醇	引燃温度	260℃
危险特性	【健康危害】本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热；感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度（1000mg/m ³ 以上）时可在数秒钟内突然昏迷，		

	<p>呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃，具强刺激性。</p>
急救措施	<p>【眼睛接触】立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少15分钟。就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p>
消防措施	<p>【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p>【有害燃烧产物】氧化硫。</p> <p>【灭火方法】消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。</p>
泄漏应急处理	<p>【应急处理】迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴防化学品手套。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。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>【储存注意事项】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、碱类分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>
生态学资料	<p>【其他有害作用】该物质对环境有危害，应注意对空气和水体的污染。</p>
废弃处置	<p>【废弃处置方法】用焚烧法处置。焚烧炉排出的硫氧化物通过洗涤器除去。</p>

运输信息	<p>【运输注意事项】铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。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、碱类、食用化学品等混装混运。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，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>
------	--

(4) 柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，其主要理化性质见表 7.3-4。

表 7.3-4 柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	柴油
	化学品英文名称	Diesel oil
危险特性	<p>【健康危害】皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃，具刺激性。</p>	
急救措施	<p>【皮肤接触】立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p> <p>【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>【食入】尽快彻底洗胃。就医。</p>	
消防措施	<p>【危险特性】遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p> <p>【有害燃烧产物】一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>【灭火方法】用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。</p>	
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。</p>	
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学</p>	

	<p>安全防护眼镜，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、卤素接触。充装要控制流速，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。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，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。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】密闭操作，注意通风。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。</p> <p>【眼睛防护】戴化学安全防护眼镜。</p> <p>【身体防护】穿一般作业防护服。</p> <p>【手防护】戴橡胶耐油手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
理化特性	外观与性状	稍有粘性的棕色液体	沸点	282-338℃
	闪点	38℃	熔点	-18℃
	密度	相对密度(水=1): 0.87-0.9	主要用途	用作柴油机燃料
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。			
毒理学资料	<p>LC₅₀: 无资料。</p> <p>LD₅₀: 无资料。</p>			
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境。对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统。对海藻应给予特别注意。			
废弃处置	【废弃处置方法】处置前应参阅国家和地方有关法规。建议用焚烧法处置。			
运输信息	<p>【运输注意事项】运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。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、卤素、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。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。</p>			

(5) CO

原油、伴生气等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 7.3-5。

表 7.3-5 一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	一氧化碳
-------	---------	------

	化学品英文名称	Carbon monoxide
危险特性	<p>【健康危害】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于50%。部分患者昏迷苏醒后，约经2~60天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃。</p>	
急救措施	<p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。</p>	
消防措施	<p>【危险特性】是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。二氧化碳。</p> <p>【有害燃烧产物】二氧化碳。</p> <p>【灭火方法】切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>	
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>	
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。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），穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>	
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。生产生活用气必须分路。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。</p> <p>【眼睛防护】一般不需特殊防护。</p>	

	<p>【身体防护】穿防静电工作服。</p> <p>【手防护】戴一般作业防护手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无臭气体	沸点	-191.4℃
	闪点	<-5038℃	熔点	-199.1℃
	密度	相对密度（水=1）：0.79 相对蒸汽密度（空气=1）： 0.97	主要用途	用作柴油机燃料
	临界温度	-140.2℃	临界压力	3.5MPa
	引燃温度	610℃	爆炸上限	74.2（V/V）
	爆炸下限	12.5（V/V）	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂
	主要用途	主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的还原剂		
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。			
毒理学资料	LC ₅₀ : 2069mg/m ³ , 4小时（大鼠吸入）。 LD ₅₀ : 无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃处置方法】用焚烧法处置。			
运输信息	<p>【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。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，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>			

(6) SO₂

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO₂，其主要理化性质及危险特性见表 7.3-6。

表 7.3-6 二氧化硫理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	二氧化硫
	化学品英文名称	Sulfur dioxide
危险特性	<p>【健康危害】易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。</p>	

