

陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发建设工程

# 环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计院有限责任公司

编制时间：二〇二二年九月

## 目 录

<b>1 概述</b>	<b>1</b>
1.1 项目背景	1
1.2 建设项目主要特点	1
1.3 环境影响评价的工作过程	1
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 分析判定相关情况	3
1.6 环境影响评价的主要结论	4
<b>2 总则</b>	<b>5</b>
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的与原则	9
2.3 评价时段	9
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	10
2.5 环境功能区划与评价标准	11
2.6 评价等级与评价范围	14
2.7 环境保护目标	20
2.8 评价内容和评价重点	21
2.9 相关规划及政策符合性分析	22
<b>3 勘探开发历程</b>	<b>33</b>
3.1 勘探历程	33
3.2 区块环境管理现状	33
3.3 存在环境问题及整改措施	34
3.4 拟部署井环境影响回顾	34
<b>4 建设项目概况及工程分析</b>	<b>36</b>
4.1 建设项目概况	36
4.2 项目建设内容	38

4.3	环境影响因素分析及污染源源强核算.....	45
4.4	总量控制指标.....	55
4.5	清洁生产分析.....	55
<b>5</b>	<b>环境质量现状调查与评价.....</b>	<b>61</b>
5.1	自然环境现状调查与评价.....	61
5.2	环境保护目标调查.....	64
5.3	质量现状调查与评价.....	66
5.4	生态环境现状调查与评价.....	75
<b>6</b>	<b>环境影响预测与评价.....</b>	<b>83</b>
6.1	施工期环境影响预测与评价.....	83
6.2	运营期环境影响预测与评价.....	89
6.3	退役期影响分析.....	101
6.4	环境风险分析.....	101
6.5	环境风险事故防范措施.....	107
<b>7</b>	<b>环境保护措施论证分析.....</b>	<b>113</b>
7.1	施工期环境保护措施.....	113
7.2	运营期环境保护措施.....	118
7.3	退役期环境保护措施.....	122
7.4	环保投资分析.....	125
7.5	依托可行性分析.....	126
<b>8</b>	<b>环境管理与监测计划.....</b>	<b>133</b>
8.1	环境管理机构.....	133
8.2	生产区环境管理.....	133
8.3	污染物排放的管理要求.....	139
8.4	企业环境信息公开.....	140
8.5	环境监测与监管.....	140

<b>9 环境影响经济损益分析</b> .....	<b>144</b>
9.1 环境社会效益分析.....	144
9.2 环境经济损益分析结论.....	145
<b>10 环境影响评价结论</b> .....	<b>146</b>
10.1 建设项目概况.....	146
10.2 环境质量现状.....	146
10.3 主要环境影响及环保措施.....	147
10.4 经济损益性分析结论.....	150
10.5 环境管理与监测计划结论.....	150
10.6 公众参与.....	150
10.7 总结论.....	150

# 1 概述

## 1.1 项目背景

陆梁油田陆 136 井区构造上位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起西段，行政区隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县管辖。陆 136 井区隶属陆梁作业区管辖，位于陆梁油田的西部，距离陆 15 井区约 2.6km，距离陆 13 井区约 2.2km。陆梁油田至陆 136 井区有简易公路，交通便利。

根据开发计划，中国石油新疆油田分公司 2022 年拟在陆梁油田陆 136 井区部署开发井 16 口，其中采油井 11 口（新钻井 10 口，老井利用 1 口），注水井 5 口（新钻井 4 口，老井转注 1 口），单井设计井深 2015m，钻井总进尺  $2.82 \times 10^4$ m。新建 1 座计量配水站，并在陆 15 井区 2 号计量拉油站新增 2 座混输泵橇，在陆 12 井区注水站新增 2 座注水泵橇，单井采油管线 5.2km，单井注水管线 3.5km，集油支线 5.1km，注水支线 0.8km，混输管线 20km，设计单井产能 8.0t/d，新建产能  $2.64 \times 10^4$ t，配套建设通信系统、仪表自动化等公辅工程。项目实施单位为中国石油新疆油田分公司开发公司，建成后移交给中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区运营管理。

## 1.2 建设项目主要特点

陆梁油田有着从石油开采→集输→处理→外输的全套生产流程，是一个完整的油气开采区块；陆梁油田陆 136 井区共部署采油井 11 口（新钻井 10 口，老井利用 1 口），注水井 5 口（新钻井 4 口，老井转注 1 口），建设内容包含生产井、计量配水站、混输泵站、注水站的扩建、采油和注水管道、混输管道等全套地面设施，项目的建设将提高区域整体开发效益。

## 1.3 环境影响评价的工作过程

陆梁油田陆 136 井区为石油开采老区块，本次属于油田老区块的加密开发，且位于和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点预防区——沙漠风力侵蚀预防保护区

内，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—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）”，需编制环境影响报告书。环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书（表）编制阶段。具体流程见图 1.3-1。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2022 年 9 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

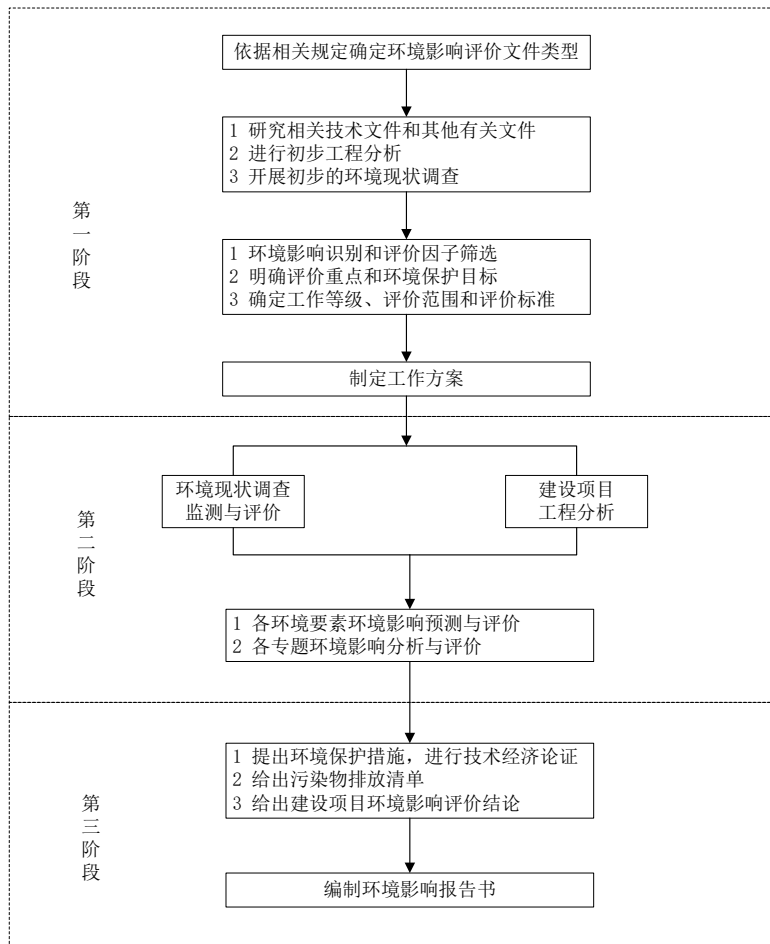


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

## 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为陆地石油开采项目，主要特点为污染与生态影响并存，即因工程建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的无组织挥发烃类、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态下的含油污泥对环境的影响分析。

## 1.5 分析判定相关情况

### 1.5.1 产业政策相符性分析

本工程为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中的“七、石油、天然气——1、常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类项目，符合国家产业政策。

### 1.5.2 选址选线合理性分析

陆梁油田是成熟的开发区块，区内遍布各类油田生产设施，不在自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域内，无环境制约因素，根据预测分析，项目对环境的影响在可接受程度，采取相应的水土保持措施后，满足沙漠风力侵蚀预防保护区的相关要求，综上所述，从环保角度分析项目选址选线合理。

### 1.5.3 相关规划及政策符合性分析

工程建设符合《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》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、“三线一单”管控方案、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》、《新疆维吾

尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求。

## 1.6 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；工程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。从生态环境保护角度论证建设可行。



## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 3 月 1 日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 7 月 1 日。

#### 2.1.2 环境保护规章

- (1) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令 第 204 号，2017 年 10 月 7 日；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令 第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (3) 《排污许可管理办法（试行）》（2019 年修订），生态环境部部令 第 7 号
- (6)，2019 年 8 月 22 日；
- (4) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令 第 16 号，2021 年 1 月 1 日；
- (5) 《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；

- (6)《国家危险废物名录(2021年版)》，生态环境部令第15号，2021年1月1日；
- (7)《产业结构调整指导目录(2019本)》，国家发展和改革委员会令第29号，2020年1月1日；
- (8)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012年第18号，2012年3月7日；
- (9)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018年10月1日；
- (10)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函(2019)910号，2019年12月13日；
- (11)《国家重点保护野生植物名录》，国家林业局、农业部2021年第3号，2021年2月1日；
- (12)《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021年第3号，2021年2月1日；
- (13)《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年3月1日；
- (14)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评(2017)84号)，2017年11月14日；
- (15)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017第43号)，2017年10月1日；
- (16)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评(2016)150号)，2016年10月26日；
- (17)《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434—2018)；
- (18)《关于印发〈环境保护综合名录(2021年版)〉的通知》(环办综合函(2021)495号)，2021年11月2日；
- (19)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)，2013年3月1日；
- (20)《危险废物转移管理办法》(部令第23号)，2021年11月30日；
- (21)《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》(环办综合(2021)32号)，2021年12月31日。

### 2.1.3 地方有关环保法规

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(修订), 2018 年 9 月 21 日;
- (2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》, 2019 年 1 月 1 日;
- (3) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》, 2016 年 1 月 29 日;
- (4) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》, 2017 年 3 月 20 日;
- (5) 《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 9 月 21 日;
- (6) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142 号), 2020 年 7 月 30 日;
- (7) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》, 2020 年 9 月 4 日;
- (8) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》, 2021 年 2 月 22 日;
- (9) 关于印发《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的通知(新克政发〔2021〕49 号), 2021 年 6 月 30 日;
- (10) 《新疆国家重点保护野生动物名录》, 2021 年 7 月 28 日。

### 2.1.4 环评有关技术规定

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016), 2017 年 1 月 1 日;
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 2018 年 12 月 1 日;
- (3) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021), 2022 年 7 月 1 日;
- (4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 2019 年 7 月 1 日;
- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 2022 年 7 月 1 日;
- (6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 2019 年 3 月 1 日。
- (7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 2016 年 1 月 7 日;

- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 2019 年 3 月 1 日;
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007), 2007 年 8 月 1 日;
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017 年 6 月 1 日;
- (12) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019 年 1 月 1 日;
- (13) 《石油和石油开采行业清洁生产评价指标体系 (试行)》, 2009 年 2 月;
- (14) 《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;
- (15) 《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》(生态环境部公告 2021 年第 24 号), 2021 年 6 月 11 日;
- (16) 《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南 (试行)》(HJ 1209—2021)》, 2022 年 1 月 1 日。

#### 2.1.5 相关文件和技术资料

- (1) 《陆梁油田陆 136 井区密闭改造项目环评委托书》, 中国石油新疆油田分公司开发公司, 2022 年 5 月 20 日;
- (2) 《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组 J<sub>2</sub>t<sub>1</sub> 油藏开发地面工程》, 中油(新疆)石油工程有限公司, 2022 年 9 月;
- (3) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》, 2021 年 12 月 24 日;
- (4) 《新疆生态功能区划》, 2005 年 7 月 14 日;
- (5) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》, 2002 年 12 月;
- (6) 《关于印发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》, 2019 年 1 月 21 日;
- (7) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划 (2018-2030 年)》, 2018 年 8 月;
- (8) 《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》, 2021 年 2 月 5 日。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

(1) 通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。

(4) 分析本项目可能存在的环境风险事故隐患，分析环境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。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

### 2.2.2 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，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

## 2.3 评价时段

根据项目特点，确定本项目的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施

工期和运营期为主。

## 2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

本项目的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、柴油机、发电机组燃烧烟气以及施工机械、施工车辆尾气、生活废水、管道试压废水、施工机械及施工车辆噪声、生活垃圾、钻井岩屑、建筑垃圾、废机油、沾油废物及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液、噪声、废防渗膜、清管废渣、废机油及落地油等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

环境要素	施工期					运营期					退役期		
	生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
	占地	施工扬尘、柴油机、发电机组燃烧烟气及施工机械、施工车辆尾气	生活废水、管道试压废水	生活垃圾、钻井岩屑、建筑垃圾、废机油、沾油废物	施工机械及施工车辆噪声	无组织挥发烃类	井下作业废水	清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油	井下作业机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁裂漏	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆及机械	拆卸后建筑垃圾、管线
环境空气	0	+	0	0	0	++	0	0	0	0	+	0	0
地下水	0	0	0	0	0	0	++	+	0	0	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	+	++	0	+	0
土壤环境	++	0	0	+	0	0	+	++	0	0	+	0	+
植被	+	+	0	+	0	+	+	+	0	0	+	0	+
动物	+	+	0	+	+	+	+	+	0	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据工程环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM <sub>2.5</sub> 、PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、NMHC、H <sub>2</sub> S
	影响分析	NMHC
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	调查项目区土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、水土流失、土地沙化现状
	影响评价	工程建设可能造成的植被、野生动物、生态景观、水土流失和土地沙化的影响
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的油气泄漏事故进行分析

## 2.5 环境功能区划与评价标准

### 2.5.1 环境功能区划

本工程环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区
土壤环境	《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
生态环境	根据《新疆生态功能区划简表》，项目位于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—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

### 2.5.2 评价标准

#### (1) 环境质量标准

##### ①环境空气

SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项基本项目执行《环境空气质量标准》

(GB3095-2012) 二级浓度限值；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/m<sup>3</sup> 执行，H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	GB3095-2012 (二级)
		1 小时平均	500		
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40	μg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	200		
3	PM <sub>10</sub>	年平均	70	μg/m <sup>3</sup>	
		24 小时平均	150		
4	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35	μg/m <sup>3</sup>	
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	μg/m <sup>3</sup>	
6	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	mg/m <sup>3</sup>	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	GB16297-1996
8	H <sub>2</sub> S	1 小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

### ②地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) 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 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

指标	单位	标准值 (III类)	指标	标准值 (III类)
pH	无量纲	6.5~8.5	石油类	≤0.05
总硬度	mg/L	≤450	氟化物	≤1.0
溶解性总固体	mg/L	≤1000	铁	≤0.3
耗氧量	mg/L	≤3.0	挥发性酚类	≤0.002
氨氮	mg/L	≤0.50	锰	≤0.1
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.0	铅	≤0.01
汞	mg/L	≤0.001	硝酸盐	≤20

### ③声环境

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的相关要求并结合生态环境部门的规定，判定项目区位于 2 类声环境功能区，声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类限值，具体详见表 2.5-4。



表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB (A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

④土壤环境

区块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，标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表（建设用地）

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	5933			
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840			
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a, h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	萘	70
40	苯并（b）荧蒽	15			
其他项目（特征污染因子）					
46	石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）	4500			

(2) 污染物排放标准

## ①废气

无组织挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求(厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ )硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级标准。详见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

污染物	排放限值 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	标准来源
NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728—2020)
H <sub>2</sub> S	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)

## ②噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准;运营期各井场、站场边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类限值,具体见表 2.5-8。

表 2.5-8 环境噪声排放标准一览表 [单位: dB (A)]

执行地点	昼间[dB (A)]	夜间[dB (A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场、站场	60	50	GB12348-2008 2类

## 2.6 评价等级与评价范围

## 2.6.1 评价等级

## (1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征,选取 NMHC 为预测因子,采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率( $P_i$ ), $P_i$ 定义如下:

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

其中: $P_i$ ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

$C_{oi}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见 6.2.1 章节，预测结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 无组织废气最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标率 (%)
采油井场	NMHC	12.29	0.61
计量配水站	NMHC	13.55	0.68
混输泵站	NMHC	27.05	1.35

由表 2.6-1 可知：本工程各污染物最大落地浓度占标率最高为 1.35%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-2），评价等级判定为二级。

表 2.6-2 评价工作等级判定依据表

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

### （2）地表水评价等级

本工程废水主要为井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液。井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。

项目产生的废水与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

### （3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-3，评价工作等级分级表见表 2.6-4。

表 2.6-3 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它保护区，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，其它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它未列入上述敏感分级的环境敏感区 <sup>a</sup> 。
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

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

工程占地范围内无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本工程属于陆地石油开采项目，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 判定项目属于 I 类建设项目，根据表 2.6-4 判定地下水评价等级为二级。

#### （4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，井区周边无声环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

#### （5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的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。本工程生态影响主要表现为占地影响，生态环境影响评价等级为三级，具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境影响评价等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)评价等级判定依据	本项目	判定结果
1	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	本工程不占用、穿越、跨越国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境; 且本工程环境影响范围也不涵盖国家公园、自然保护区、世界自然遗产地、重要生境	/
2	b) 涉及自然公园时, 评价等级为二级。	占地范围内不涉及自然公园	/
3	c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级。	占地范围内不涉及生态保护红线	/
4	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建设项目	/
5	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, 建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	/
6	f) 当工程占地规模大于20km <sup>2</sup> 时 (包括永久和临时占用陆域和水域), 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;	工程总占地面积约为0.49km <sup>2</sup> , 小于20km <sup>2</sup>	/
7	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况, 评价等级为三级;	属于《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)6.1.2评价等级确定原则a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况	评价等级为三级
8	当评价等级判定同时符合上述多种情况时, 应采用其中最高的评价等级。	仅符合上述第7条的情况	评价等级为三级
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时, 可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	无需上调评价等级

#### (6) 土壤环境评价等级

本工程对土壤环境的影响为污染影响型, 根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级, 见表 2.6-6。

##### ① 占地规模

本工程永久占地面积约 13519.2m<sup>2</sup>, 占地规模为中型。

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

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

## ②土壤环境敏感程度

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 2.6-7。

表 2.6-7 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、医院、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

本工程属于石油开采项目，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定为 I 类建设项目，评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，环境敏感程度为不敏感，根据表 2.6-6 综合判定本项目土壤评价等级为二级。

## (7) 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.6-8 进行划分。

表 2.6-8 环境风险评价工作级别划分表

环境风险潜势	IV、IV <sup>+</sup>	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>

<sup>a</sup>是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

本工程主要风险单元为单井采油管线、转液线，危险物质与临界量的比值（Q 值）小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，风险潜势为 I，因此，本次风险评价仅进行简单分析。

## 2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定各环境要素的评价范围见表 2.6-9 和图 2.6-1。

表 2.6-9 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大 气	以单井井场、混输泵站、计量配水站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围
地 下 水	陆梁油田陆 136 井区以地下水流向为长轴，项目区四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km
声 环 境	各井场、计量配水站及混输泵站边界向外延伸 200m
土壤环境	各井场、计量配水站及混输泵站边界向外延伸 1km
生态环境	各井场及集输管线永久和临时占地范围
环境风险	不设评价范围

## 2.7 环境保护目标

根据现场调查，工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，水土流失重点预防区和重点治理区。本工程各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1。

表 2.7-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准；
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	梭梭、白梭梭	盖度约为 10%~20%	自治区 I 级保护植物
	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏
	水土流失重点预防区		做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧



## 2.8 评价内容和评价重点

### 2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	改扩建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤、生态污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

### 2.8.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，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) 大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- (3) 环境保护措施分析论证。

## 2.9 相关规划及政策符合性分析

### 2.9.1 相关规划符合性分析

#### (1) 区域发展规划符合性分析

《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》中指出：“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”。本工程位于准噶尔盆地，符合规划及纲要中的相关要求。

#### (2) 主体功能区规划相符性分析

本工程位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。要求根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。本项目合理布局管线及井场，减少对生态空间的占用，符合主体功能区对项目所在区域的开发管制原则。

#### (3) 行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将石油、天然气等新疆优势矿种列为战略性矿产，提高资源安全供应能力和开发利用水平。本项目为陆上石油开采项目，符合规划要求。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》（复函：国土资函〔2017〕625 号）指出，要大力推进矿产资源基地建设，将石油天然气列为安全战略资源，需要加强基础地质调查、矿产勘查，提高能源资源保障能力，建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地。本项目为陆上石油开采项目，工程部署开发井 16 口，其中采油井 11 口（新钻井 10 口，老井利用 1 口），注水井 5 口（新钻井 4 口，老井转注 1 口），单井设计井深 2015m，钻井总进尺  $2.82 \times 10^4$ m，设计单井产能 8.0t/d，新建产能  $2.64 \times 10^4$ t，符合规划中“实施矿产资源安全战略，提

高能源资源保障能力”以及“落实国家资源安全战略部署”的相关内容，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》（审查意见文号：环审〔2017〕114 号）中的要求，对产生的开废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

#### （4）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本工程建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求和建设内容，详见表 2.9-1。

表 2.9-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	拟采取措施	符合性分析
1	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程为陆地石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目。项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线；本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处理，不会突破区域环境质量底线；运营过程中会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上限要求；工程建设符合“三线一单”的要求	符合
2	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	本工程属于陆地石油开采，项目建成后交由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区运营管理，陆梁油田作业区已积极开展了第三轮清洁生产审核工作，审核过程中已工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订，目前正在进行清洁生产方案的实施工作	符合
3	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区运营管理，陆梁油田作业区已编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作	符合

### 2.9.2 环保政策符合性分析

#### （1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
1	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%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地油 100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	油田采出水送至由陆梁集中处理站采出水处理系统处理达到《油田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和企业内部标准《碎屑岩油藏注水水质推荐指标 及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后，回注地层，不外排	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本工程新部署采油井采用密闭集输工艺，油气集输损耗率小于 0.5%	符合
4	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本次新部署采油井均采用密闭集输，伴生气由管线管输至陆梁集中处理站天然气处理系统处理，不放空	符合
5	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排	符合
6	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）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《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	清管废渣、废机油和废防渗材料定期交由有相应危废处理资质的单位进行回收处置，事故状态下产生的落地油 100%回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
7	1) 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；2) 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；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	项目实施后由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区运营管理，将本工程纳入中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-3。

表 2.9-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关规定	作业区及本项目采取的相关措施	相符性分析
1	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、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T13306 的规定。	陆梁作业区场站、库选址合理，建筑物、构筑物、风向标、通信设施等符合视觉形象设计规定，标识、涂色、名称牌、标识牌等采用标准字和标准色，做到清晰美观；道路建设规范，路面平整，满足油气田产品及物料运输、转移的基本要求，保证运行安全。内部员工进入生产作业场所，统一着装劳保服装，外来人员（参观、检查、学习人员、承包商员工等）进入生产作业场所，着装符合生产作业场所安全要求。工具定期检查确认完好，并在明显位置粘贴检查合格标签。设备设施相关颜色、标识牌规范、较完好。作业区区域相关警示标识完好。对 3 座采油站、2 座集中处理站、采油井 1379 口，注水井 483 口，进行统筹规划，加工各类操作提示牌 1235 块，包括：岗位职责、操作规程、风险提示牌、线路示意牌等；各类安全标志牌 7139 块，内容包括：当心触电、受限空间标志、灭火器标志、管线标识、消防标识等。对不符合规范要求的井场设备设施进行防腐刷漆，并对目视化标识牌不完善的井场进行安装。	符合
2	建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求。生产主要环节应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。	陆梁油田作业区各项单耗控制在指标范围内；建立健全能源和水资源计量管理体系，合理配备计量器具和仪表并完善计量台账；通过各种节能节水措施，超额完成集团公司下达的节能节水指标，其中节水指标完成公司下达的 100%，节能指标完成公司下达的 102%，超计划完成目标。各设备实施均严格按照国家淘汰目录进行淘汰更换，2018 年完成变压器淘汰更新 22 台，年节约电量 30.1 万千瓦时，折 100.53 吨标准煤。	符合
3	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收；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。	作业区废水全部处理合格后回注油层，废气达标排放。井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，生活垃圾等一般固体废物全部送至填埋场，固体废物合规处置率 100%。 本项目废气可实现达标排放，废水处理达标后全部回注油藏，不外排，清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合

续表 2.9-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关规定	作业区及本项目采取的相关措施	相符性分析
4	油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%。	<p>本项目实施前陆梁油田作业区伴生气集气率 95%以上，处理率 98%以上，凝析油利用率 95%以上，不存在利用率的问题。</p> <p>本项目在陆梁油田作业区管辖范围内实施 11 口采油井、5 口注水井，均采用密闭集输的方式，不影响陆梁油田作业区伴生气综合利用率。</p>	符合
5	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	<p>本项目配备完善的固控系统，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用钻井液不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照新环发〔2016〕360 号相关要求处理。</p>	符合
6	应建立以人为本、创新学习、行为规范、高效安全、生态文明、绿色发展的企业核心价值观，培育团结奋斗、乐观向上、开拓创新、务实创业、争创先进的企业精神。企业发展愿景应符合全员共同追求的目标，企业长远发展战略和职工个人价值实现紧密结合。	<p>陆梁油田作业区：通过加大科技创新力度，近 3 年来，新增探明石油地质储量 2500 万吨、新建产能 28 万吨、老区递减有效减缓、控底水压裂与微压裂解堵取得技术突破、微生物驱和氮气泡沫驱等三次采油进入现场试验，获省部级科技进步奖 3 项。近年来，陆梁油田作业区工会以习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十八大、十九大精神为指导，全面落实公司工会各项工作部署及作业区职代会要求，以增进职工福祉、促进职工全面发展为出发点，扎实开展劳动竞赛，深入推进美丽场站建设，持续强化民主管理，大力打造暖心工程，不断抓牢自身建设，有效提升了职工队伍凝聚力和战斗力，有力推动了职工在增储上产、安全环保、经营管理等方面主动作为、真抓实干，为作业区完成各项业绩指标作出了积极贡献，获得了中华全国总工会工人先锋号、全国绿化模范单位、全国“安康杯”竞赛优胜企业、开发建设新疆奖状、中石油集团先进集体、自治区文明单位、自治区模范职工之家红旗单位等多项荣誉。</p>	符合

(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》的相符性分析

本项目的建设符合《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》中的相关要求，具体见表 2.9-4。

## 管理的通知》的符合性分析

序号	《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》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司正在编制《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》及规划环评，本项目位于该规划草案的腹部片区	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目以陆梁油田陆 136 井区为单位开展环评，包括拟建的新井、设备、管道及配套工程等，在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油藏或枯竭废弃油藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本工程产生的井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，油田采出物送至陆梁集中处理站处理；本工程为石油开采项目，油田采出水处理系统达到《油田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关要求后，回注油藏；回注水源为处理达标后的采出水，采出净化水回注层位远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效防止造成地下水污染；钻井工程已结束，不再使用钻井液；运营期井下作业过程中可能会用到压裂液进行压裂增注，压裂过程中采用水基压裂液，	符合

序号	《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》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
		其主要成分为有机硼胍胶、KCl、杀菌剂、防膨剂、助排剂、稳定剂、有机金属盐类胶黏剂等，酸化压裂液采用的酸化液为盐酸，具体成分涉及商业秘密，不便公开	
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，水基岩屑由岩屑处置单位拉运至岩屑处置公司进行处理。运营过程中清管废渣、废机油和废防渗材料定期交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫石油开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本次新部署采油井均采用密闭集输，减少了油气的无组织挥发；天然气中硫化氢含量为未检出，不属于高含硫石油开采，且井场均采用电加热器	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低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，陆梁油田陆 136 井区周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束	符合



序号	《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》中相关规定	采取的相关措施	相符性分析
		后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目实施后由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区运营管理，陆梁油田作业区具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资	符合

(4) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的要求，详见表 2.9-5。

表 2.9-5 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	相关规定	采取的相关措施	相符性分析
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	工程占地范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	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	针对运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、克拉玛依市生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局以及沙湾县分局的监督与管理，并按照《环境信息依法披露制度改革方案》（环综合〔2021〕43号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	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	本报告提出井场施工结束后，应对施工场地进行清理平整，由于区域的蒸发量大于降水量，不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。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	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	本报告提出运营期要定期对井场各设备及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	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；运输石油、天然	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，以防止“跑、冒、漏”现象的	符合

序号	相关规定	采取的相关措施	符合性分析
	气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	发生	
6	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	清管废渣、废机油、废防渗材料和事故状态下的含油污泥交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。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《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
7	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	本次新部署采油井均采用密闭集输，并将 7 口老井接入密闭集输管网，伴生气由管线管输至陆梁集中处理站天然气处理系统处理，不放空	符合
9	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：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复	符合
10	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	项目实施后由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区运营管理，项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区突发环境污染事件应急预案》	符合

### 2.9.3 “三线一单”符合性分析

#### (1) 生态保护红线

项目区位于准噶尔盆地腹部，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区分区、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无永久基本农田、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，位于水土流失重点预防区，涉及生态环境敏感区为沙

漠风力侵蚀预防保护区，根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，项目区位于一般管控单元，不涉及生态红线。

### （2）环境质量底线

运营期废气为油气集输过程中产生的无组织挥发性废气，在采取相应措施后井场无组织非甲烷总烃满足《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；运营期废水为井下作业废水、废洗井液、酸化返排液和压裂返排液。井下作业均带罐作业，井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，不外排；噪声源主要为井场、计量配水站、混输泵站设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声，采取相应措施后井场、计量配水站、混输泵站昼夜厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）中的 2 类区标准要求；固体废物主要为清管废渣、废机油和废防渗材料、落地油等，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

本工程产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置。符合环境质量底线的要求。

### （3）资源利用上线

本项目运营过程中会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源利用上限要求。

### （4）生态环境准入清单。

本项目位于一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65420130003，详见图 2.9-1），建设符合和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的要求，符合性分析详见下表。

表 2.9-1 本项目与和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65420130003)	空间布局约束 1. 执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】条要求： 【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。 2. 执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。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。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。 3. 执行塔城地区总体管控要求【1.6】【1.8】条要求。 【1.6】严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。 【1.8】全面规划、合理布局，优化规模化畜禽养殖场（小区）及其污染防治设施的布局，拟定畜禽养殖区划定方案，明确禁养、限养和适养区，实施禁养区关停，限养区总量控制	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类；项目区位于古尔班通古特沙漠腹部，除水土流失重点预防区外，不涉及其他环境敏感区；项目建设符合自治区主体功能区规划、生态功能区划、国家经济规划；不属于高污染、高环境风险产品，不属于“三高”项目	符合

(5) 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48号）相关要求的符合性分析

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，全地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，其中优先保护单元 43 个、重点管控单元 41 个、一般管控单元 24 个。项目区位于一般管控单元，须落实生态环境保基本要求，推动区域环境质量持续改善。项目建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，符合塔城地区“三线一单”的管控要求。

### 3 勘探开发历程

#### 3.1 勘探历程

陆梁油田勘探开发始于 2000 年，至今已有 22 年之久。2019 年，在陆 2 井北背斜带东高点上的陆梁 1 井北断背斜圈闭内部署实施了陆 136 井，该井于 2021 年 3 月 2 日在头屯河组（1990.0-1993.0m、1994.0-1996.0m）试油，抽汲求产，日产油 9.44t，日产水 1.90m<sup>3</sup>，累计产油 61.90t，累计产水 43.68m<sup>3</sup>，试油结论为油水同层，发现了陆 136 井区头屯河组油藏。

陆 136 井区目前仅有 1 口评价井（陆 136），于 2015 年进行环境影响评价，2019 年完成钻井并进行了试油，其影响主要是钻井期和试油期，其过程产生的大气环境影响、水环境影响、固体废物影响等都是暂时的，随着施工及试油期的结束而结束。试油期结束后已按规范要求对临时用地进行相应的生态恢复。

#### 3.2 区块环境管理现状

##### 3.2.1 环保手续履行情况

陆 136 井区环保手续履行情况详见表 3.2-1。

表 3.2-1 陆 136 井区建设历程及环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目	原国家环境保护总局环审[2003]69 号 2003 年 2 月 25 日	原国家环境保护总局环验[2005]071 号 2005 年 8 月 16 日
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	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环评价函（2011）1120 号 2011 年 11 月 24 日	/
陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发工程	塔城地区生态环境局新环函（2022）109 号 2022 年 3 月 30 日	目前仅完钻一口 LU5605 注水井，其余还未建设

##### 3.2.2 陆梁油田作业区排污许可执行情况以及环境应急预案及应急演练情况

### (1) 陆梁油田作业区排污许可证执行情况

陆梁油田作业区陆梁集中处理站取得排污许可证以及排污登记回执获得情况详见表 3.2-6。

表 3.2-6 陆梁集中处理站排污登记（许可证）一览表

单位名称	登记回执编号	排污许可证有效期
新疆油田分公司陆梁油田作业区 陆梁集中处理站	91650200715597998M056Q	2020.11.10 至 2025.11.9

陆梁油田作业区陆梁集中处理站排污许可证为简化管理，企业已经落实 2021 年 4 个季度及 2021 年全年的执行报告。

### (2) 环境应急预案及应急演练情况

现有工程由陆梁作业区统一管理，陆梁油田作业区已编制《陆梁油田作业区突发环境事件专项应急预案》，并于 2019 年 1 月 2 日在塔城地区生态环境局进行备案（654200-2019-001-M），同时作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制了《突发环境事件应急评价总结》。

## 3.3 存在环境问题及整改措施

根据现场调查结果可知：现有工程井场已平整，由砾石铺垫，钻试期挖钻屑储集防渗池的井场，其钻屑储集防渗池上部已经覆土填埋，钻试期钻井岩屑排至岩屑堆放场地的井场，施工结束后施工场地已进行清理，无遗留的环境问题。油区道路总体规范，目前井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

针对已开发区域遗留的环境问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：拟建项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。

## 3.4 拟部署井环境影响回顾

### (1) 环保手续履行情况

本工程分别将 2 口完钻的井（陆 136 井、LU5605）转为 1 口采油井和 1 口注水井，这 2 口已完钻井的基本情况见表 3.4-1，环保手续履行情况见表 3.4-2。

表 3.4-1 拟部署评价井基本情况一览表

序号	井号	井位坐标	实际完钻井深 (m)	井型	转为生产井后井类别
1	陆 136 井		2232	直井	采油井
2	LU5605		2021	直井	注水井

表 3.4-2 钻试工程环保手续履行情况一览表

序号	井号	工程名称	批复机构、文号及时间	验收情况
1	陆 136 井	陆 15 井区 2015 年产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环评价函（2011）1120 号 2011 年 11 月 24 日	2018 年 12 月 27 日，通过第一批自主验收
2	LU5605	陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发工程	塔城地区生态环境局新环函（2022）109 号 2022 年 3 月 30 日	目前仅完钻一口 LU5605 注水井，其余还未建设

## （2）勘探期环境影响回顾

陆 136 井、LU5605 钻井工程已完成，目前处于关停状态，正在验收。2 口井施工期均严格控制占地范围，施工结束后及时进行清理平整已利于植被自然恢复。施工结束后，噪声及废气影响已结束；生活污水排至防渗中，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置；生活垃圾集中收集后，定期清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置；钻井岩屑采用不落地设备进行处理，水基岩屑拉运至新疆盛洁环境技术有限责任公司进行处置。以上废水、固废均得到妥善处理处置。钻井过程中严格按照环境管理制度要求开展环境保护工作，未发生突发环境事件。

根据现场踏勘的情况，井场、道路及其他附属设施均未发生违规占地行为，井场无事故发生污染井场及周边、土壤。井场周围农作物和野生植被未受到破坏，临时占地范围内植被正在进行恢复。井场目前无事故发生，现状无环境问题，勘探期无需提出“以新带老”整改措施。