	<p>皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。</p> <p>【环境危害】对大气可造成严重污染。</p> <p>【燃爆危险】本品不燃，有毒，具强刺激性。</p>			
急救措施	<p>【皮肤接触】立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。</p> <p>【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p>			
消防措施	<p>【危险特性】不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p> <p>【有害燃烧产物】氧化硫。</p> <p>【灭火方法】本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。</p>			
泄漏应急处理	<p>【应急处理】迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捕捉器使气体通过次氨酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>			
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。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（全面罩），穿聚乙烯防毒服，戴橡胶手套。远离易燃、可燃物。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备泄漏应急处理设备。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与易（可）燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。</p> <p>【眼睛防护】呼吸系统防护中已做防护。</p> <p>【身体防护】穿聚乙烯防毒服。</p> <p>【手防护】戴橡胶手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。</p>			
理化特性	外观与性状	无色气体，特臭	饱和蒸气压	338.42kPa（21.1℃）
	沸点	-10℃	熔点	-75.5℃
	密度	相对密度（水=1）：1.43	主要用途	用作柴油机燃料

	相对蒸汽密度（空气=1）： 2.26		
	临界温度	157.8℃	临界压力 7.87MPa
	溶解性	溶于水、乙醇	主要用途 用于制造硫酸和保险粉等
稳定性和反应活性	禁配物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。		
毒理学资料	LC ₅₀ : 6600mg/m ³ , 1小时（大鼠吸入）。 LD ₅₀ : 无资料。 家兔经眼：6ppm/4小时/32天，轻度刺激。		
生态学资料	【其他有害作用】该物质可严重污染大气，由其形成的酸雨对植物的危害尤为严重。		
废弃处置	【废弃处置方法】把废气通入纯碱溶液中，将次氯酸钙中和，然后用水冲入废水系统。		
运输信息	【包装方式】钢制气瓶；安瓿瓶外普通木箱。 【运输注意事项】本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与易燃物或可燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。		

7.3.2 全过程生产系统危险性识别

根据钻井、完井、修井、采油、油气集输、注水等工艺过程和储运设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、原油集输管线、注水管线等几个功能单元，分述如下：

（1）井场

①施工期

本项目有28口采油井、9口注水，在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，刚喷出的物质主要为水砂混合物，如未及时发现处理，后续会喷出油水混合物，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，对周围环境造成影响。井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大。若采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

井漏事故风险：钻井期若施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发油气上窜造成地下水污染等。

项目建设期井场设置柴油储罐、钻井液储罐等罐体，由于储罐设计、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罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、SO₂、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油、回注水会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

根据钻井资料和采油资料，项目区钻井未发现硫化氢，但采油过程中会有硫化氢物质产生，硫化氢易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。如发生硫化氢泄漏事故，将对井场人员及周围环境造成严重影响。

(2) 集油、注水集输管线

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油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

按照长输管道易发事故不同的特点,可将造成事故的危险因素分成以下几类:

①管道腐蚀穿孔:本工程集油和注水管道具有防腐层,然而,如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀,严峻的可造成管道穿孔,引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患:这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外,管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差,造成管道沿其轴向产生热应力,这一热应力因约束力变小从而产生热变形,弯头内弧向里凹,形成褶皱,外弧曲率变大,管壁因拉伸变薄,也会形成破裂。

③第三方破坏:第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害:地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏,引发事故。

⑤设备事故:输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

(1) 环境风险类型

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所,分析工程的危险特性,主要包括以下几方面的内容:

①火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存,遇到有导致着火的初始点火能源,如:明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

②爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸,即油气与空气的混合物,其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次,受压容器等由于超压超温或意外情况,泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

③挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中,原油是在密闭条件下输送,不具备发生火灾爆炸的条件,发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期

使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

④其他危险性

此外，工程危险性特征包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

(2) 危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

①原油集输管线、采出水回注管线发生泄漏事故，泄漏的原油、采出水进入土壤，并通过包气带下渗进入地下水，从而对土壤、地下水环境造成不利影响；河流穿跨越处管线发生泄漏后，泄漏原油进入地表水体，对下游地表水、饮用水源保护区及两岸土壤造成污染。