## 4 建设项目概况及工程分析

### 4.1 建设项目概况

#### (1) 项目名称

陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发建设工程。

#### (2) 项目性质

本工程对陆 136 井区进行加密部署，工程性质为改扩建。项目区与新疆油田公司“一张图”及已批复范围的相对位置关系见图 4.1-1。

#### (3) 建设地点

本工程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，属于陆梁作业区管辖，距离陆 15 井区约 2.6km，距离陆 13 井区约 2.2km。区域位置见图 4.1-2。

#### (4) 劳动定员

项目实施后由陆梁油田作业区现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

#### (5) 工程投资

工程总投资 5933 万元，环保投资约 659 万元，占总投资的 11.1%。

#### (6) 建设内容

本项目拟在陆 136 井区部署开发井 16 口，其中采油井 11 口（新钻井 10 口，老井利用 1 口），注水井 5 口（新钻井 4 口，老井转注 1 口），单井设计井深 2015m，钻井总进尺  $2.82 \times 10^4$ m。新建 1 座计量配水站，并在陆 15 井区 2 号计量拉油站新增 2 座混输泵橇，在陆 12 井区注水站新增 2 座注水泵橇，单井采油管线 5.2km，单井注水管线 3.5km，集油支线 5.1km，注水支线 0.8km，混输管线 20km，设计单井产能 8.0t/d，新建产能  $2.64 \times 10^4$ t，配套建设通信系统、仪表自动化等公辅工程。

项目实施后井区新增原油产能为  $2.64 \times 10^4$ t/a。具体预测指标见表 4.1-1。



表 4.1-1 产能预测一览表

时间 (年)	采油 井 (口)	注水 井 (口)	年产液 (10 <sup>4</sup> t)	年产油 (10 <sup>4</sup> t)	年产气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	综合含 水 (%)	累计产 液 (10 <sup>4</sup> t)	累计产 油 (10 <sup>4</sup> t)	年注水 (10 <sup>4</sup> t)	累计注 水 (10 <sup>4</sup> t)	累计产 气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	采出程 度 (%)
1	7	2	1.25	0.93	10.99	25.0	1.25	0.93	1.5	1.5	10.99	0.86
2	11	5	3.19	2.30	27.01	28.0	4.44	3.23	3.7	5.2	37.99	2.97
3	11	5	3.94	2.56	30.09	35.0	8.38	5.79	4.5	9.7	68.08	5.32
4	11	5	4.03	2.30	27.02	43.0	12.41	8.09	4.5	14.2	95.10	7.44
5	11	5	4.33	2.12	24.92	51.0	16.74	10.21	4.8	19.0	120.02	9.39
6	11	5	4.84	1.98	23.32	59.0	21.58	12.20	5.3	24.3	143.34	11.21
7	11	5	5.51	1.87	22.00	66.0	27.09	14.07	5.9	30.2	165.34	12.93
8	11	5	6.36	1.78	20.92	72.0	33.44	15.85	6.8	37.0	186.26	14.57
9	11	5	7.58	1.70	20.03	77.5	41.02	17.56	8.0	44.9	206.29	16.13
10	11	5	9.38	1.64	19.28	82.5	50.40	19.20	9.7	54.7	225.57	17.64
11	11	5	11.32	1.59	18.63	86.0	61.72	20.78	11.7	66.4	244.20	19.10
12	11	5	13.95	1.53	18.03	89.0	75.67	22.32	14.3	80.7	262.23	20.51
13	11	5	16.54	1.49	17.49	91.0	92.21	23.80	16.9	97.5	279.73	21.88
14	11	5	19.28	1.45	16.99	92.5	111.49	25.25	19.6	117.1	296.72	23.21
15	11	5	21.64	1.41	16.53	93.5	133.13	26.66	22.0	139.1	313.25	24.50

(7) 油气水物性

陆梁油田陆 136 井区原油、伴生气及地层水的性质分别见表 4.1-2、表 4.1-3 和表 4.1-4，天然气中不含硫化氢。

表 4.1-2 陆梁油田陆 136 井区油气藏原油物性表

区块	层位	密度 g/cm <sup>3</sup>	30℃粘度 (mPa·s)	35℃粘度 (mPa·s)	40℃粘度 (mPa·s)	50℃粘度 mPa·s	凝固点 ℃	含蜡量 %
陆 136	J <sub>2</sub> t <sub>1</sub>	0.851	17.79	14.91	11.98	10.27	15.0	6.82

表 4.1-3 陆梁油田陆 136 井区油气藏伴生气物性表

层位	相对 密度	烃组分 (%)		二氧化碳 (%)	氮气 (%)
		甲烷	乙烷		
J <sub>2</sub> t <sub>1</sub>	0.744	68.75	5.40	0.1	3.08

表 4.1-4 陆梁油田陆 136 井区油藏地层水物性表

层位	主要离子						矿化度 (mg/L)	水型
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	Cl <sup>-</sup> (mg/L)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	Ca <sup>2+</sup> (mg/L)	Mg <sup>2+</sup> (mg/L)	K <sup>+</sup> 和 Na <sup>+</sup> (mg/L)		
J <sub>2</sub> t <sub>1</sub>	146.315	11595.57	34.99	952.15	56.47	6495.09	19311.87	CaCl <sub>2</sub>

## 4.2 项目建设内容

项目建设内容包括主体工程、公用工程、依托工程和环保工程四个部分，分述如下：

### 4.2.1 主体工程

#### (1) 钻井工程

本次新钻井 14 口井，新钻井坐标详见表 4.2-1。

表 4.2-1 新钻井基本信息

名称	井别	坐标	
		东经	北纬
LUD5602	采油井		
LUD5603			
LUD5604			
LUD5607			
LUD5608			
LUD5610			
LUD5611			
LUD5612			
LUD5614			
LUD5615			
陆 136			
LU5601	注水井		
LU5606			
LU5609			
LU5613			
LU5605			

#### ①井身结构

本次新钻井 14 口，均为直井，单井设计平均井深 2015m，总进尺  $2.82 \times 10^4$ m。井身结构设计详见表 4.2-2 及图 4.2-1。

表 4.2-2 井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明	固井方式
一开	444.5	339.7	采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，采用内管注水泥工艺固井，水泥浆返至地面，封隔地面疏松地层	固井水泥浆返至地面
二开	215.9	139.7	采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至井深约 2300m，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油套管，封隔上部易漏层位	固井水泥浆返至地面

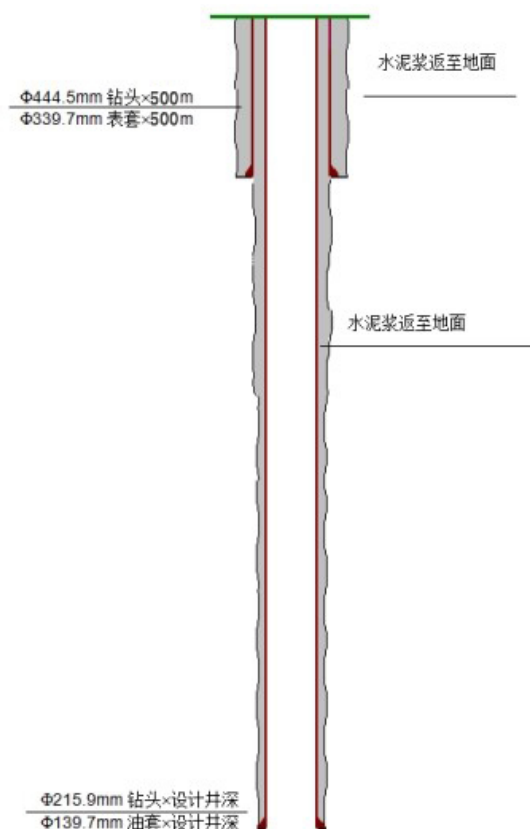


图 4.2-1 井身结构示意图

### ② 钻井设备

钻井期井场设备包括钻机、井架、提升系统、转盘、循环系统、动力系统、控制系统、钻井液不落地设备、仪器仪表等。

### ③ 钻井液体系

本次钻井使用水基钻井液，主要成分为坂土、 $\text{Na}_2\text{CO}_3$ 、重晶石、复配胺盐等，单井水基钻井液用量  $280\text{m}^3$ ，总水基钻井液用量为  $3920\text{m}^3$ 。

### ④ 钻井井场布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、配电房、发电房、罐区、不落地

系统等。钻井期井场平面布置如图 4.2-2。

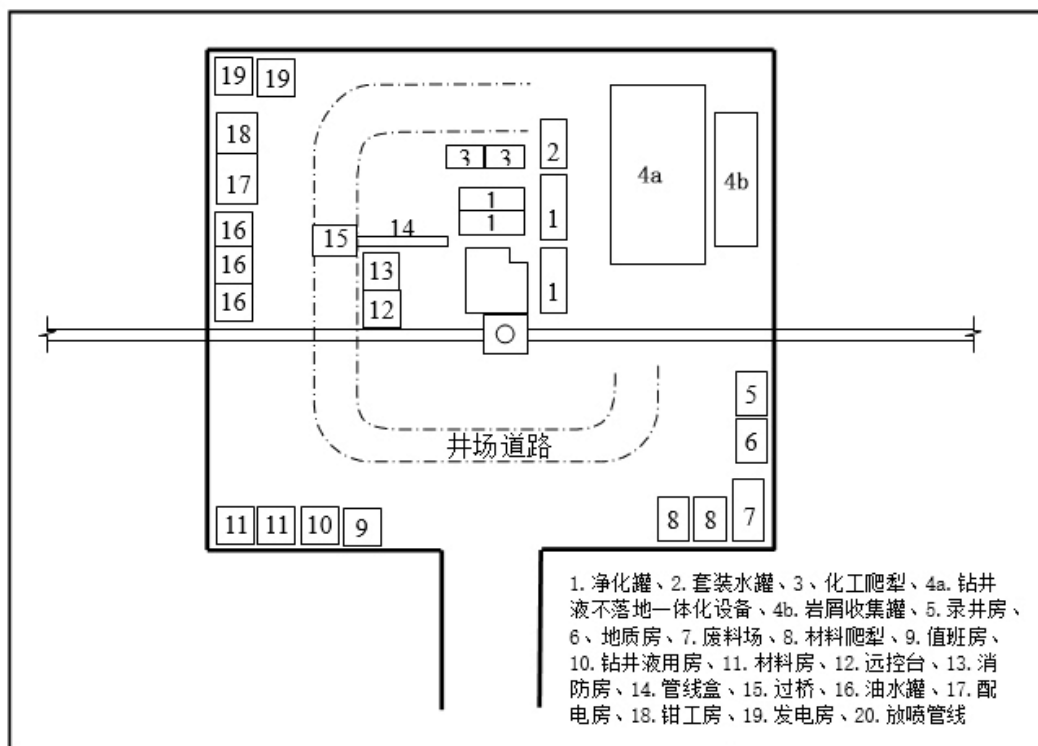


图 4.2-2 钻井井场布置示意图

### ⑤ 钻井工艺流程

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 4.2-3。

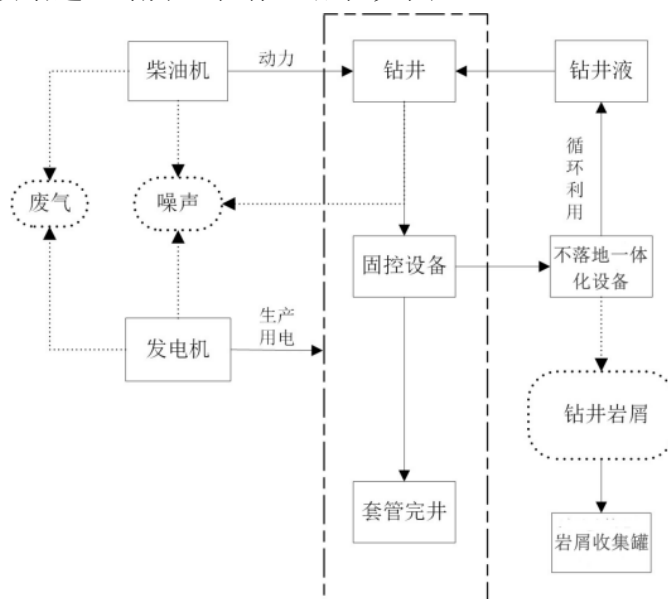


图 4.2-3 钻井工艺流程示意图

## ⑥钻井周期

单井钻井周期为 16 天，施工人数 35 人。

## (2) 采油工程

### ①采油井场

新建采油井场 11 座，均采用 10 型节能抽油机，电机功率为 22kW，井口均设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器做保温，井场设 10kW 防爆电加热器。

### ②集输管线

新建井场至计量配水站的单井采油管线 5.2km，管径为 DN50 2.5MPa，管材为耐温 75℃的柔性复合管；新建计量站至混输泵站的集油支线 0.7km，陆 12 计量拉油站至陆 15 井区 2 号计量混输站集油支线 4.4km，管径为 DN100 2.5MPa，管材为耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管；新建混输泵站至陆梁集中处理站的混输管线 20km，管径为 DN100 5.5MPa，管材为耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，埋地保温敷设，管顶标高-1.87m。

### ③计量站

在陆 136 井区新建计量站一座，设 12 井式一体化选井计量装置 1 座。本次新建的采油井均进该计量站。

### ④混输泵站

本工程将陆 15 井区 2 号计量拉油站改造成混输泵站，负责陆 136 井区、陆 15 井区、陆 12 井区、陆 151 井区的油气集输任务，利旧该拉油站 1 座 12 井式一体化自动选井计量装置，本次新增 2 座混输泵撬（1 用 1 备）。

### ⑤开采及集输工艺

开采工艺：陆 22 井区采用注水开发。

清蜡工艺：抽油期采用尼龙刮蜡器结合定期热洗工艺。

油气集输工艺：采用单井加热集输工艺，井口采出液经电加热器加热后由单井采油管线集输至已建计量站，在站内完成计量后，输送至已建混输泵站，增压后混输至陆梁集中处理站进行处理。具体工艺流程见图 4.2-4。

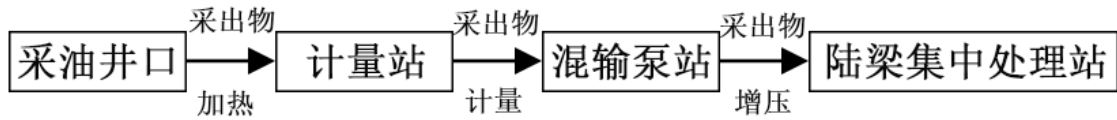


图 4.2-4 油气集输工艺流程示意图

(2) 注水工程

①注水井场

新建 5 座注水井场、注水井口安装采油树，设保温盒，压力表置于保温盒内。

②注水管线

新建配水站至注水井的单井注水管线（DN50 16MPa）3.5km，采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃）；新建注水站至配水站的注水支线（DN80 16MPa）0.8km，采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃）。管线埋地不保温敷设，管顶标高-1.87m，地面设标志桩。

③陆 12 注水站扩建

本次在陆 12 注水站内扩建 2 台注水泵。

③配水站

新建 6 井式配水撬 1 座与本次新建的计量站合建。陆 12 注水站来水输送至 6 井式配水撬，通过撬内分水器向各注水井进行配注，在去各单井注水管道上设置配水装置，实现流量就地/远程调节。

④注水工艺

采用单干管多井配水工艺，即：注水站经新建注水支线输送至新建 5 井式配水撬，在配水撬内配水后通过单井注水管道输至本次新建注水井井口，经井口注入地层。具体工艺流程见图 4.2-5。

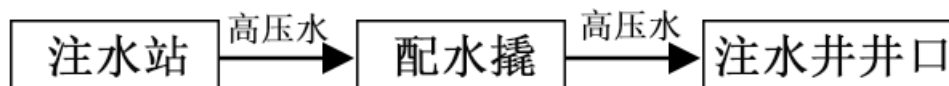


图 4.2-5 注水工艺流程示意图

各类管线走向见图 4.2-6。

### ⑤注水水源

本项目注水水源来自陆梁集中处理站采出水处理系统处理后的净化水，站内建现有高压注水系统（16MPa）和次高压注水系统（10MPa），其设计注水规模分别为 11800m<sup>3</sup>/d、12800m<sup>3</sup>/d，实际注水规模为 9000m<sup>3</sup>/d、7500m<sup>3</sup>/d，本项目注水需求量为 57m<sup>3</sup>/d，根据《陆梁集中处理站改扩建工程竣工环境保护验收监测报告》中的监测数据（见表 3.4-2）可知：陆梁集中处理站采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准。综上所述，陆梁集中处理站注水系统富余注水能力及注水水质可满足本项目需求。

## 4.2.2 公用工程

### （1）供配电

施工期用电由柴油发电机提供；运营期新增电力负荷电压等级为 0.38/0.22kV，主要用电设施为注水井，用电负荷等级为二级。供电电源依托油区已建 10kV 架空线路供电。

### （2）给排水

给水主要为井下作业用水、管道试压用水和生活用水，井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从陆梁油田作业区拉运至用水场地。

排水主要为井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液、管道试压废水和生活污水，井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，均回注油藏，不外排；管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；生活污水排至防渗池中，施工结束后由吸污车吸走，清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置处理。

### （3）物联网

在每座采油井场和注水井场各新建 1 套多井集联控制器 RTU，用于对井口无线仪表信号进行采集，井口一次仪表采用无线通讯方式（zigbee Pro A11GRM 协议）

将数据接入 RTU，通过 5.8GHz 无线网桥将数据汇聚至计量站，最后传至陆梁作业区集中监控、管理。

#### 4.2.3 依托工程

施工期生活污水依托陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置处理，生活垃圾依托陆梁生活垃圾填埋场填埋处理，废机油和沾油废物依托有相应危险废物处置资质的单位进行处置；运营期井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理；清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

#### 4.2.4 环保工程

本项目施工期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；生活污水排入生活污水防渗池；钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置；运营期各井场、计量配水站、混输泵站采用低噪声设备并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施；井下作业及修井过程中要铺设防渗膜，保证落地原油 100%回收。