②集油管线、注水管线发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响。

③井场发生井喷事故对周围空气、土壤等产生的不利影响。

④井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染；采出水回注井发生井管破裂导致套外返水，可能会污染地下水。

7.4 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生原油泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

7.4.1 原油泄漏对环境的影响分析

原油泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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，定期对储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，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回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，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：盐土尽管颗粒较粗、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0~10cm或0~20cm表层土壤中，其中表层0~5cm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，不会对当地地下水环境产生大的影响。

7.4.2 管线泄漏对环境的影响分析

管线泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，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。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

7.4.3 井喷对环境的影响分析

（1）对土壤的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤。若发生井喷事故，污染土壤应及时收集，委托有危废处置资质单位处理。采取以上措施后，井喷对土壤的影响较小。

（2）对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要1~2d才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径300m左右时，井喷持续时间2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，对地下水体

的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(3) 对植被的影响分析

井喷发生时，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，井场周围半径 300m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、防止井喷事故风险发生。

7.4.4 储罐泄漏对环境的影响分析

(1) 对大气环境影响分析

柴油储罐发生泄漏后，油类物质进入环境空气，其中非甲烷总烃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，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。

(2) 对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质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，影响土地功能，进而影响项目区植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

钻井期井场采取分区防渗措施，各储罐采用钢质材料，同时在储罐与地表接触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐位于室内，一旦发生泄漏，可及时清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明

显影响。

(3) 对地下水环境影响分析

储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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。

项目施工期单井井场施工期柴油最大储量为16.7t，作为停电应急备用电源燃料，柴油采用专用清洁储罐储存，储罐采用钢制材质且密封性较好；柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施，柴油储罐底部与室内地面接触处再次铺设防渗膜，防止发生泄漏污染地表；如柴油罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

7.4.5 井漏事故对环境的影响分析

本项目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。

7.4.6 硫化氢泄漏对环境的影响分析

由于单井除硫化氢装置故障或井口硫化氢含量突然增大，造成硫化氢气体泄漏，引发人员中毒窒息。

7.4.7 运输风险对环境的影响分析

本项目运营期井下作业废水由罐车拉运至陆梁集中处理站，项目钻井期使用的柴油燃料采用柴油罐车拉运至井场，运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生泄漏事故的风险。事故发生时罐车内液体溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

7.5 环境风险防范措施

7.5.1 钻井风险防范措施

(1) 建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第1部分：规范》(Q/SY1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系第2部分：实施指南》(Q/SY1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系第3部分：审核指南》(Q/SY1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017)的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组和环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 在井场左右侧各设置1条放喷管线，要加强对放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏，应立即关闭井口，停止放喷作业。

(3) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

(4) 本项目钻井液为水基钻井液，施工期泥浆池位于井场泥浆不落地设施区，该区按照一般防渗要求铺设等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，防止泄漏事故发生污染土壤、地下水环境。

(5) 本项目区属于油田老区块，地层能量较弱，且项目无试油期，发生井喷的概率极小，但考虑到风险情况，井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，防喷池需按要求铺设等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的防渗膜，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理。

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

7.5.2 井下作业风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施,严格遵守钻井、井下作业的安全规定,在井口安装防喷器和控制装置,降低井喷发生的可能性。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井,保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主,声幅、变密度测井选择最佳时间测井,测深要达到要求。

(3) 钻井、井下作业时要求带罐操作,最大限度避免落地原油产生,原油落地侵染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

7.5.3 H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性,钻井期不含硫化氢,但采油过程中有硫化氢产生,项目应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配至少3套的便携式硫化氢检测仪,做好硫化氢检测工作,制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标(风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置),并在不同方向上划定两个紧急集合点,一旦发生紧急情况,作业人员可向上风方向疏散。作业期间,应至少有一人携带便携式硫化氢检测仪,定时进行巡回检测。当监测到硫化氢浓度大于15mg/m³时,应实时监视硫化氢浓度示值;当监测到硫化氢浓度达到安全临界浓度30mg/m³或怀疑存在硫化氢浓度不清的区域之前,应使用正压式呼吸器呼吸,直到该区域安全或人员返回安全区域。按照《含硫化氢井测井安全防护规范》(Q/SY08311-2022)标准规定执行,按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017)、《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2017)要求进行H₂S监测与安全防护。