#### 4.2.5 工程组成

工程组成详见表 4.2-2。

表 4.2-2 工程组成一览表

工程类别		规模	备注	
主体工程	钻井工程	14 口	新钻井 14 口，均采用二开直井井身结构，钻井总进尺 $2.82 \times 10^4 \text{m}$	
	采油工程	采油井场	11 座	均采用 10 型节能抽油机，电机功率为 22kW，井口均设保温盒，保温盒内设 250W 防爆电加热器做保温，井场设 10kW 防爆电加热器
		单井采油管线	5.2km	管径为 DN50 2.5MPa，管材为耐温 75℃的柔性复合管
		集油支线	5.1km	管径为 DN100 3.5MPa，管材为耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
		混输泵站	1 座	利旧陆 15 井区 2 号计量拉油站 1 座 12 井式一体化自动选井计量装置，本次新增 2 座混输泵撬（1 用 1 备）
		混输管线	20km	管径为 DN100 5.5MPa，管材为耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
	计量站	1 座	新建计量站 1 座，并设 12 井式一体化选井计量装置 1 座	
注水	注水井场	5 座	新建 5 座注水井场	



工程类别		规模	备注
工程	单井注水管线	3.5km	管径为 DN50 16MPa, 采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 (耐温 70℃)
	注水支线	0.8km	管径为 DN100 16MPa 1.5km, 采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 (耐温 70℃)
	配水站	1 座	新建 6 井式配水撬 1 座与本次新建的计量站合建。
	陆 12 注水站扩建	/	在陆 12 注水站内扩建 2 台注水泵
公用工程	供配电		施工期用电由柴油发电机提供; 运营期新增电力负荷电压等级为 0.38/0.22kV, 主要用电设施为注水井, 用电负荷等级为二级。供电电源依托油区已建 10kV 架空线路供电
	给排水		给水主要为生活用水、管道试压用水和井下作业洗井用水, 井区位于荒漠地区, 周围无成熟的供水管网, 用水由罐车从陆梁油田作业区拉运至用水场地。排水主要为井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液、管道试压废水和生活污水, 井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中, 上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理, 废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理, 处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的有关标准后, 均回注油藏, 不外排; 管道试压废水污染物主要为悬浮物, 用于项目区的洒水抑尘; 生活污水排至防渗池中, 施工结束后由吸污车吸走, 清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置处理
	物联网		在每座采油井场和注水井场各新建 1 套多井集联控制器 RTU, 用于对井口无线仪表信号进行采集, 井口一次仪表采用无线通讯方式 (zigbee Pro A11GRM 协议) 将数据接入 RTU, 通过 5.8GHz 无线网桥将数据汇聚至计量站, 最后传至陆梁作业区集中监控、管理
依托工程	生活污水		定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置
	生活垃圾		定期清运至陆梁作业区生活垃圾填埋场
	钻井岩屑		收集进岩屑专用方罐后由岩屑处置单位直接拉走进行处理
	井下作业废水、压裂返排液、酸化返排液、废洗井液		依托陆梁油田作业区废液池储存和陆梁集中处理站采出水处理系统处理
	清管废渣、废防渗膜、废机油及落地油		依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置
环保工程	废气治理		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
	废水治理		生活污水排入生活污水防渗池
	固体废物		钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置
	噪声防治		选用低噪声设备, 并对高噪声设备采取基础减震和隔声等降噪措施
	防渗膜铺装		修井及井下作业过程铺设防渗膜

## 4.3 环境影响因素分析及污染源源强核算

### 4.3.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在钻井、管线及井场建设等施工活动中。废气主

要来自钻井、管线工程和井场等建设过程中产生的扬尘、柴油机、发电机组燃烧烟气以及施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为钻井井场生活废水和管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井井场生活垃圾、钻井岩屑、建筑垃圾、废机油、沾油废物。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

### (1) 废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气、管线施工产生的扬尘及车辆尾气。

#### ① 柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 32t，14 口井柴油消耗总量为 448t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（SO<sub>2</sub> 2.24kg/t，NO<sub>x</sub> 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t）。则钻井期污染物排放总量为：SO<sub>2</sub> 1t、NO<sub>x</sub> 1.3t、总烃 0.95t。

#### ② 施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

#### ③ 施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

### (2) 废水

钻井期井场设生活营地，单井钻井周期为 16 天，钻井人数为 35 人，按每人每天用水量 20L 计算，则单井生活用水 11m<sup>3</sup>，14 口井用水共 154m<sup>3</sup>，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 123.2m<sup>3</sup>，其水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

### (3) 噪声

噪声源主要为施工机械噪声，噪声级在 80dB (A) ~105dB (A) 之间。

#### (4) 固体废物

施工期固体废物包括钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油、沾油废物。

##### ① 钻井废弃物

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。

分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m<sup>3</sup>；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，取 d=2.2。

根据上述公式和及井身结构计算岩屑产生量，钻井岩屑为水基钻井岩屑（代码：900-999-99），具体详见下表。

表 4.3-1 岩屑产生量一览表

井号	水基岩屑	
	井段	体积 (m <sup>3</sup> )
单井	一开	62
	二开	109
	合计	171
14 口井合计		2394

##### ② 生活垃圾

单井钻井周期为 16 天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则 14 座井场生活垃圾产生总量为 3.9t，集中收集后送至陆梁作业区生活垃圾填埋场。

##### ③ 建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少集中收集后送至克拉玛依

市建筑垃圾填埋场。

#### ④ 废机油

由于钻井井场有发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，产生一定量的废机油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的并在钻井过程中产生废机油的数量可知，单井井场钻井期产生的废机油为 0.05t，整个施工期废机油的产生量共计 0.7t。废机油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

#### ⑤ 沾油废物

在钻井过程中，对动力设备进行定期保养和维护的过程中，会产生一定量的沾油的废棉纱和大布，参照新疆油田其他并在钻井过程中产生沾油的废棉纱和大布的数量可知，单井井场钻井期产生的沾油的废棉纱和大布为 0.1t，整个施工期废机油的产生量共计 1.4t。沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

#### (5) 生态影响因素

本工程总占地面积为 488219.2m<sup>2</sup>，其中永久占地 13519.2m<sup>2</sup>，临时占地 474700m<sup>2</sup>，详见表 4.3-1。

表 4.3-2 工程占地概况一览表

序号	建设项目	占地面积 (m <sup>2</sup> )	占地性质		备注	占地类型
			永久征地 (m <sup>2</sup> )	临时占地 (m <sup>2</sup> )		
1	井场	91100	12000	79100	单座钻井井场平整场地面积为 80m×80m，共 14 口井场；永久井场占地面积 30m×25m，共 16 口井场	林地
2	单井采油管线	41600	0	41600	长度 5.2km、施工作业带宽度 8m	林地
3	单井注水管线	28000	0	28000	长度 3.5km、施工作业带宽度 8m	林地

序号	建设项目	占地面积 (m <sup>2</sup> )	占地性质		备注	占地类型
			永久征地 (m <sup>2</sup> )	临时占地 (m <sup>2</sup> )		
4	集油支线	51000	0	51000	长度 5.1km、施工作业带宽度 10m	林地
5	注水支线	35000	0	35000	长度 3.5km、施工作业带宽度 10m	林地
6	混输管线	240000	0	240000	长度 20km、施工作业带宽度 12m	林地
7	阀池	19.2	19.2	0	阀池永久占地 2m×2.4m, 共 4 个阀池	林地
8	混输泵站	750	750	0	混输泵站永久占地 30m×25m	林地
9	计量站	750	750	0	计量站永久占地 30m×25m	林地
/	合计	488219.2	13519.2	474700	/	/

#### 4.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要表现在油气集输及处理过程中，产生的污染物主要为油气集输过程中产生的无组织非甲烷总烃、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液、噪声、清管废渣、废机油、废防渗材料及落地油等。

##### (1) 废气

##### ※油气集输无组织挥发性有机物

本工程 11 口新部署采油井后油气集输及处理过程中会产生的无组织挥发性有机物，以非甲烷总烃计，目前无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 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<sub>设备</sub>：一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<sub>VOCs,i</sub>—一流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，%（扣除最小采出液含水率，取 81%）；

$WF_{TOC,i}$ —流经密封点  $i$  的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数, % (扣除最小采出液含水率, 取 81%);

$e_{TOC,i}$ —密封点  $i$  的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$ ), 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 7920h。

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 4.3-3。

表 4.3-3 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单井 采油井场	阀门	0.064	5	0.0076
	法兰	0.085	10	0.0202
	连接件	0.028	20	0.0133
	合计	/	35	0.0411
11 口采油井	合计	/	/	0.4521
新建计量配 水站	阀门	0.064	8	0.0122
	法兰	0.085	16	0.0323
	连接件	0.028	30	0.0200
	合计	/	54	0.0645
新建混输泵 站	阀门	0.064	16	0.0243
	法兰	0.085	32	0.0646
	连接件	0.028	60	0.0399
	合计	/	108	0.1288
合计				0.6454

表 4.3-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	
1	M1	采油井场	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; 定期对井场的设备、阀门等检查; 定期对集输管线进行巡检; 加强对密闭管线及密封点的巡检; 定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.4521
2	M2	计量配水站	NMHC				0.0645
3	M4	混输泵站	NMHC				0.1288

表 4.3-5 大气污染物年排放量核算表

污染物	年排放量 (t/a)
NMHC	0.6454

## (2) 废水

## ① 井下作业废水

本次新增废水主要包括 16 口井井下作业废水，井下作业废水产生量无相应的源强核算技术站南，采用生态环境部 2021 年 6 月《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（2021 年第 24 号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数（见表 4.3-6）进行核算。

表 4.3-6 与石油和石油开采有关的服务活动产排污系数一览表

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
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	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	104525	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	17645	回收回注	0
低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	34679	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	6122	回收回注	0

陆梁油田陆 136 井区采油井为非低渗透油井，井下作业每 2 年 1 次。采用表 4.3-6 非低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 4.3-7。

表 4.3-7 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	16 口井合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	434
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.555
石油类	6122g/井次-产品	0.097

## ② 井下作业废液

井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液，井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液。本次新增废水主要包括 16 口井废洗井液和 11 口井的压裂返排液和酸化返排液。压裂返排液、酸化返排液和废洗井液其产生量无相应的源强核算指南，采用生

态环境部 2021 年 6 月《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（2021 年第 24 号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，具体产污系数见表 4.3-8。

表 4.3-8 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	合计产生量
压裂返排液	263.98m <sup>3</sup> /井·次	3695.72m <sup>3</sup> /a
酸化返排液	82.3m <sup>3</sup> /井·次	1152.2m <sup>3</sup> /a
废洗井液	25.29t/井	404.64t/a

### (3) 噪声

噪声源主要包括井场、计量配水站、混输泵站设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声排放情况见表 4.3-9。

表 4.3-9 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB(A)]	排放规律	噪声特性
计量配水站、混输泵站	输油泵	65~85	连续	机械
井场	井下作业设备	85~95	间歇	机械
	机泵	85~90	连续	机械
	抽油机	75~80	连续	机械
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械

### (4) 固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。固体废物主要为清管废渣、废防渗材料、废机油和落地油。

#### ①清管废渣

混输管线两端安装收发球，用于发射和接收清管器。清管作业每年 1 次，清管废渣主要含有矿物油，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，新建集输管线 20km，每次废渣量约 0.023t/a。清管废渣属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 251-001-08，危险特性为 T，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。



## ②废防渗材料

采油井场日常巡检、检修过程中会有废防渗材料产生，类比同类井场，产生量约 1.6 t/a。废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

## ③废机油

在修井过程中会产生废机油，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I，类比同类井场，本次废机油新增量约为 0.8t/a，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

## ④落地油

井喷、管线刺漏等事故状态下会产生一定量的落地油，落地油产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 07 石油和天然气开采行业—非稠油检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等的产污系数 90.76t/10<sup>4</sup>t 计算，本工程产能为 2.64×10<sup>4</sup>t/a，落地油产生量约为 240t/a。落地油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 071-001-08，危险特性为 T、I，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的相关要求对固体废物危险性进行识别、分析，详见表 4.3-10。

表 4.3-10 危险废物危险特性详情一览表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性
清管废渣	HW08	251-001-08	0.023t/a	管线清管作业	固态	矿物油	石油类	T
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.6t/a	井场巡检、检修	固态	矿物油	石油类	T、I
废机油	HW08	900-214-08	0.8t/a	设备检修维修	固态	矿物油	石油类	T、I
落地油	HW08	071-001-08	240t/a	井喷、管线刺漏等事故状态下	固态	油土混合物	石油类	T、I

## (5) 生态影响

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对

项目区及周边野生动物产生一定的影响。

#### 4.3.3 污染物排放量汇总

本工程及现有工程排放量“三本账”情况见表 4.3-14。

表 4.3-14 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

名称	污染物	单位	本工程	
			产生量	排放量
废气	无组织非甲烷总烃	t/a	0.6454	0.6454
废水	井下作业废水	t/a	434	0
	压裂返排液	m <sup>3</sup> /a	3695.72	0
	废洗井液	t/a	404.64	0
	酸化返排液	m <sup>3</sup> /a	1152.2	0
固体废物	废防渗材料	t/a	1.6	0
	废机油	t/a	0.8	0
	清管废渣	t/a	0.023	0
	落地油	t/a	240	0

#### 4.3.4 退役期污染源分析

退役期的环境影响主要为井区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，运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场。

#### 4.3.5 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况可能发生的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

##### (1) 井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目中在钻井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

##### (2) 井漏事故

井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相

同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

### （3）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，集输管线发生破裂导致原油、伴生气、采出水泄漏，造成环境污染。

## 4.4 总量控制指标

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目产生的废气仅为油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃，废水主要为井下作业废水、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液，均集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮进行总量控制；非甲烷总烃的排放量为 0.6454t/a，建议建设单位据此进行总量控制指标申请。

## 4.5 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油田开发建设项目，生产过程主要包括采油、集输及辅助生产等。针对工程特点，本次评价对井下作业工艺清洁性和采油清洁性进行分析。

### 4.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

#### （1）指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。本项目井下作业、采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.5-1 和表 4.5-2。

表 4.5-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						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	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	<5	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	<3	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 4.5-2 采油（气）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	估算值	评分	
(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: $\leq 65$ 稠油: $\leq 160$ 天然气: $\leq 50$	6.8	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	$\geq 60$	100	10	
		油井伴生气回收利用率	%	10	$\geq 80$	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	$\geq 90$	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	$\leq 10$	0	5	
		COD	%	5	甲类区: $\leq 100$ ; 乙类区: $\leq 150$	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	$\geq 60$	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	$\leq 20$	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好	5	5	
		采油	采油过程醇回收设施		10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20	/	20	20
		集输流程			全密闭流程	10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证			10	10		
		开展清洁生产审核			20	20		
		制定节能减排工作计划			5	5		
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况			5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5		

## (2) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

$P_1$ —定量评价考核总分值；

$P_2$ —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和石油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表 4.5-3。

表 4.5-3 石油和石油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	$75 \leq P < 90$

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采油和集输：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

#### 4.5.2 与《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 要求对比分析

根据《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 中的相关要求分析本项目清洁生产情况，本项目采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求相符性分析见表 4.5-4。

表 4.5-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求对比分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，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；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中相关管控要求；针对井型、油藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、注水及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井过程符合清洁生产相关要求，钻井技术先进，钻井液体系设计切合实际，二开配备了井控措施，钻井液采用不落地技术处理	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	钻井时采用水泥浆固井，隔绝井筒和地层，防止污染地下水；井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
4	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用；与甲烷气伴生的凝析油综合利用效率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	钻井岩屑交由第三方综合处置利用；运营期井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理后用于油气田注水开发，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；清管废渣、废机油和废防渗材料定期交由有相应危废处理资质的单位进行回收处置，事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置	符合
5	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	陆梁油田作业区建有完备的自动化管控系统，本次新增井场、计量站和转油站自动化设备，实现全过程自动化管理	符合

由表 4.5-4 可知，本项目建设符合《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的相关要求。

#### 4.5.3 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了井下作业、石油开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。



## 5 环境质量现状调查与评价

### 5.1 自然环境现状调查与评价

#### 5.1.1 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，该县位于新疆维吾尔自治区西北部，准噶尔盆地西北部。东邻阿勒泰地区，西与额敏县、托里县以白杨河为界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，北部与哈萨克斯坦共和国毗邻，县城和布克赛尔镇距乌鲁木齐市公路里程 495km，总面积为  $3.06 \times 10^4 \text{km}^2$ 。本项目西北距和布克赛尔蒙古自治县县城约 138km，西北距玛纳斯湖约 58km，西南距陆梁集中处理站约 1.5km，中心地理坐标为  $N45^\circ 54' 24.23''$ ， $E86^\circ 46' 22.15''$ ，地理位置见图 5.1-1。

#### 5.1.2 气候气象

区域位于准噶尔盆地腹部，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，蒸发量大，风沙日多。区域各项常规气象数据详见表 5.1-1。

表 5.1-1 区域常规气象数据统计一览表

名称	单位	数值	
气温	最冷月平均	℃	-20.8
	最热月平均	℃	27.7
	极端最高	℃	42.3
	极端最低	℃	-34.5
	年平均	℃	7.6
相对湿度	冬季	%	79
相对湿度	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0
	年平均	m/s	2.6
主导风	冬季	%	NE/15

名 称		单 位	数 值
及频率	夏季	%	NE/10
	年平均	%	NE/13
极大风速 及风向	风速	m/s	27
	风向	\	NW
最大积雪厚度 厚度		mm	140
最大冻土深度 平均值 / 极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7
大气压力	冬季	102pa	982.9
	夏季	102pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a	43/53

### 5.1.3 地形地貌

项目区为浅度的沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁。地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大，地面海拔一般为 460m~515m。沙丘呈长垄状，以南北走向为主，地势呈北高南低，沙梁高度一般为 15m~30m，沙梁宽度一般 20m~100m 不等。

### 5.1.4 水文及水文地质条件

#### (1) 地表水

项目区地处准噶尔盆地腹部的古尔班通古特沙漠，评价范围内无地表水体。

#### ①水文地质条件概况

本项目位于准噶尔盆地腹部，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

新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。

评价区域内广泛分布有厚度 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。区域水文地质图见图 5.1-2。

### ③地下水类型、含水层及富水特征

评价区位于准葛尔盆地的腹地，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、水力性质及水利特征，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小于 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大于 100m，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 500~1000m<sup>3</sup>/d，属于中等富水。地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。

#### ④地下水补给、径流、排泄特征

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径流补给。该区浅层地下水的总体径流方向由西北向东南方向潜流，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。

#### 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·SO<sub>4</sub>-Na 型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于 10000mg/L 变化到 5000~10000mg/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。

## 5.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中

的人群活动区，保护目标为水土流失重点预防区、梭梭和白梭梭。

(1) 区域水土流失现状

项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于自治区水土流失重点预防区，根据《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报告（2018-2030 年）》，项目区属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区，该区域为固定一半固定沙丘，地貌类型分为新月形沙丘和丘间洼地，沙丘零星分布。地表为细沙，区域内无地表水资源地表为细沙，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一中度盐化土壤，区域内各类土壤按新疆土壤肥力指标属极低水平。根据新疆维吾尔自治区侵蚀模数等值线图及遥感调查成果，最终确定本区为风力侵蚀区。由于该区降水稀少，无常年性河流，也无明显的汇水冲刷，因此无水力侵蚀。近年来随着人口迅速增长和大规模的生产建设活动，新的人为水土流失不断扩展。草场过牧现象、城镇建设、交通、水利、能源、农业开发等生产建设项目，在实施过程中忽视水土保持现象时有发生，造成水土流失的情况依然存在，加剧了人为水土流失。具体见表 5.2-1 和表 5.2-2 和图 5.2-1。

表 5.2-1 和布克赛尔蒙古自治县水土保持区划表

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	面积 (km <sup>2</sup> )	周长 (km)	比例 (%)
北方风沙区 (新甘蒙高原盆地) II	北疆山地盆地区 (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	3373.71	845.47	11.72
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区	5087.40	670.64	17.67
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区	6612.10	607.96	22.97
	北疆山地盆地区 (II-3)	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区 (II-3-1hw)	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	897.03	213.37	3.12
				2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区	882.90	181.73	3.07
	北疆山地盆地区 (II-3)	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区 (II-3-1hw)	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	4569.40	323.92	15.87
				3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区	3862.47	462.88	13.42
				3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区	3499.00	386.70	12.16
	合计					28784.00	3692.67

表 5.2-2 和布克赛尔蒙古自治县沙漠区水土流失面积统计表

侵蚀强度	沙漠区 (km <sup>2</sup> )	
	风力侵蚀	比例 (%)
轻度	3330.49	86.23
中度	237.67	6.15
强烈	138.36	3.58
极强烈	155.95	4.04
剧烈	0.00	0.00
合计	3862.47	100.00

项目位于和布克赛尔蒙古自治县境内，该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。根据 2018 年民政部门公布数据，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km<sup>2</sup>。根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测年报》数据，和布克赛尔蒙古自治县水土流失总面积为 25229.39km<sup>2</sup>，占全县土地面积的 87.65%，其中冻融侵蚀面积 1.71km<sup>2</sup>，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积 110.02km<sup>2</sup>，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积 25117.66km<sup>2</sup>，占水土流失面积的 99.56%；无明显侵蚀面积为 13554.61km<sup>2</sup>，占土地面积的 12.35%。影响和布克赛尔蒙古自治县水土流失状况的自然因素有气候、地形、地质、土壤、植被等。和布克赛尔蒙古自治县降雨量大而集中、暴雨强度大、历时短，地表径流大，为土壤侵蚀提供了原动力。项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

## (2) 梭梭和白梭梭

梭梭和白梭梭为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物，盖度约为 5~10%。梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高 1~9m，树杆地径可达 50cm；树皮灰白色，木材坚而脆。白梭梭是藜科梭梭属植物，小乔木，高 1~7m。树皮灰白色，木材坚而脆；老枝灰褐色或淡黄褐色。叶鳞片状，三角形，先端具芒尖，平伏于枝，腋间具棉毛。

## 5.3 质量现状调查与评价

### 5.3.1 大气环境质量现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)可知,评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的,可选择符合 HJ664 规定,并且与评价范围地理位置临近,地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据。

本次评价引用中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”中距离本项目最近、且地形、气候条件相近的城市点—克拉玛依市 2020 年的环境空气质量达标区判定数据,来说明项目所在区域的环境质量达标情况,根据生态环境部“环境空气质量模型技术支持服务系统”中数据,2020 年克拉玛依市环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准,属于环境空气质量达标区,详见表 5.3-1。

表 5.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标 情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	6	60	10	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	21	40	52.5	达标
PM <sub>10</sub>	年平均值	54	70	77.1	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	26	35	74.3	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.4 (mg/m <sup>3</sup> )	4 (mg/m <sup>3</sup> )	35.0	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	117	160	73.1	达标

## 5.3.2 水环境质量现状调查与评价

## (1) 数据来源

本次采用现场实测法，共布设与项目区处于同一水文地质单元的 5 口监测井，监测点位分布情况如表 5.3-2 所示，点位见图 5.3-1。

表 5.3-2 地下水监测点位分布一览表

监测单位	监测时间	点位编号	监测点位坐标	与本项目位置关系	水位(m)	含水层系
	2022 年* 月*日~* 日	W1		项目区上游、东部		第三系
		W2		项目区上游、东部		第三系
		W3		项目区上游、东南部		第三系
		W4		项目区上游、东南部		第三系
		W5		项目区上游、东南部		第三系

## (2) 监测因子

监测因子包括  $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$  的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类，水位、水温，共 30 项。

## (3) 评价标准

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。

## (4) 评价方法

采用单因子标准指数法，模式如下：

$$S_{ij} = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：

$S_{ij}$ —单因子标准指数；

$C_i$ —i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

$C_{oi}$ —i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$



$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中：

$S_{pH,j}$ —pH 值的标准指数；

$pH_j$ —pH 的实测值；

$pH_{sd}$ —评价标准中 pH 的下限值；

$pH_{su}$ —评价标准中 pH 的上限值。

#### (5) 评价结果

监测及评价结果见表 5.3-3。监测结果表明，各水井氯化物和溶解性总固体均超标，分析上述 2 项监测因子超标的原因是属于天然背景值超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，经处理后可作为油田生产生活用水。

表 5.3-3 地下水现状监测数据一览表

(单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测因子	标准值	W1			W2			W3			W4			W5		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5~8.5															
2	总硬度	≤450															
3	溶解性总固体	≤1000															
4	耗氧量	≤3															
5	氨氮	≤0.5															
6	硝酸盐	≤20															
7	亚硝酸盐	≤1															
8	氯化物	≤250															
9	硫酸盐	≤250															
10	氟化物	≤1															
11	氰化物	≤0.05															
12	挥发酚	≤0.002															
13	六价铬	≤0.05															
14	砷	≤0.01															
15	镉	≤0.005															
16	汞	≤0.001															
17	铅	≤0.01															
18	铁	≤0.3															
19	锰	≤0.1															
20	石油类	≤0.05															
21	水温	/		/	/		/	/		/	/		/	/		/	
22	水位	/		/	/		/	/		/	/		/	/		/	

注: 低于检出限的用“ND”表示

### 5.3.3 声环境质量现状调查与评价

#### (1) 数据来源

本次评价采用实测法，对区块代表区域进行声环境监测，共布设 9 个噪声监测点，详见图 5.3-2。

#### (2) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

#### (3) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声来源及是否超标。

#### (4) 评价结果

声环境现状监测结果见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境现状监测结果 [单位: dB (A)]

点位名称	点位编号	昼间监测值	标准值	达标情况	夜间监测值	标准值	达标情况
LUD5614	Z1		60	达标		50	达标
LUD5610	Z2		60	达标		50	达标
LU5605	Z3		60	达标		50	达标
LUD5602	Z4		60	达标		50	达标
LUD5607	Z5		60	达标		50	达标
陆 136	Z6		60	达标		50	达标
陆 136 井区 拟建计量配 水站	Z7		60	达标		50	达标
陆 15 井区 计量混输站	Z8		60	达标		50	达标
陆 12 井区 注水站	Z9		60	达标		50	达标

由表 5.3-4 可知，各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值要求。

### 5.3.4 土壤环境质量现状评价

#### (1) 数据来源

本次评价采用实测的方法对项目区土壤质量现状进行评价。项目区有 1 种土壤类型，为风沙土，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 要求

共布设 6 个监测点，土壤监测点位布设见图 5.3-2。

表 5.3-5 土壤监测点位坐标

编号		坐标		采样深度	检测因子
		E	N		
占地范围内	柱状样	S1		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5m~3m 分别采样	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍和石油烃 45 项基本项目+pH、石油烃
		S2			
		S3			
	表层样	S4		0~20cm	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍和石油烃
占地范围外	表层样	S5			
		S6			

(2) 评价方法及标准

区域土壤执行《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，对污染物的评价，采用单因子标准指数法。计算公式为：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；  
 $C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；  
 $C_{si}$ —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

(3) 评价结果

监测及评价结果见表 5.3-5 至表 5.3-8。从评价结果可以看出，项目区土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

表 5.3-5 S3 点土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准限值	监测值	标准指数	评价结果
1	砷	60mg/kg			达标
2	镉	65mg/kg			达标
3	铬（六价）	5.7mg/kg			达标
4	铜	18000mg/kg			达标

续表 5.3-5 S3 点土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准限值	监测值	标准指数	评价结果
5	铅	800mg/kg			达标
6	汞	38mg/kg			达标
7	镍	900mg/kg			达标
8	四氯化碳	2.8 μg/kg	<1.3	/	达标
9	氯仿	0.9 μg/kg	<1.1	/	达标
10	氯甲烷	37 μg/kg	<1.0	/	达标
11	1, 1-二氯乙烷	9 μg/kg	<1.2	/	达标
12	1, 2-二氯乙烷	5 μg/kg	<1.3	/	达标
13	1, 1-二氯乙烯	66 μg/kg	<1.0	/	达标
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596 μg/kg	<1.3	/	达标
15	反-1, 2-二氯乙烯	54 μg/kg	<1.4	/	达标
16	二氯甲烷	616 μg/kg	<1.5	/	达标
17	1, 2-二氯丙烷	5 μg/kg	<1.1	/	达标
20	四氯乙烯	53 μg/kg	<1.4	/	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10 μg/kg	<1.2	/	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8 μg/kg	<1.2	/	达标
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840 μg/kg	<1.3	/	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8 μg/kg	<1.2	/	达标
23	三氯乙烯	2.8 μg/kg	<1.2	/	达标
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5 μg/kg	<1.2	/	达标
25	氯乙烯	0.43 μg/kg	<1.0	/	达标
26	苯	4 μg/kg	<1.9	/	达标
27	氯苯	270 μg/kg	<1.2	/	达标
28	1, 2-二氯苯	560 μg/kg	<1.5	/	达标
29	1, 4 二氯苯	20 μg/kg	<1.5	/	达标
30	乙苯	28 μg/kg	<1.2	/	达标
31	苯乙烯	1290 μg/kg	<1.1	/	达标
32	甲苯	1200 μg/kg	<1.3	/	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	570 μg/kg	<1.2	/	达标
34	邻二甲苯	640 μg/kg	<1.2	/	达标
35	硝基苯	76mg/kg	<0.09	/	达标
36	苯胺	260mg/kg	<0.06	/	达标
37	2-氯酚	2256mg/kg	<0.06	/	达标
38	苯并(a)蒽	15 μg/kg	<4	/	达标
39	苯并(a)芘	1.5 μg/kg	<5	/	达标

续表 5.3-5 S3 点土壤监测结果一览表（基本项目）

序号	名称	标准限值	监测值	标准指数	评价结果
40	苯并 (b) 荧蒽	15 μg/kg	<5	/	达标
41	苯并 (k) 荧蒽	151 μg/kg	<5	/	达标
42	蒽	1293 μg/kg	<3	/	达标
43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5 μg/kg	<5	/	达标
44	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	15 μg/kg	<4	/	达标
45	萘	70 μg/kg	<3	/	达标

表 5.3-6 土壤监测结果一览表（特征因子）

点位编号	监测因子	检测值 (mg/kg)			达标情况
		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	
S1	pH				达标
	石油烃				达标
	镉				达标
	镍				达标
	铬				达标
	铜				达标
	铅				达标
	汞				达标
S2	砷				达标
	镉				达标
	镍				达标
	铬				达标
	铜				达标
	铅				达标
	汞				达标
S3	砷				达标
	pH				达标
S4	石油烃				达标

表 5.3-7 土壤监测结果一览表（特征因子）

点位编号	监测因子	检测值 (mg/kg)	达标情况
		0~0.2m	
S4	pH		达标
	石油烃		达标
	镉		达标
	镍		达标
	铬		达标
	铜		达标
	铅		达标
	汞		达标
砷		达标	

续表 5.3-7 土壤监测结果一览表 (特征因子)

点位编号	监测因子	检测值 (mg/kg)	达标情况
		0~0.2m	
S5	pH		达标
	石油烃		达标
	镉		达标
	镍		达标
	铬		达标
	铜		达标
	铅		达标
	汞		达标
	砷		达标
S6	pH		达标
	石油烃		达标
	镉		达标
	镍		达标
	铬		达标
	铜		达标
	铅		达标
	汞		达标
	砷		达标

## 5.4 生态环境现状调查与评价

### 5.4.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5.4-1。

表 5.4-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态功能区
	生态亚区	II <sub>2</sub> 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态服务功能	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	
主要生态环境问题	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	
生态敏感因子敏感程度	保护沙漠植被、防止沙丘活	
保护目标	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延	
保护措施	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	

### 5.4.2 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区土地利用类型示意图，项目区土地利用类型主要是沙地，目前主要为油田已开发区域，区域内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。详见图 5.4-1。



### 5.4.3 区域土地沙化现状

本项目位于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）可知，项目所在区域沙化土地类型主要分为三类，分别为沙化土地（面积 2022340hm<sup>2</sup>）、有明显沙化趋势的土地（面积 19165.56hm<sup>2</sup>）和其他土地类型（面积 832719.68hm<sup>2</sup>），合计 2874225.27hm<sup>2</sup>，项目区为固定沙地，具体见表 5.4-2 和图 5.4-2。

表 5.4-2 土地沙化现状情况一览表

区域位置	序号	沙化土地类型		面积 (hm <sup>2</sup> )		
塔城地区 和布克赛尔 蒙古自治县	1	沙化土地	流动沙地		0	
			半固定沙地	人工半固定沙地	0	184170.75
				天然半固定沙地	184170.75	
			固定沙地	人工固定沙地	0	659004.02
				天然固定沙地	659004.02	
			露沙地		0	
			沙化耕地		1329.82	
			非生物治沙工程地		0	
			风蚀残丘		48010.65	
			风蚀劣地		14240.9	
	戈壁		1115584			
小计		2022340				
2	有明显沙化趋势的土地		19165.56			
3	其他土地类型		832719.68			
合计			2874225.27			

### 5.4.4 区域防沙治沙现状

荒漠化是当前全球面临的重大环境问题之一。中国 58%的土地属于干旱、半干旱类型，几乎 1/3 的国土遭受荒漠化影响，沙化土地占国土面积的 18%。新疆又是全国沙化土地面积最大、分布最广、危害最严重的省区。沙化土地 74.63×10<sup>4</sup>km<sup>2</sup>，占全国沙化土地的 43%。

准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠、乌苏沙漠、福海沙漠等是新疆主要的沙化策源地和国家重点防沙治沙区域之一，也是新疆整体生态环境建设的重要组成部分，

整个盆地现有沙化土地面积  $556 \times 10^4 \text{hm}$ 。

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，植被类型为白梭梭+沙蒿+红皮沙拐枣荒漠，已形成稳定的荒漠生态系统。据调查，评价范围内除油田已开发建设的地面工程外，无其他工业项目。已建防沙治沙措施主要为道路边坡、集输干线和输电线杆基部的草方格。

#### 5.4.5 土壤类型及特征

陆 136 井区分布的土壤发育较差，土壤类型为风沙土，详见图 5.4-4。

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层  $0.5 \sim 1 \text{cm}$  有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4~5 月间，土壤含水率可达  $20 \sim 30 \text{g/kg}$ ，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，地表植被覆盖度可达  $40 \sim 60\%$ ，到 7~8 月处于休眠状态。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其它土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。

#### 5.4.6 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，本工程所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。评价区主要评价区的地质地貌、气候等自然因素处于相对稳定状态，地形、地貌等对植被的影响主要通过水分、盐分、矿质养分的分配差异体现出来，评价区植被类型主要为白梭梭+沙蒿+红皮沙拐枣荒漠，属于半乔木荒漠，植被盖度约  $10 \sim 20\%$ 。

区域主要植被名录见表 5.4-3 和图 5.4-5。

表 5.4-3 区域内主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布		备注
		沙丘	丘间	
一、禾本科	<i>Gramineae</i>			
1. 东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++		
2. 羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++		
3. 施母草	<i>Schismus arabicus</i>	+		
二、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>			
4. 沙米	<i>Agriophyuum arenarium</i>		+	
5. 盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	++	-	
6. 白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	+	-	新疆维吾尔自治区 I 级保护野生植物
7. 梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>		++	
8. 猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+	
9. 散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+	
10. 刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>		+	
11. 黑翅地肤	<i>Kochia melanoptera</i>		+	
12. 盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>		++	
13. 犁苞滨藜	<i>Atriplex dimorphostegia Kar. et Kir.</i>	++	+	
14. 雾冰藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+	
15. 角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>		-	
16. 囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+	
17. 倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-	
18. 盐角草	<i>Salicornia europaea</i>			
19. 盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	-		
20. 对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++		
21. 叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+		
三、十字花科	<i>Cruciferae</i>			
22. 螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>		+	
23. 荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++		
四、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>			
24. 西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		-	
五、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>			
25. 沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowit</i>	++		
六、菊科	<i>Compsitae</i>			
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>		++	