7.5.4 井场事故风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志;井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求;井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地;井场安装探照灯,以备井喷时钻台照明。

(2) 在井架上、井场路口等处设置风向标,以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材,并定期进行检查,保持完好可用。

(4) 储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(6) 在柴油储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

7.5.5 井喷预防措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

(1) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

(2) 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。

(3) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

(4) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

(5) 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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.6 油气集输事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

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

③对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处、穿越铁路套管及泄洪区套管的质量严格检验，防止套管缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性。

④建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

⑥严禁在管线两侧各5m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。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①严格控制油品质量，定期清管。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥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。

⑦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，避免火灾的发生。

⑧管线刺漏防范措施。输气管线采用复合高压输送管，并进行防腐。定期对管线进行壁厚检测，制作壁厚趋势图，计算管线腐蚀速率进而全面掌握管线腐蚀情况。如出现管线刺漏情况，及时关井、关闭管线截断阀进行抢修。

(3) 管理措施

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

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

7.5.7 原油泄漏事故防范措施

(1) 所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》(GB 50253-2014)的要求。

(2) 加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

(3) 建设涉及的管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐。

(4) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油泄漏事故发生。

(5) 完善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，避免火灾的发生。

(6) 确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

(7) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(8) 操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

(9) 制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

(10) 管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。

7.5.8 罐车运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012)

相关要求，由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废弃物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废弃物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装GPS全程定位，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

7.5.9 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，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) 加强各级干部、职工的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，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(2) 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，并严格遵守开、停工规程。

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

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进

行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

(7) 对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

7.6 风险事故应急处理措施

7.6.1 火灾、爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中CO和烟尘超标对人体的危害。

(7) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

7.6.2 突发有毒气体扩散事件的处理

(1) 采取有效措施，尽快切断污染源。

(2) 迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

(3) 布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、气压、风向、风力等）。

(4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

(5) 对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

7.6.3 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

(2) 受灾群众的安全防护

(3) 协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

7.6.4 油气泄漏应急措施

(1) 管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的原油漫流。汇集在堤内的地表油，用罐车及时收集拉运至陆梁集中处理站处理，将受污染的土壤委托有相应处置资质单位进行处理。

(2) 发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

(3) 泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

(4) 若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

(5) 事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

(6) 严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

7.6.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至陆梁集中处理站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

7.6.6 运输风险防范措施

项目运营单位应配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。车辆在采出液装卸过程中应安装隔热和熄灭火星装置，并配装导静电橡胶拖地带装置。行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。行车途中应勤检查，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至有相应处置资质单位处置。

7.7 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作

序号	检查项目	现有状态
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

7.7.1 消防设施及安全管理

(1) 消防设施

采油井场不设消防水设施。本项目的输送系统为管输方式，易燃易爆和可燃物料在操作条件下置于管道中，各个连接处采用密封措施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015），采油井场属于五级站场，站场可不设置消防给水设施，初期火灾，由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救即可满足要求。

计量站配备一定数量的灭火器。采油井场依托周围计量站已建消防设施。

工程消防依托应急抢险救援中心消防四大队。位于古尔班通古特沙漠腹地，有干部员工 73 人，有消防车 12 辆，其中泡沫消防车 8 辆，载泡沫液 59 吨，清水 90 吨，抢险救援器材 335 件套。

(2) 消防安全管理

中国石油新疆油田分公司开发公司陆梁油田作业区有较健全的消防安全制度和操作规程，设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、

安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

7.7.2 安全生产管理

中国石油新疆油田分公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，中国石油新疆油田分公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

7.8 突发环境事件应急预案

本项目投产后归属陆梁油田作业区管辖。中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得塔城地区生态环境局的备案，备案编号为654200-2022-024-M。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司中国陆梁油田作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程应急预案应急处置措施如下：

7.8.1 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

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

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火

指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；
- ②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.8.2 管道泄漏处置

(1) 输油管道破裂泄漏时

- ①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；
- ②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；
- ③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；
- ④组织输油管道泄漏的围控、处置；
- ⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；
- ⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

(2) 管道破裂泄漏时

- ①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；
- ③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；
- ④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

(3) 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

- ①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；
- ③组织现场消防力量进行灭火；
- ④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；
- ⑤对污染物进行隔离，并组织清理；
- ⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消

防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

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

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

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

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

(4) 井喷失控

①伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

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

b.监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

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

d.条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

②引发火灾、爆炸时

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

b.条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

c.井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

d.依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

③遇险人员应急撤离条件

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

b.空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度25%~30%、3%以上，且无法有效控

制时；

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

d.由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.9 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为集输管线和储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 7.9-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县			
地理坐标	经度	***	纬度	***
主要危险物质及分布	原油、天然气、硫化氢			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减少事故造成的损失，避免当地环境受到污染。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。				

表 7.9-2 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。				
风险调查	危险物质	名称	原油	伴生气	硫化氢	柴油
		存在总量	106.53t	0.071t	0.00091t	16.7t
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>5</u> 人		5km 范围内人口数 <u>500</u> 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） <u>5</u> 人			

		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input checked="" type="checkbox"/>
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input checked="" type="checkbox"/>
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input checked="" type="checkbox"/>
			包气带防污性能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q < 1 <input checked="" type="checkbox"/>	1 ≤ Q < 10 <input type="checkbox"/>	10 ≤ Q < 100 <input type="checkbox"/>	Q > 100 <input type="checkbox"/>
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>
环境敏感程度		大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>	
		地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input checked="" type="checkbox"/>	
		地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>	
环境风险潜势		IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>	
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input checked="" type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___/___m			
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___/___m					
	地表水	最近环境敏感目标___/___, 到达时间___h				
	地下水	下游厂区边界到达时间___d				
最近环境敏感目标___, 到达时间___d						
重点风险防范措施		安装防喷器和控制装置				
评价结论与建议		项目正常运行下, 不会有环境风险事故发生, 环境风险事故发生均由管理制度不健全、生产管理疏忽等因素产生, 运行中落实风险防范措施, 完善风险管理制度和管理机构人员, 项目环境风险可以接受。				

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设环保员，负责生产单位的环保工作。

本项目的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作由新疆油田分公司陆梁油田作业区完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。陆梁油田作业区基层单位至少设一名环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系,对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制,明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人,并规定了应负的法律责任和行政责任,其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责,初步形成了领导负责,部门参加,环境保护部门监督管理,分工合作,各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

(1) 日常环境管理

① 搞好环境监测,掌握污染现状

定时定点监测井场环境,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。

废水管理应按“达标排放”的原则,在生产过程中,油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对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,减轻对周围环境产生的污染。

② 加强环保设备的管理

建立环保设备台账,制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理,建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③ 落实管理制度

除了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) 环境污染事故的预防与管理

① 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护,掌握事故隐患的发展状态,积极采取有效措施,防止事故发生。对各类重大事故隐患,应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的,要通过技术改造或治理,尽快消除事故隐患,防止事故发生;对目前消除事故隐患有困难的,应从管理和技术两方面对其

采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②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。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，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、可接受的范围内，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。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		植被	保护荒漠灌丛植被，收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		防沙治沙、水土保持	主体工程与水保措施和防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		重点区段	项目采油井口及井场及集输管线尽量避让，减少占用、破坏植物		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量，避免水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑、泥浆按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	运营期	生态保护	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复；培训巡线人员相关的水土保持知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石		
污染防治		废水	对污水收集设施进行定期维护		
		废气	对机械设备、管线定期检测、维护；对大气环境进行定期监测		
		固体废物	不在项目区贮存，委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
事故风险	制定事故应急预案，对重大隐患能够快速做出反应并及时处理				
退役期	生态恢复	做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	建设单位	所在行政区生态环境主管部门	
	污染	在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天			