续表 5.4-3 区域内主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布		备注
		沙丘	丘间	
七、莎草科	<i>Cyperaceae</i>			
29. 囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++		
八、蓼科	<i>Polygonaceae</i>			
30. 沙拐枣	<i>Calligonum arborescens Litv.</i>		++	

注：++多见，+少见，-偶见。

#### 5.4.7 野生动物现状

##### (1) 野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，油田开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。

##### (2) 野生动物种类及分布

在上述动物生境类型单元中共栖息分布着野生脊椎动物约 30 种，以鸟类和小型哺乳动物为主。野生动物种类详见表 5.4-4。

表 5.4-4 项目区及周围主要脊椎动物的种类

种 类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬 行 类					
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+		
2、东疆沙蜥	<i>P. grungrizimaloi</i>	+			
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+			
4、东方沙蟒	<i>Eryx tataricus</i>			+	
5、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+	
鸟 类					
6、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+		
7、雀 鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+		国家二级保护野生动物
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+		国家二级、自治区 2 级保护野生动物
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+		国家二级、自治区 2 级保护野生动物
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+		

续表 5.4-4 项目区及周围主要脊椎动物的种类

种 类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
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 鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>		+		
18、红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+		
19、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+	
哺 乳 类					
20、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+		国家二级、自治区 2 级保护野生动物
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+	
22、沙 狐	<i>Vulpes corsac</i>			+	国家二级、自治区 2 级保护野生动物
23、虎 鼬	<i>Vormela peregusna</i>			+	
24、草 兔	<i>Lepus capensis</i>		+		
25、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>				
26、西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>				
27、小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>				
28、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>				
29、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>				
30、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>				

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。本次现场调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

#### 5.4.8 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

##### (1) 既有工程实际生态影响

本项目为改扩建项目，既有工程对生态的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对土壤的影响主要是工程建设时对土壤的扰动、流失，对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，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。

(2) 既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了水泥或砾石铺垫等硬化，道路边坡、集输干线和输电线杆基部设置了草方格，有效的防止了因既有工程临时占地引起的水土流失和土地沙化。临时占地内的梭梭、白梭梭、沙蒿和红皮沙拐枣等野生植被在自然缓慢恢复。既有工程不存在生态环境问题，已采取的生态保护措施及效果具体如下：



某计量站临时占地植被恢复及永久占地地面硬化情况

已建井场永久占地范围外植被恢复情况



已建道路边坡草方格

已建集输管网管廊上方草方格设置情况

既有工程已实施生态措施及效果有效性

## 6 环境影响预测与评价

### 6.1 施工期环境影响预测与评价

#### 6.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气。

##### (1) 施工扬尘

在井场、管线等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本工程施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

##### (2) 柴油机及发电机组燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

##### (3) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

#### 6.1.2 施工期水环境影响分析

##### (1) 钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不合格而导致井漏事故，从而发生窜层污染事故。本次拟部署采油井和注水井目的层与地下水处于不同层系，且远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层，确保在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系。因此，钻井过程正常工况下不会对地下水造成影响。

##### (2) 管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

### （3）管线施工对地下水的影响

拟建集输管线采用埋地敷设，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，可能进入地下含水层，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。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

### （4）生活污水

施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置防渗池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。采取上述措施后，不会对所在区域地下水产生影响。

## 6.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 85~105dB (A)。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

## 6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为钻井过程产生的钻井岩屑、废机油、沾油废物、生活垃圾和工程建设过程中产生的建筑垃圾。

### （1）水基钻井岩屑

钻井一开、二开均采用水基钻井液，钻井时井筒产生的钻井废弃物经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排。固相排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。

### （2）建筑垃圾



施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场。

### （3）废机油、沾油废物

施工期产生的废机油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

### （4）生活垃圾

生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置，禁止随意抛洒。

## 6.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

### （1）人为扰动对土壤的影响

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是钻井、井场建设和管道敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏至使土壤紧实度增高，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）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

### （2）施工期污染影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

### 6.1.6 施工期生态环境影响分析

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

#### (1) 对植物影响分析

工程占地类型为沙地，各项施工作业对植被的主要影响时土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。井场施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程结束后，土地将不在受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。

项目总占地面积为  $488219.2\text{m}^2$ ，其中永久占地  $13519.2\text{m}^2$ ，临时占地  $474700\text{m}^2$ 。在施工结束的 2 年~3 年中，将影响占地范围内的植被初级生产力。生物损失量参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007) 中荒漠化量化指标计算，项目区属于强烈发展的荒漠化，生物生产量按照  $1.4\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$  计算，生物损失量为  $68\text{t}/\text{a}$ ，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

#### ② 施工人员活动对植物的影响分析

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区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踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内

及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

## (2) 对动物影响分析

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，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动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

## (3) 对景观及生态系统结构、功能影响分析

### ① 景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

### ② 对生态系统结构、功能的影响

钻井工程、管线工程、采油井场、注水井场及输电线等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设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。项目占地类型为沙地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，加上占

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，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

### ③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于区域地表较干燥，导致自然植被盖度较低，在 10~20%左右，植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

#### 6.1.7 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、站场、管线等地面工程的建设过程中将会破坏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，本项目对区域土地沙化影响不大。

#### 6.1.8 水土流失影响分析

项目建设对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。工程占地呈点、线状分布，建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧项目区水土流失。

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；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。

本工程地面建设的内容主要为单井井场、站场建设及管线的敷设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。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。

## 6.2 运营期环境影响预测与评价

### 6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

#### (1) 相关判定

本次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) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

#### (3) 估算模型使用数据来源

##### ①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90m×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

##### ②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为沙地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.29	1.75	0.04025

## ③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-31.7℃	44.0℃	0.5m/s	10m

## (4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3 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/℃		44.0
最低环境温度/℃		-31.7
土地利用类型		草地
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/°	/

## (5) 污染源参数

本项目污染源参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 面源污染源参数一览表

污染源	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
采油井场	NMHC	0.0411	无组织排放	30m×25m×5m
计量配水站	NMHC	0.0645	无组织排放	30m×25m×5m
混输泵站	NMHC	0.1288	无组织排放	30m×25m×5m

## (6) 预测结果

预测结果详见表 6.2-5。

表 6.2-5 无组织废气预测结果一览表

污染源	非甲烷总烃	
	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
采油井场	12.29	0.61
计量配水站	13.55	0.68
混输泵站	27.05	1.35

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，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。

#### (7) 大气环境影响评价结论

本工程运营时期为持续的长期影响，大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变；井场、站场边界浓度可满足《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；占地范围内地域空旷，无集中固定人群居住，工程运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

大气环境影响评价自查表见附件 4。

### 6.2.2 运营期水环境影响分析

#### (1) 水文地质条件概况

##### ① 区域地质构造及地层岩性

准噶尔盆地腹部偏北的陆梁地区，广泛分布有厚度 0~100m 的第四系沉积物，以风积物、冲积物为主，兼有湖型冲积物、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，不整合地沉积在下覆第三系地层之上，由北向南，第四系沉积厚度逐渐增大。

##### ② 区域地下水补给、径流、排泄条件

陆梁地区无地表径流，但在准噶尔盆地边缘发育有多条河流，盆地南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河，北部有乌伦古河、白杨河等。河流出山口后，不断地散流渗漏补给地下水，又大量被沿途工、农业生产引灌利用，至盆地中部包括陆梁地

区在内的广大范围内已不存在地表水系。受盆地边缘地表水系补给的地下水则沿岩层倾向和地形坡度，由盆地边缘径流向盆地中心。由于盆地中部干旱少雨，蒸发强烈，降水对区域地下水的补给意义不大，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将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项，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。

### ③区域地下水分布

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  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$  或  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$  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。总之，陆梁油田处在极度缺水的沙漠地区，通过第四系地层接受少量、不定期降水补给的少量重力水、毛细水甚至结合水的存在，成为绿色生态得以维系的前提和关键。

### (2) 正常工况下对地下水环境影响分析

采出水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后均回注油藏，不外排。处理达标后的净化水回注层位为开采油层，采出净化水回注层位与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好



的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水不会对地下水产生不利影响。

### （3）油田注水地下水环境的影响分析

本项目回注井使用的水源全部为陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后的净化水，无需使用新水进行回注，对区域地下水资源没有不良影响。根据项目区水文地质资料，区域地下水承压含水层顶板埋深在 50~100m。本项目回注地层为 2300m 左右，可见，处理达标的净化水回注地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，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，且处理后的水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中回注水水质要求，因此不存在污染地下水的可能，项目回注水不会对地下水产生不良影响。

### （5）事故状态下对地下水的影响

#### ①井喷对地下水的影响分析

井喷事故主要在井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为 0.1%~0.3%，根据现场调查，油区采用抽油机进行开采，随着开采年限的增加，区块地层压力逐渐减小，加上油井自喷能力弱，采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的概率较小。

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

## ②油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

根据区域水文地质条件，根据项目区水文地质资料，区域地下水主要赋存第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，第三系地层是由以泥岩和砂岩为主的碎屑组成，第三系承压水(上部无潜水)分布于准噶尔盆地广大地区，含水层岩性以细砂岩、泥质砂岩为主，为地下水弱富水区，富水性不均匀，单井涌水量  $100\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，该区渗透系数为  $1.154\text{m}/\text{d}$ ，地下水矿化度一般为  $3\text{g}/\text{L}\sim 10\text{g}/\text{L}$ ，属半咸水，承压含水层顶板埋深在  $50\sim 100\text{m}$ ，水化学类型为  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$  或  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$  型水，是本区主要的开采目的层。本项目油藏埋深为  $2300\text{m}$  左右，根据井身结构，本项目采用二开井身结构，钻井过程中采用了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，可有效保护地下水层。

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

## ③单井采油管线、集油支线泄漏对地下水的影响分析

### ※地下水污染途径分析

非正常工况下，本项目管线破裂导致原油外泄，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

### ※预测情景设定

本次评价针对集输支线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

### ※泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设集输支线发生全管径泄漏，则裂口总面积为 0.008m<sup>2</sup>，其泄漏速度 Q<sub>L</sub>用柏努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q<sub>L</sub>——液体泄漏速度，kg/s；

C<sub>d</sub>——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m<sup>2</sup>；

ρ ——泄漏液体密度；

P——容器内介质压力，Pa；

P<sub>0</sub>——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s<sup>2</sup>；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 6.2-6。

表 6.2-6 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积(m <sup>2</sup> )	泄漏口之上液位高度(m)	管道内压力	环境压力	液体密度(kg/m <sup>3</sup> )	泄漏速度(kg/s)
集输支线泄漏	0.008	0	3.5MPa	0.1MPa	855	396.5

根据上表可知，原料泄漏速率为 396.5kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则集油支线泄漏油品量（平均含水率 66%）约为 69t。按照包气带对污染物截留率 90%计算，进入含水层物料约为 7t。

### ※影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，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。

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

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( $m^2/d$ )；

$\Pi$ —圆周率；

模型中所需参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	$m_M$	瞬时注入的质量	7t
2	$t$	时间	100d、500d、1000d
3	$M$	含水层厚度	80m
4	$u$	水流速度	0.02m/d
5	$D_L$	纵向弥散系数	0.5 $m^2/d$
6	$D_T$	横向 $y$ 方向的弥散系数	0.05 $m^2/d$
7	$n_e$	有效孔隙度	0.21

当集油支线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2-5。

表 6.2-5 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)
集油支线	石油类	100	1648	2
		500	133	10
		1000	66	20

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集油支线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 33m、165m 和 330m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会

超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50~100m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，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。因此，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。

#### ④注水井固井质量不合格

假定因注水井固井质量出现问题，井壁出现裂缝，回注水可能经裂缝渗出，一旦渗漏点位于地下水含水层附近，漏出物就会直接进入含水层，并通过径流向下游迁移。定期对生产井的固井质量进行检查，对于固井质量不合格的井，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，可以有效防止这类事故的发生。

#### ⑤注水管线破裂事故

由于管道腐蚀、误操作等原因，在注水过程中可导致注水管道破裂，会直接对土壤和地下水环境带来影响。注水管线破裂，净化水短期内大量排放，污染物经表土层下渗。加上净化后的污水中的石油类含量较低，土壤对石油类有拦截作用，项目所在区域含水层顶板埋深较深，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

### 6.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为井场、计量配水站、混输泵站设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声等，源强 60~95dB(A)。其中井下作业中噪声源强最大，本次评价以单井井下作业为例，对运营期井场厂界噪声进行预测与分析。

#### (1) 预测模式

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，计算式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级；

$L_p(r_0)$ —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  $L_{Ai}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_i$ ；第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Aj}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_j$ ，则拟建工程声源对预测点的贡献值 ( $L_{eqg}$ ) 为：

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

式中：

$L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T——用于计算等效声级的时间；

$t_i$ ——在 T 时间内  $i$  声源的工作时间，s；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

$t_j$ ——在 T 时间内  $j$  声源的工作时间，s。

预测点的噪声预测值  $L_{eq}$  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)。

### (2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要分布在井场，噪声源强在 85~95dB (A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB (A) 计，其运行噪声不高于 70dB (A)，噪声源强见表 6.2-6。

表 6.2-6 主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级[dB (A)]
井场井下作业设备	1	70

### (3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 6.2-7 和图 6.2-1。

表 6.2-7 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB (A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
单井井场	东厂界	35	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	36		
	西厂界	35		
	北厂界	36		

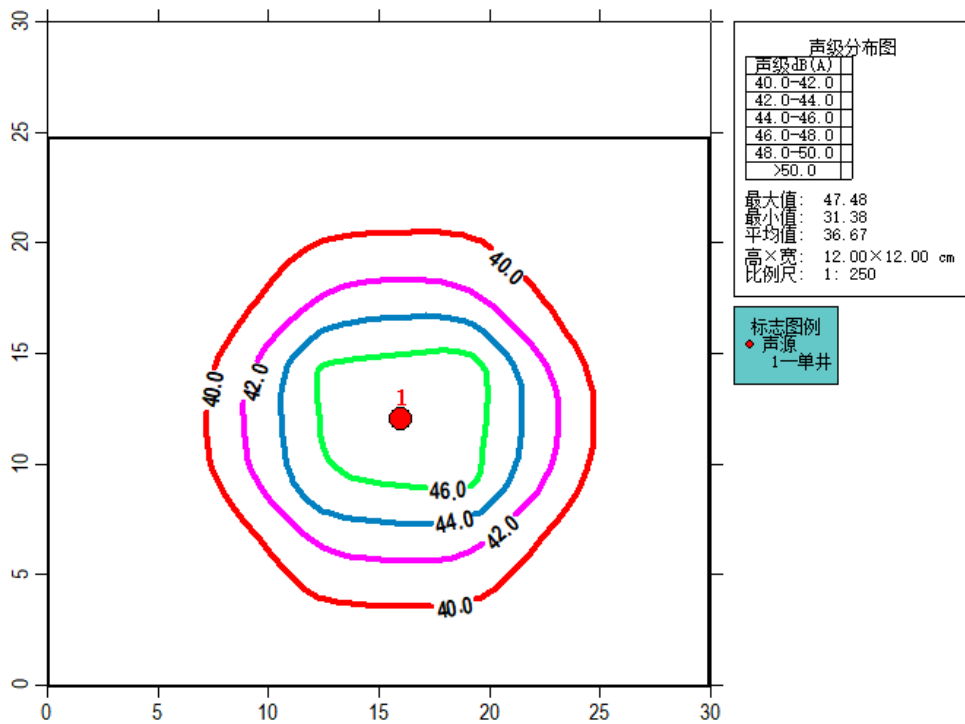


图 6.2-1 等声级线示意图

由预测结果可知，本工程单井井场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，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

#### 6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到油 100%回收，固体废物主要为清管废渣、废防渗材料、废机油和落地油，均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。陆梁

油田作业区与克拉玛依市博达环保科技有限公司、克拉玛依拓源化工有限公司签订危险废物处置协议，产生的危险废物均可得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

### 6.2.5 运营期土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固体废物等外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井漏、管线泄漏等事故，泄漏的回注水会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的回注水覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的净化水如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型。《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型评价工作等级为二级的建设项目，预测方法可参见附录 E 或类比分析进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。

本次评价引用已开发老区块—陆梁油田作业区夏盐 11 井区开发建设的特征因子石油烃及重金属的现状监测数据类比分析可知（详见表 6.2-8），油田开采开发对开发区域土壤环境影响很小，即本次油气开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。

表 6.2-8 陆梁油田作业区夏盐 11 井区开发建设项目土壤石油烃及重金属监测结果一览表

序号	检测项	检测值 (mg/kg)		标准限值	达标情况
		YD1125	Y1157		
1	石油烃	<6	<6	4500mg/kg	达标
2	镉	0.11	0.10	65mg/kg	达标
3	砷	4.74	4.19	60mg/kg	达标
4	铜	29	12	18000mg/kg	达标
5	铅	13.8	11.1	800mg/kg	达标
6	汞	0.005	0.006	38mg/kg	达标
7	镍	29	11	900mg/kg	达标
8	铬（六价）	<2	<2	5.7	达标



### 6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

### 6.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的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。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各生产井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地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。

### 6.4 环境风险分析

#### 6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为石油、天然气。风险单元为各类集输采油管线，综合考虑管线体积、采出液含水率、原油密度、天然气密度来计算两个风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值）。

计算结果见表 6.4-1。

表 6.4-1 本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量 (t)	危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级	
单井采油管线	原油	2.9	2500	0.00116	I
	天然气	0.76	10	0.076	
集油支线	原油	11.5	2500	0.0046	
	天然气	0.41	10	0.041	
混输管线	原油	45.1	2500	0.018	
	天然气	1.6	10	0.16	
合计	/	/	/	0.46	/

根据上表计算结果可知，本项目的  $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

#### 6.4.2 环境敏感目标

本项目位于荒漠区，周围无居民区、学校、医院、自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标。

#### 6.4.3 环境风险识别

##### (1) 物质危险性识别

本项目施工期涉及的主要风险物质为柴油，运营期涉及的风险物质主要为石油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2 原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1~6.4% (v) 自然燃点 380~530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5~14% (v) 自然燃点 482~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
			觉、昏迷甚至残废。		