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位
	防治	气，避免对周围空气环境造成污染		
	废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
	噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

(1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

(2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

(3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

(4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与塔城地区环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

(5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线敷设	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.3.2 运营期环境管理

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，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。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水回注油藏，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对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。

2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，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。

3) 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

1) 对事故隐患进行监护

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

2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，

向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3) 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。

4) 加强风险管理

由于在运行过程中，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、可接受的范围内，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。

8.1.3.3 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运，重新恢复地面植被。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.3.4 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。地面以上井口装置拆除，地面以下保留管道，避免二次生态影响。	中国 石油 新疆 油田 分公司 开发 公司	塔城地区 生态 环境局 及所在 行政区 环境保 护行政 主管	纳入 闭井期 闭井管 理费用 中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.4 其他环境管理要求

8.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

（1）根据国家环境保护总局环发〔1999〕24号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，

并列入环保竣工验收内容。

(2) 废气排放口、噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按 GB15562.1-1995 执行。

(3) 排污口立标：污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面 2m。

(4) 根据《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》(HJ 1297-2023)，大气污染物排放口许可管理要求，包括污染物排放种类、污染物排放标准名称、许可排放浓度、许可排放速率、许可排放量、监测技术、监测频次等。工业固体废物贮存/处置设施信息包括工业固体废物贮存/处置设施名称、编号、类型、位置、利用/处置方式、贮存/利用/处置能力、贮存设施面积、贮存/利用/处置废物的类别、名称、代码、危险特性、物理性状、产生环节、去向、污染防治技术要求、台账记录等。

(5) 根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，危险废物标签二维码的编码数据结构中应包含数字识别码的内容，信息服务系统所含信息宜包含标签中设置的信息。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位可利用电子标签等物联网技术对危险废物进行信息化管理。

(6) 排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。排污口标志见图 8.1-1。

图 8.1-1 排放口图形标志

8.1.4.2 环境影响后评价要求

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

块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区整体开展环境影响后评价工作。

8.2 企业自主验收

(1) 建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

(2) 建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。

(3) 建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

(4) 建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

(5) 企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
			治理措施	工程量		
施工期	废水	管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
		废射孔液	井场	废射孔液与采出液一同管输至陆梁集中处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排	回收罐若干 依托陆梁集中处理站处理系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022) 相关标准
	废气	施工扬尘	钻井井场、管线 施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		柴油发电机燃油燃烧废气、 车辆废气	钻井井场、管线 施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 中 无组织排放监控浓度要求
		施工噪声	钻井井场、管线 施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
	固废	钻井岩屑、泥浆	钻井井场	①钻井泥浆：泥浆均采用进入不落地系统处理后进罐回收，循环使用； ②钻井岩屑：岩屑均经不落地系统处置后进罐收集，其中水基岩屑交由岩屑处置单位处理。	回收罐若干 不落地处理系统，撬装式	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》 (DB65/T3997-2017)
		废弃防渗膜、机械 设备废油	钻井井场	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	——	零排放
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
		建筑垃圾	钻井井场	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	——	零排放

陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程环境影响报告书

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准		
			治理措施	工程量			
生态恢复	生活垃圾	钻井井场	由陆梁集中处理站收集后统一拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行填埋处理		零排放		
	水土流失、土地沙化 植被破坏 工程占地 土壤	井场、管线	恢复地貌		永久占地：21345.7m ² 临时占地：428180m ² 《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)		
		临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度				
		井场、管线	严格控制占地范围				
管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况						
运营期	废水	采出水	依托的污水处理系统	采出液经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	依托陆梁集中处理站处理系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 相关标准	
		井下作业废水	井场	废水进罐收集后拉至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排	回收罐若干 依托陆梁集中处理站处理系统		
	废气	烃类无组织挥发	井场、管线集输过程	密闭管线集输。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		若干	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
		硫化氢	井场、管线集输过程	做好硫化氢监测和防范工作		/	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1 要求
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备		若干	——
固废	含油污泥	陆梁集中处理站	采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。		——	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规程》(SY/T7300-2016)、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 和《危险废物环境管理指南 陆上石	

陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程环境影响报告书

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
					《油天然气开采》的相关要求
	落地油	井场	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹
	废润滑油	机械设备检修	回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理	—	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
	废弃防渗膜	采油井场或场站日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
	清管废渣	集输管线	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
地下水污染防治措施	井场泥浆不落地设施区、钻井柴油罐区、油水罐区、计量站、集输管线、阀池、岩屑储罐等为重点防渗区，重点防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{m/s}$ 的黏土层的防渗性能，一般防渗区为其余设备区，防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{m/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标
环境管理	成立环保领导小组，安排环保管理工作人员 1 人 环保设施与措施、环境管理规章制度、环境风险事故应急预案				

8.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、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。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 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，了解当地环保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）具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 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。

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场的环保设施, 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	集油气管沟开挖现场	(1) 集油气线路由是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度; (3) 施工作业是否超越了作业带宽度; (4) 挖土方放置是否符合要求, 回填后多余的土方处置是否合理; (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (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。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间, 施工机械和生产设备均投入使用, 故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管, 定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测, 减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场和联合站, 其在运营期的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。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故, 则应开

展相应的应急监测及跟踪监测，并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》，并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位	
环境质量	生态环境	1次/年	井场、站场及集输管线沿线	植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复等	/	委托监测或建设单位自行监测
	大气	1次/半年	项目区下风向	非甲烷总烃	《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	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	
	地下水*①	1次/半年	项目区的上游、下游和项目区各布设1个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	
土壤*②	1次/年	根据土壤环境监测技术规范(HJ/T166-2004)在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和土壤盐分含量	《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)中第二类用地筛选值		
污染源	无组织废气	1次/季度	井场厂界	非甲烷总烃	《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	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	
	昼夜噪声	1次/季度	井场厂界四周	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》	

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
				(GB12348-2008)中2类标准	
土壤	1次/5年	井场厂界	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《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)中第二类用地筛选值	
废水	1次/年	陆梁集中处理站污水处理系统处理后回注油藏的水	悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率、硫酸盐还原菌(SRB)、铁细菌(IB)、腐生菌(TGB)	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)相关标准	
生态	1次/5年	井场、站场及集输管线沿线	对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等	/	

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

表 8.4-3 退役期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
地下水	1次/5年	项目区的上游、下游和项目区各布设1个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	委托监测或建设单位自行监测
土壤	1次/5年	根据土壤环境监测技术规范(HJ/T166-2004)在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和土壤盐分含量	《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)中第二类用地筛选值	

注：退役期地下水、土壤监测根据后期监测情况可适当减少监测频次。

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于施工场地降尘	31.25m ³	0	—	—
		射孔液	SS、COD、石油类、挥发酚	废射孔液与采出液一同管输至陆梁集中处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排	/	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	—
	废气	采油井及输送管线施工	扬尘、机械和汽车尾气	洒水降尘、使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	作业面小，起尘量较少	/	《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	—
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—
		施工人员	生活垃圾	由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场。	11.66t	0	—	—
		钻井井场	钻井岩屑	钻井岩屑经不落地系统处置后进罐收集，交由岩屑处置单位处理	17263.12t	0	—	—
			废弃防渗膜	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	/	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—
			机械设备废油		18.5t	0		—
	建筑垃圾	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	少量	0	—	—		
	噪声	施工机械	等效连续 A 声级	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理	80~105dB（A）	65~90dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	—
运营期	废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	依托陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排	408142.8m ³ /a	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	—
		井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	依托陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，不外排	1418.06t/a	0		—
	废气	油气储运、输送	NMHC	无组织排放	2.538t/a	2.538t/a	《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	—
		油气开采	硫化氢	无组织排放	0.00091t/a	0.00091t/a	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求	—
	固废	含油污泥		收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	228.72t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	—
		落地原油		落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理	2.8t	0		—
		废润滑油		回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理	1.4t/a	0		—
		废弃防渗膜		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	7.0t/a	0		—
		清管废渣		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.028t/次	0		—
	噪声	单井中各类机泵等	等效连续 A 声级	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	60~90	35~65	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	—