## (2) 生产设施危险性识别

### ①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

### ②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的原油和天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

### ④井喷事故风险

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

### ⑤井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油水窜层造成地下水污染等。

### ⑥酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

## (3) 风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

#### (4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

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

### 6.4.4 环境风险分析

#### (1) 钻井过程中柴油储存和运输过程中事故影响分析

本项目钻井过程中使用的柴油均由罐车拉运至钻井井场，储存和运输过程中因储罐、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，柴油储存和拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内柴油溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的柴油如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

#### (2) 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧对周围产热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次污染物环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

#### (3) 油水窜层事故影响分析

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；

工艺措施不合理或未实施。油水窜层事故发生后，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。

#### （4）管线泄漏事故影响分析

管线泄漏事故发生后对周围环境的影响主要表现为对土壤、植被、地下水和大气环境的影响。

##### ①对土壤环境影响分析

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

管线发生泄漏时，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对植被的影响分析

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

##### ③对地下水环境的影响分析

管线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，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：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

#### （5）对大气环境的影响分析

发生泄漏事故后，原油及天然气进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，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。

#### （6）酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。泄漏的酸化液、压裂液可能对周围的大气、土壤和地下水产生一定的影响。只要加强日常管理和维护，发生泄漏事故的几率很小。

## 6.5 环境风险事故防范措施

### 6.5.1 柴油储运风险事故预防措施

#### (1) 钻井过程中使用的柴油在井场储存过程中的风险防范措施

选用质量、防腐措施合格的柴油储罐。安装过程中焊接要经过 100%的探伤，安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。储罐在投用前，必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验；在柴油储罐区严格用火管理；采用有效的接地装置等防止雷电的措施；加强柴油储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

建设单位应保持柴油储罐罐体完好，不得出现孔洞、缝隙，除例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件开口应密闭，以减少储罐大、小呼吸排放的非甲烷总烃；柴油储罐存放位置设置明显的禁火标志。

#### (2) 柴油运输过程中风险防范措施

##### ① 配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

柴油运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉柴油的物理化学性质、危险特性、注意事项。

##### ② 车辆安全状况和安全性能合格

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。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

##### ③ 柴油装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004) 配装表中进行。承载易燃易爆的柴油时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电

橡胶拖地带装置。罐体装柴油时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。柴油泄漏容易污染土地。卸货时尤其要注意。

#### ④精心驾驶，平稳行车

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。

#### ⑤行车途中勤检查

危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，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，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

⑥柴油拉运罐车应沿现有道路严格按照规定的拉运路线，全程 GPS 定位，不得随意改变拉运路线，行车途中勤检查，防止“跑、冒、滴、漏”导致柴油泄漏。

建设单位同时加强罐车拉运人员的管理，选择具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员，并且保证罐车安全性能合格，柴油装卸参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行，平稳驾驶，不超速驾驶，疲劳驾驶，将罐车拉运过程的环境风险降至最低。

### 6.5.2 钻井风险事故预防措施

(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/SY 1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系 第 2 部分：实施指南》(Q/SY 1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系 第 3 部分：审核指南》(Q/SY 1002.3-2015)；《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) 在井场右侧设置 1 条放喷管线, 1 条燃烧管线, 放喷伴生气通过液气分离器进行分离, 经排气管道输送至点火装置燃烧。本项目要加强对放喷管线、燃烧管线、点火装置的等放喷系统的维护、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、点火装置发生故障等非正常工况, 应立即关闭井口, 停止放喷作业。

(3) 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, 待事故结束后, 对应急放喷池内物体进行清理, 污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。

(4) 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。

(5) 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, 井场安装探照灯, 以备井喷时钻台照明。

(6) 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。

(7) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

(9) 在钻井过程中配备便携式硫化氢检测仪, 做好硫化氢监测预警工作, 并制定防硫化氢应急预案。钻井期在作业现场显著位置设置 5 处风向标, 不同方向上划定 2 个紧急集合点, 并规划撤离路线, 发生紧急情况时向上风向撤离。当监测到硫化氢浓度大于  $75\text{mg}/\text{m}^3$  (50ppm) 时, 按照含硫油气井作业规程执行。

(10) 钻井时要求带罐操作, 最大限度避免落地原油产生, 而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

### 6.5.3 井下作业事故风险预防措施

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

(2) 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) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(5) 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。

(6) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(7) 井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

#### 6.5.4 油气集输及各井场事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

(3) 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。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。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

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

(6) 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。

(7) 采油井场设置明显的禁止烟火标志。

(8) 定期对各井场、站场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

(9) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。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。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

(10) 发生事故时，事故状态下固体废物主要为井喷、管线泄漏等过程中产生的含油污泥及固井质量不合格井漏造成的地下水污染。井喷、管线泄漏等造成的原油落地后，上层能收集的原油回收送陆梁集中处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《陆梁油田作业区环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

#### 6.5.5 井漏事故风险防范措施

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

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

#### 6.5.6 酸化液及压裂液泄漏事故风险防范措施

(1) 采用质量合格的酸化液罐和压裂液罐。

(2) 加强日常管理，对压裂液罐和酸化液罐液位采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和酸化液罐泄漏。

## 6.5.7 环境风险应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管理，应将项目实施区域纳入作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。作业区突发环境污染事件应急预案已在塔城地区生态环境局进行了备案。

本项目环境风险简单分析内容详见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	陆 22 井区西山窑组油藏扩边开发工程
建设地点	项目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，距离陆 15 井区约 2.6km，距离陆 13 井区约 2.2km
地理坐标	N45° 54' 24.23" ， E86° 46' 22.15"
主要危险物质及分布	施工期危险物质为柴油。 运营期主要危险物质为原油和天然气，主要分布在单井采油管线、集油支线、混输管线
环境影响途径及危害后果	管线发生破损造成原油和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	<p>钻井风险：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；在井场右侧设置 1 条放喷管线，一条燃烧管线，放喷伴生气通过液气分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧；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，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。</p> <p>油气集输：使用合格管材，加强运营期巡检检修；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。</p> <p>井下作业：设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格；井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。井场事故：井场设置明显的禁止烟火标志；在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；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材</p>

## 7 环境保护措施论证分析

### 7.1 施工期环境保护措施

#### 7.1.1 施工期大气环境保护措施

(1) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

(2) 合理规划运输道路线路，尽量利用现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。

(3) 材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

(4) 优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。

(5) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

(6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

#### 7.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，应尽可能重复利用，试压结束后，就地洒水抑尘。

(2) 钻井期生活污水排至生活营地污水防渗池，钻井结束后清运至陆梁公寓生活污水处理系统。

(3) 钻井作业中使用环境友好型的钻井液，钻井时采用两层套管技术，在钻井过程中，严格要求套管下入深度，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于拟部署生产井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，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。加上区域内气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作

用。

钻井井场内的水基岩屑罐区及材料堆场等设为一般防渗区，采用铺设 HDPE 防渗膜进行防渗，其防渗性能须满足等效黏土防渗层  $MB \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ；钻井井口、钻井液不落地设备区以及应急防喷池设为重点防渗区，采取的防渗措施为钻井井口和钻井液不落地设备区底部先敷设钢板，再铺设 HDPE 防渗膜进行防渗。应急防喷池开挖后土方在四周形成围堰，围堰、池底及四壁夯实，池底铺设钢板，上部铺设防渗膜，包裹住围堰，其防渗性能须满足等效黏土防渗层  $MB \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。

### 7.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

### 7.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 建筑垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；钻井期生活垃圾集中收集后送至陆梁作业区生活垃圾填埋场处理。

(2) 钻井废弃物采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排。水基岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理。

(3) 施工期产生的废机油属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，沾油废物属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW49 其他废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

(4) 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。

(5) 施工结束后，施工场地废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

### 7.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，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。

### 7.1.6 施工期生态环境保护措施

#### (1) 井区建设工程施工期生态保护措施

①设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②对井区内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③施工结束后，对单井井场永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

#### (2) 管线施工期生态保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏自然植物。

②施工时严格按照即定方案施工，严格限定作业带宽度和管线作业带宽度，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

③加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管。

④管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。并管线上方设置管线走向标志。

#### (3) 施工管理

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物；遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

④加强施工期环境监理，监理对象为钻井工程、注水井场、管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

#### (4) 恢复措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。

### 7.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对井场永久占地范围采用 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层铺垫，减少扬尘。

(3) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，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。

(4) 管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护城堡坎的方式来防止水土流失。

(5) 工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

(6) 建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审



批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

### 7.1.8 防沙治沙措施

项目区现状除部分油气田生产设施外，无其他工业生产活动，未见已开展或正在开展的防沙治沙工作。为避免项目区土壤沙化，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《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）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

①土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

②大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

③施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

④严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

⑤对井场地面进行 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层铺垫，减少风蚀量，降低沙丘流动性。

⑥加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭、白梭梭等受保护的优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

## 7.2 运营期环境保护措施

### 7.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中的相关要求,针对本工程产生的无组织废气提出如下防治措施:

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对井场的设备、阀门等检查、检修,以防止跑、冒、漏现象的发生。

(2) 井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程,定期对集输管线进行巡检,以便及时发现问题,防止原油、天然气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

(3) 加强生产管理,减少烃类的跑、冒、滴、漏,做好采油(气)井的压力监测,并准备应急措施。

在采取上述措施后,井场厂界 NMHC 的浓度满足《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。

### 7.2.2 运营期废水污染防治措施

#### (1) 废水处理方案

井下作业均带罐作业,井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中,上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理,废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油田,不外排。

#### (2) 地下水污染防治措施

①采取源头控制措施,使用先进、成熟、可靠的工艺技术,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井下作业均带罐作业,井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液

由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，不外排。

③定期做好井场的设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

④设备定期检验、维修、保养，定期对油气井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

#### ⑤井场、站场防渗措施

对采油井场、站场进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将采油井场和站场划为一般防渗区，日常井场防渗措施为永久占地基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层，防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7}$  cm/s 的黏土层的防渗性能。井下作业时防渗措施为铺设防渗膜。

#### ⑥污染监控

陆梁油田陆 136 井区周边地下水监测井比较少，按照《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用作业区已有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于 3 个。

#### ⑦应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

### 7.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各井场和站场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。

#### 7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。

(2) 清管废渣、废防渗膜、废机油与落地油均最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

(3) 清管废渣、废防渗膜、废机油及事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》(HJ2025-2012)。

(4) 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，并通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单，并按照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

(5) 危险废物转移联单应当根据危险废物管理计划中填报的危险废物转移等备案信息填写、运行；试行全国统一编号，编号由十四位的阿拉伯数字组成；移出人每转移一车次同类危险废物应当填写、运行一份危险废物转移联单；每车次转移多类危险废物的，可以填写、运行一份危险废物转移联单，也可以每一类危险废物填写、运行一份危险废物转移联单；危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。

(6) 危险废物移出人、危险废物承运人、危险废物接受人（以下分别简称移出人、承运人和接受人）在危险废物转移过程中应当采取防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒危险废物，并对所造成的环境污染及生态破坏依法承担责任。

(7) 危险废物产生单位对危险废物运输、处置应依法签订书面合同，并在合同中约定运输、利用处置危险废物的污染防治要求及相关责任；制定危险废物管理计划，明确拟转移危险废物的种类、重量（数量）和流向等信息；建立危险废物管理台账，对转移的危险废物进行计量称重，如实记录、妥善保管转移危险废物的种类、重量（数量）和接受人等相关信息；填写、运行危险废物转移联单，在危险废物转移联单中如实填写移出人、承运人、接受人信息，转移危险废物的种类、重量

(数量)、危险废物特性等信息，以及突发环境事件的防范措施等；禁止将危险废物以副产品等名义提供或者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。

(8) 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。

(9) 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。危险废物的收集、贮存过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》。

(10) 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。

(11) 按照贮存含油废物等的容器或构筑物的清淤年限，及时清淤并妥善处置。

(12) 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。

(13) 建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，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。

(14) 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。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

### 7.2.5 运营期土壤污染防治措施

(1) 巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

(2) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收

和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

### 7.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 集输管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定时巡查井场设备设施等，严防原油跑、冒、滴、漏，避免泄漏油品污染生态环境。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物、自然植被和农作物的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是广泛分布在占地范围内国家 II 级保护植物，新疆地方 I 级保护植物——梭梭、白梭梭。严禁捕杀任何野生动物。

(4) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

(5) 严禁捕杀任何野生动物，在井区和站场设置宣传牌，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。

## 7.3 退役期环境保护措施

### 7.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

### 7.3.2 退役期水环境保护措施

对完成废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

### 7.3.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

#### 7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

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

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

#### 7.3.5 退役期生态环境保护措施

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

#### 7.3.6 生态恢复治理方案

- (1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废

弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

- ①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。
- ②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贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。
- ⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油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。

## （2）井场生态恢复治理

各生产井封井时需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，并按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行了封井回填，防止发生油水窜层；拆除井场各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

## （3）管线生态恢复

各类集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

## （4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、



站场植被恢复。

## 7.4 环保投资分析

工程总投资 5933 万元，环保投资约 659 万元，占总投资的 11.1%，详见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资(万元)
施工期	生态环境	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	474700m <sup>2</sup>	240
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	2
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	2
	固体废物	建筑垃圾	送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理	/	2
		钻井岩屑	不落系统	14 套	280
		沾油废物	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置	/	1
		废机油		/	1
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	5
	废水	井下作业废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液	集中收集后由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理	/	5
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	5
	固体废物	清管废渣、废机油和废防渗材料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		50
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	地面设施	8
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	8
环境管理	环境监理		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，监督梭梭的保护措施落实情况	/	20
			环境管理与监测计划的实施、竣工环保验收、环境影响后评价	/	30
合计					659

## 7.5 依托可行性分析

项目采出液、伴生气、采出水、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液处理均依托陆梁集中处理站。详见表 7.6-1。

表 7.6-1 本项目依托工程相关环保手续一览表

序号	工程名称	环评批复机关、文号及时间	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	原国家环境保护总局环审(2003)69号 2003年2月25日	原国家环境保护总局环验(2005)071号 2005年8月16日
2	陆梁集中处理站污水处理系统扩建工程	原自治区环保厅新环评价函(2013)273号 2013年4月9日	自治区环保厅新环函(2016)23号 2016年1月7日
3	陆梁集中处理站扩建工程	原自治区环保厅新环函(2015)877号 2015年8月4日	塔城地区环保局塔地环验收(2017)3号 2017年7月12日
4	陆梁油田污水及注水系统扩建整体工程	原自治区环保厅新环函(2018)16号 2018年1月5日	企业自主验收 2020年9月18日
5	陆梁油田新建作业废水处置池项目	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局和环评函字(2019)4号 2019年1月27日	企业自主验收 2020年9月18日

### 7.5.1 采出物处理依托可行性分析

本工程采出物处理依托陆梁集中处理站。陆梁集中处理站于 2001 年 11 月全面建成投产，站内有原油处理系统、天然气处理系统、老化油处理系统、采出水处理系统、注水系统、外输系统和卸油台，平面布置图见下图。

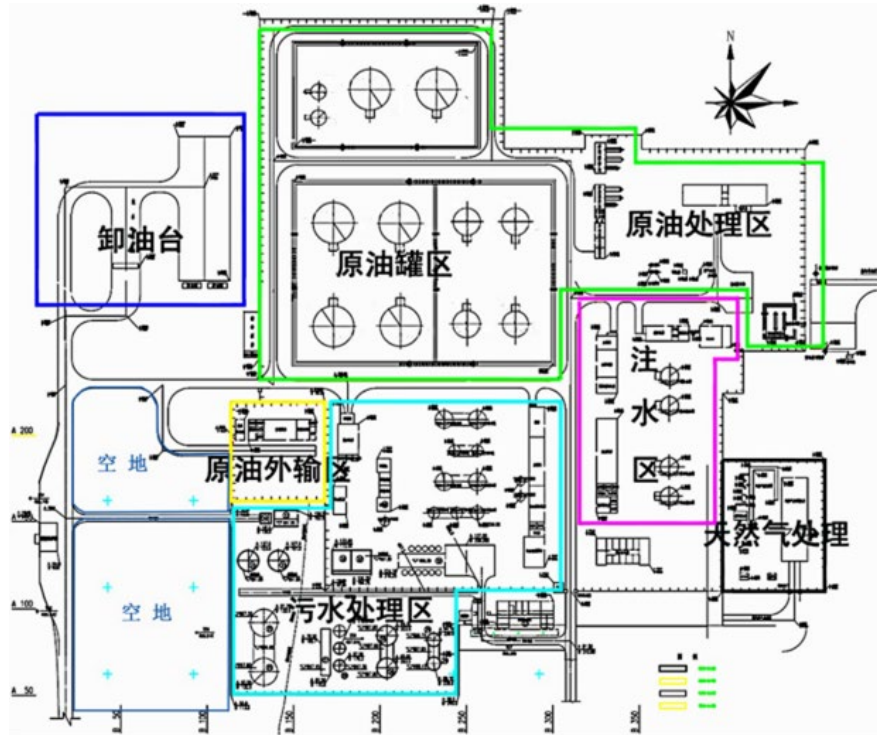


图 7.5-1 陆梁集中处理站平面布置图

### (1) 陆梁集中处理站原油处理系统

#### ①原油处理工艺

站内原油处理工艺如下：油区来液先进两相分离器进行气液分离，分离出的伴生气去天然气处理站，分出含水原油进入三相分离器，三相分离器分出的含水原油（含水 $<47\%$ ）经蒸汽掺热升温至  $30^{\circ}\text{C}$  后进一段原油沉降脱水罐进行沉降脱水；一段沉降罐出低含水原油在经二段掺热装置掺蒸汽升温至后进二段原油沉降罐，二段沉降罐脱出的净化原油靠液位差去净化原油储罐外输；三相分离器分出分离出的伴生气去天然气处理站；三相分离器脱出的游离水（ $\leq 1500\text{ppm}$ ）去新建  $2000\text{m}^3$  除油缓冲罐除油后进入采出水处理系统。一段沉降罐脱出的采出水进入采出水处理系统，二段原油沉降罐脱出的采出水进入  $60\text{m}^3$  卸油缓冲罐，与边远单井拉运来的采出液一起由卸油泵提升入一段沉降罐进口。