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

项目名称：陆9井区白垩系呼图壁河组油藏加密调整工程

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：陆梁油田陆9井区位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起1号背斜东高点，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，位于已开发的石南油田北约20km处。中心点经纬度坐标：***。

建设内容：本工程计划在陆9井区部署调整井37口，包括新钻采油井28口，老井转注9口。设计单井产能3.0t/d，新建产能 2.52×10^4 t、产气 80.11×10^4 m³/a，单井最大注水量150m³/d。新建计量站5座、配水撬3座。新建37口井的单井出油管道10.33km、集油支线3.6km、集油干线2.1km，单井注水管道4.52km、注水干线2.12km、注水支线1.77km。配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

产能规模：本工程建成投产后，产油 2.52×10^4 t/a、产气 80.11×10^4 m³/a，单井最大注水量150m³/d。

项目投资和环保投资：项目总投资16991.34万元，环保投资约907.02万元，占总投资的5.34%。

劳动定员及工作制度：新建各井场由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区负责管理运行，不新增劳动定员。

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

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

项目所在区域内空气污染因子SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃年均值均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判

定项目所在区域为达标区。非甲烷总烃小时均值满足《大气污染物排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。 H_2S 浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准；项目所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.1.2.2 水环境质量现状

区域各地下水监测点的各监测项目中总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氯化物、氟化物、硫酸盐、钠和锰有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

9.1.2.3 声环境质量现状

本次评价期间对声环境质量进行了现场监测，声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，根据监测结果，T12、T14点土壤环境质量监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值（ $\text{pH}>7.5$ ）要求，其余占地范围内、外的土壤监测点的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，项目区无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。项目区所属的和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域重点治理区。评价区属于准噶尔盆地东南部细土平原区，项目区土地利用类型主要为工业用地、采矿用地，生态系统为荒漠生态系统，生态系统较为简单。该区域植被组成较为多样，植被多为耐旱型，以红皮沙拐枣植被为主，整个区域植被覆盖度在植被盖度约20%~30%，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于灰漠土，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区

内植被种类单一，分布较为稀疏，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

9.1.3 主要环境影响及环保措施

9.1.3.1 环境空气

(1) 施工期废气：主要为井场工程、管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：主要为油气集输过程无组织排放的烃类气体，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。经预测，各井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)的场界标准限值(NMHC 无组织排放浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$)，无组织排放的硫化氢最大落地浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)表1要求($0.06\text{mg}/\text{m}^3$)。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境

施工期产生的废水主要是钻井废水、射孔液及管线试压废水。钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统，分离后循环利用，不外排。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。射孔液与采出液集输至陆梁集中处理站处理。

本项目运营期的采出水及井下作业废水依托陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注油藏。

项目正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

9.1.3.3 声环境

项目区 200m 范围内无声环境敏感点，施工期、退役期噪声影响均是暂时性的，待工程结束后影响也随之消失。

工程运营期各噪声源源强较低，对周围声环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物

(1) 施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托岩屑处置单位合规处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；机械设备废油、废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后由施工单位清运；施工人员生活垃圾由陆梁公寓集中收集后，统一拉至陆梁油田生活垃圾填埋场。

(2) 运营期：主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣。含油污泥收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环境科技有限责任公司处置；其他危险废物（废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣）委托有资质的单位进行无害化处置；废润滑油回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理；落地原油由作业单位 100%回收，回收落地油的送至陆梁集中处理站处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上分析，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及中国石油新疆油田分公司开发公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

9.1.3.6 环境风险

本工程发生风险事故的类型主要为管线、储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 公众意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.5 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，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风险性，但其影响和风险是可以接受的。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 and 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，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

(1) 在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

(2) 加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

(3) 作业废水在环保部门监督下，处理满足标准后回注油藏，不外排。

(4) 建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

(5) 含油污泥、落地原油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。

(6) 项目采油井口及井场及集输管线占地范围内尽量避让荒漠植被。

(7) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(8) 针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。