#### ②原油处理系统主要污染物及达标分析

废气污染物主要为锅炉燃烧烟气和无组织挥发性有机物，废水主要为采出水、锅炉软化水系统排水及设备清洗废水，噪声源主要为站内各类机泵、空压机及火炬等，固体废物主要为含油污泥及设备检修产生的污油。根据 2016 年陆梁集中处理

站燃气锅炉的例行监测数据可知：锅炉燃烧烟气中各污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 标准相关要求；废水均送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的标准后回注油层，不外排；采取隔声、减震及选用低噪声设备等噪声防治措施后，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求；含油污泥及污油均交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

### ③依托可行性分析

陆梁集中处理站原油处理系统处理设计处理能力为  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前原油处理量为  $75 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据产能预测可知，本项目新建产能  $2.64 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油处理系统富余处理能力可以满足本项目新增需求。

## (2) 陆梁集中处理站天然气处理系统

### ①伴生气处理工艺

陆梁集中处理站来的油田伴生气进入 1 台高效旋流分离器初分离后，顶部出的天然气去 2 台天然气压缩机并联运行；增压后的天然气去 2 台空冷器冷却，冷却后的天然气进入 1 台高效旋流分离器，再进入 2 台精滤分离器进一步除液分离，分离器底部分出的轻质油去轻质油浮顶罐，分离后的天然气最后进三甘醇脱水撬脱水，天然气露点降低到约  $-52^\circ\text{C}$ 。外输温度  $20^\circ\text{C}$ ，压力  $1.7-2.0 \text{MPa}$ ，处理后天然气进入彩一石一克天然气管网。工艺流程见图 7.5-2。

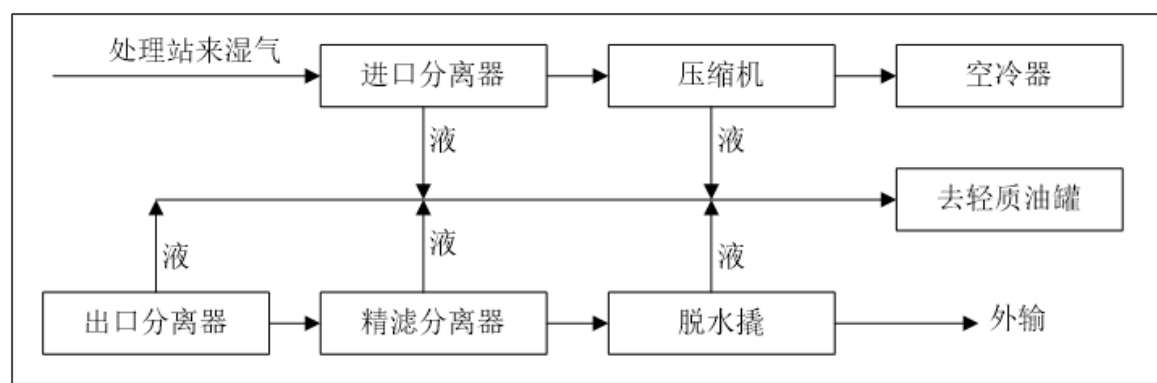


图 7.5-2 陆梁集中处理站天然气处理工艺流程图

### ②伴生气依托可行性

陆梁集中处理站天然气处理装置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  $7.80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，陆梁集中处理站天然气处理装置完全能够满足本项目伴生气处理量，可以依托。

### 7.5.2 井下作业废水、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液依托可行性分析

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。

陆梁集中处理站原油处理设计能力为  $120 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，实际处理规模约为  $45 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，处理工艺为油区来油经管汇间汇合后进油气分离器，分离后，液相进沉降罐区进行一段重力沉降脱水，一段脱水原油含水 10%左右，然后进入二段缓冲罐。缓冲罐内液体通过提升泵加压、加热炉加热后进脱水器脱水，将原油含水率在降至 0.5%以下，然后进入原稳塔进行负压闪蒸，闪蒸后的原油进净化油罐，后经外输泵外输。分离后的天然气进除油器进行脱液，后经计量调压后输送至陆梁天然气处理站。卸油台来的原油经卸油泵打入罐区沉降罐进行处理。

采出水处理系统设计处理规模为  $2600 \text{m}^3/\text{d}$ 。原油处理系统分离出的采出水（含油量  $\leq 300 \text{mg}/\text{L}$ ，悬浮物  $\leq 200 \text{mg}/\text{L}$ ）在进水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第一次杀菌，进入 2 座  $1000 \text{m}^3$  调储罐进行水量、水质调节，经初步沉降除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证调储罐出水悬浮物  $\leq 100 \text{mg}/\text{L}$ 、含油  $\leq 100 \text{mg}/\text{L}$ ；调储罐出水进反应沉降单元，经过化学反应、絮凝沉降后，出水（含油  $\leq 20 \text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物  $\leq 20 \text{mg}/\text{L}$ ）经双滤料过滤器处理，出口水质指标可达到：含油  $\leq 7 \text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物  $\leq 7 \text{mg}/\text{L}$ ，在双滤料过滤器新增加药口，出水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第二次杀菌，处理后的净化水进入注水罐，用于陆梁油田和石南 31 井区油藏注水开发。

陆梁油田作业区废水处置池包含在《陆梁油田新建作业废水处置池项目》中，该项目于 2019 年 1 月 27 日取得了原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局的批复，批复文号：和环评函字〔2019〕4 号，目前已经建设完成，并于 2020 年 9 月 18 日完成了企业自主验收，正在投产运行。该废水处置池容积为  $5000 \text{m}^3$ ，分为调质沉砂池和废水存储池两部分，中间设隔堤分开。池体周边设挡墙，配套建设卸车场地、供

配电、消防及检修道路等公用工程，用于收集作业区井下作业废水。废水处置池建设内容具体如下：

#### ①调质沉砂池

调质沉砂池主要用于去除浮油和大部分泥沙，池体宽 20m，长 50m，池体分为两格，每格容积均为 750m<sup>3</sup>。

#### ②废水存储池

废水处置池用于存储调质沉砂池处理后的废水，池体宽 35m，长 50m，总容积为 7500m<sup>3</sup>。

#### ③卸车场地

作业废水需由罐车拉运至处置池，设置了 35m×25m 卸车场地。

#### ④撬装回收泵房

建设污水回收泵房 1 座，尺寸为 15m×7m。内置污油回收泵 2 台，单泵参数 Q=20m<sup>3</sup>/h，H=50m，N=7.5kW，电机采用防爆电机；污水回收泵 2 台，单泵参数 Q=50m<sup>3</sup>/h，H=80m，N=22kW，电机采用防爆电机，变频控制。

陆梁油田作业区废水处置池投产运行时间较短，池子富余容积较多，可以满足本项目需求。

本项目产生的井下作业废水、压裂返排液、酸化返排液及废洗井液量较少，相对于陆梁油田作业区废水处置池、陆梁集中处理站原油及采出水处理系统富余处理能力所占比例较少，处理工艺满足要求，依托可行。

### 7.5.3 危险废物贮存及处置依托可行性分析

#### (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 10665m<sup>3</sup>，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  $49\text{m}^2$ ，容积为  $233\text{m}^3$ ，收集池上设  $0.2\text{m}$  围堰和水泥顶盖，与暂触池有管道连接，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）； $600\text{g}/\text{m}^2$  长丝无纺土工布层；2mm 厚 HDPE 防渗膜（渗透系数  $\leq 10^{-12}\text{cm}/\text{s}$ ）；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  $1.0 \times 10^{-12}\text{cm}/\text{s}$ 。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》（GB18597-2001）及其修改单中相关要求。

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》（GB18597-2001）及其修改单中相关要求。因此，本工程可以依托陆梁污泥暂存池。

## （2）危险废物处置依托可行性分析

清管废渣、废机油和废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。目前项目区附近有 5 家具有相应危险废物处理资质的单位，单位名称、许可证编号、处理规模等详见表 7.5-2。

表 7.5-2 危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营地址	许可证编号	处理规模 (t/a)	有效期终止时间
1	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾风城油田作业区重32#区北侧	6502040039	1880000	2024年8月29日
2	克拉玛依华隆生态科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾（区）哈格路以南217国道以西	6502050061	100000	2023年8月17日
3	克拉玛依博达环保科技有限公司	新疆克拉玛依市白碱滩区平南二路880号	6502040117	1385000	2027年2月10日
4	克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司	新疆克拉玛依市白碱滩区金东一街4539号	6502030052	80000	2026年8月5日
5	克拉玛依沃森环保	新疆克拉玛依市白	6502040041	49900	2027年1月

	科技有限公司	碱滩区石西公路 369 号			5 日
--	--------	---------------	--	--	-----

项目实施后新增的危险废物的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。



## 8 环境管理与监测计划

### 8.1 环境管理机构

#### 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，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

陆梁油田作业区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。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托陆梁油田作业区完成，陆梁油田作业区负责本项目生产运行期的环境管理工作，陆梁油田作业区设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及井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。

### 8.2 生产区环境管理

#### 8.2.1 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，运营期的井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

### （2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备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。

## 8.2.2 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、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

### （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，不断改进识别不利影响因素，从而将运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

## 8.2.3 HSE 管理工作内容

应结合本项目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：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

## 8.2.4 环境监督机构

塔城地区生态环境主管部门审批该工程的环境影响报告书，塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况以及日常环境管理。

## 8.2.5 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的各井场建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	工程承包商	施工期	环境监理公司及所在行政区环境保护行政主管部门
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池中，定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置			
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染			
4	声环境	在钻井工程、管线敷设等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛			
5	大气环境	使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，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整理和平整，减少风蚀量			
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失及土地沙化			
7	固体废物	钻井井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，交由岩屑处置单位处理；沾油废物和废机油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收处置；建筑垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾集中收集后，送至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处理			

## 8.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法

规。

(3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

(4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国 石油 新疆 油田 分公司	运营期	塔城地区 生态环境局及 布克赛尔蒙古 自治县分局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对典型井场的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测				
4	水环境	对依托的废水处理设施定期维护				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养				纳入运营期管理费用
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划				
7	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理				
8	固体废物处置	清管废渣、废机油、废防渗材料及落地油集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置				

### 8.2.7 退役期环境管理

退役期主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移井场设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司	退役期	塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局	纳入退役期闭井管理费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，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，避免对周围空气造成影响				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至陆梁集中处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

### 8.2.8 事故风险的预防与管理

#### (1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，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管措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查。

#### (2) 制定事故应急预案建立应急系统

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中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能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

### 8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1。

表 8.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	处理效率 (%)	实际排放量 (t/a)	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
							厂界浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	长 (m)	宽 (m)	排放高度 (m)	
1	采油井场 (11 座)	NMHC	0.4521	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件,运营期加强检修	/	0.4521	4	30	25	5	7920
2	计量配水站 (1 座)	NMHC	0.0645		/	0.0645	4	30	25	5	7920
5	混输泵站 (1 座)	NMHC	0.1288		/	0.1288	4	30	25	5	7920

表 8.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	排放浓度
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	60~95dB (A)	噪声	昼 60dB (A)、夜 50dB (A)	/
废水	压裂返排液	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废液池中,上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理,废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理	3695.72m <sup>3</sup> /a	石油类	/	/
	井下作业废水		434t/a	石油类	/	/
	酸化返排液		1152.2t/a	pH、石油类	/	/
	废洗井液		404.64t/a	石油类	/	/
固体废物	清管废渣	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	0.023t/a	石油类	/	/
	废防渗材料		1.6t/a	石油类	/	/
	落地油		240t/a	石油类	/	/
	废机油		0.8t/a	石油类	/	/

## 8.4 企业环境信息公开

陆梁油田作业区参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。企业应公开以下内容：

- （1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （4）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （5）生态环境违法信息；
- （6）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （7）法律法规规定的其他环境信息。

## 8.5 环境监测与监管

### 8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议充分借鉴同类相关项目环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。



## (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，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

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气管道建设的现场施工经验。

## (2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 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、法规和政策。

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。

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各井场建设现场	1) 井位选址布设是否满足环评要求； 2) 各井场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，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4) 井场硬化是否达到要求； 5) 废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理； 6) 地下水防渗措施是否达到要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	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) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

## 8.5.2 运营期环境保护监测计划

运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《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)等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准	监测时间
废气	NMHC	井场、站场四周	1 次/年	GB39728—2020	竣工验收后
噪声	等效连续 A 声级	井场、站场四周	1 次/季度	GB12348-2008 2 类	竣工验收后
地下水环境	石油类、石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、六价铬	地下水上游	半年监测一次	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类	竣工验收后
		地下水下游			
		地下水下游			
土壤环境	石油类、石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、六价铬	井场	一年监测一次	GB36600-2018 第二类用地筛选值	
生态环境	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	井场及单井注水管线沿线	每年一次	现场调查	竣工验收后

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

## 8.5.3 环境设施验收建议

## (1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

## (2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 8.5-3。

表 8.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场、计量配水站、混输泵站	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 4.0mg/m <sup>3</sup>
废水	井下作业废水、废洗井液、压裂返排液和酸化返排液	pH、石油类	各井场	集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏	处理达标后回注地层	查阅接收记录
噪声	各类机泵	噪声	各井场、增压泵站	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类
固废	废机油	石油类	修井	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议，落实危险废物转移联单
	清管废渣	石油类	管线			
	废防渗材料	石油类	井场			
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失 土地沙化	各井场、计量配水站、混输泵站及管线	严格控制占地范围；井场用砾石铺垫		井场、站场进行砾石铺垫
				管沟分层开挖、分层堆放及分层回填		施工期管线施工作业带宽度是否符合环评要求
				施工结束后对场地进行清理、平整		井场、站场、管线沿线平整情况
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复		管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况
环境管理			防渗措施落实情况；环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

## 9 环境影响经济损益分析

### 9.1 环境社会效益分析

#### 9.1.1 环境效益分析

工程开发建设对环境造成的损失主要表现在：工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为井场、管线、道路和输电线路等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本次开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的 3~5 年内，植被破坏后不易恢复。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。施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。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种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

#### 9.1.2 社会效益分析

本工程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以及人民生活水平的提高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。本工程开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

## 9.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、站场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，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生态恢复等，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。

## 10 环境影响评价结论

### 10.1 建设项目概况

陆梁油田陆 136 井区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，属于陆梁作业区管辖，距离陆 15 井区约 2.6km，距离陆 13 井区约 2.2km。

中国石油新疆油田分公司开发公司拟在陆 136 井区部署开发井 16 口，其中采油井 11 口（新钻井 10 口，老井利用 1 口），注水井 5 口（新钻井 4 口，老井转注 1 口），单井设计井深 2015m，钻井总进尺  $2.82 \times 10^4$ m。新建 1 座计量配水站，并在陆 15 井区 2 号计量拉油站新增 2 座混输泵橇，在陆 12 井区注水站新增 2 座注水泵橇，单井采油管线 5.2km，单井注水管线 3.5km，集油支线 5.1km，注水支线 0.8km，混输管线 20km，设计单井产能 8.0t/d，新建产能  $2.64 \times 10^4$ t，配套建设通信系统、仪表自动化等公辅工程。本工程实施单位为开发公司，建成后移交给中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区运营管理。工程总投资 5933 万元，环保投资约 659 万元，占总投资的 11.1%。

### 10.2 环境质量现状

#### （1）环境空气

项目所在区域  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、CO、 $\text{O}_3$  长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区。

#### （2）地下水

监测结果表明，各水井氯化物和溶解性总固体均超标，陆水 3 和陆水 33 井的总硬度和硫酸盐超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。超标原因主要是天然背景值较高。

#### （3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准

限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

#### (4) 土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

### 10.3 主要环境影响及环保措施

#### 10.3.1 主要环境影响

##### (1) 生态环境

生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于项目区大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，对野生动物的影响较小。综上所述，项目建设对生态环境影响较小。

##### (2) 大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、柴油机及发电机燃烧烟气，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失；运营期废气主要为油气集输过程产生的无组织挥发烃类，井场、站场厂界浓度可满足《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，区域地域空旷，无集中固定人群居住，工程运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

##### (3) 水环境

施工期废水主要为钻井井场生活污水和管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；生活污水排至生活污水防渗池，钻井结束后清运至陆梁公寓生活污水处理系统处理。运营期废水主要为洗井废水，集中收集后由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后均回注油藏，不外排。运营期废水为井下作业废水、废

洗井液、酸化返排液和压裂返排液。井下作业均带罐作业，井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

#### （4）噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为井场、计量配水站、混输泵站设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声，运营期井场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求。陆梁油田陆 136 井区周边无人群居住等声敏感目标，工程开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

#### （5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、沾油废物、废机油、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑经不落地设备处理后进井场方罐，交由岩屑处置单位处理；建筑垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；废钻井液回用于钻井液配置，钻井接受后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；生活垃圾集中收集后清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场。沾油废物、废机油油集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置；运营期固体废物主要为清管废渣、废防渗材料、废机油及事故状态下的落地油，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### （6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清



运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸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，可降低对土壤环境质量的影响程度。

#### (7) 环境风险

本项目涉及的危险物质为原油和天然气，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线泄漏事故风险。原油和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

### 10.3.2 环境保护措施

#### (1) 施工期

施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

#### (2) 运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀。井下作业均带罐作业，井下作业废水、废洗井液、压裂返排液、酸化返排液集中收集在陆梁油田作业区废液池中，上层原油由管线管输至陆梁集中处理站原油处理系统处理，废水管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。定期对采油井和注水井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格。尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进

行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。运营期固体废物主要为清管废渣、废防渗材料、废机油及事故状态下落地油，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

#### 10.4 经济损益性分析结论

在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，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生态恢复等，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。

#### 10.5 环境管理与监测计划结论

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

#### 10.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了一次网上公示，公示期间没有收到反馈。

#### 10.7 总结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；工程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；从环境保护角度论证建设可行。

