

陆梁油田作业区 2022 年采油井更新补钻地面工程

# 环境影响报告书

(拟报批版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二二年九月



LU2011 井拟建位置现状情况

SNHW6523A 井拟建位置现状情况

项目区土壤类型—风沙土

项目区植被分布情况

现场踏勘照片

## 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 环境影响评价过程	1
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	2
1.5 项目可行性分析判定	3
1.6 报告书主要结论	3
<b>2 总则</b>	<b>4</b>
2.1 编制依据	4
2.2 评价目的与原则	8
2.3 评价时段	9
2.4 评价因子与标准	9
2.5 评价等级与评价范围	14
2.6 环境保护目标	19
2.7 评价内容与重点	25
2.8 环境功能规划	25
2.9 相关规划及政策符合性分析	26
<b>3 勘探开发历程</b>	<b>42</b>
3.1 勘探历程	42
3.2 现有工程建设影响回顾	44
3.3 在建地面工程建设影响分析	53
3.4 存在环境问题及整改措施	67
<b>4 建设项目工程分析</b>	<b>71</b>
4.1 建设项目概况	71

4.2	建设内容.....	74
4.3	环境影响因素识别及污染源分析.....	85
4.4	总量控制指标.....	95
4.5	清洁生产分析.....	96
<b>5</b>	<b>环境质量现状调查与评价.....</b>	<b>98</b>
5.1	自然环境现状调查与评价.....	98
5.2	环境保护目标调查.....	104
5.3	环境质量现状调查与评价.....	107
5.4	生态环境现状调查与评价.....	121
<b>6</b>	<b>环境影响预测与评价.....</b>	<b>135</b>
6.1	施工期环境影响预测与评价.....	135
6.2	运营期环境影响预测与评价.....	141
6.3	退役期影响分析.....	153
6.4	环境风险分析.....	154
<b>7</b>	<b>环境保护措施论证分析.....</b>	<b>160</b>
7.1	施工期环境保护措施.....	160
7.2	运营期环境保护措施.....	165
7.3	退役期环境保护措施.....	169
7.4	环境风险防范措施及应急要求.....	171
7.5	环境风险简单分析一览表.....	174
7.6	环保投资分析.....	174
7.7	依托可行性分析.....	176
<b>8</b>	<b>环境管理与监测计划.....</b>	<b>183</b>
8.1	环境管理机构.....	183
8.2	生产区环境管理.....	183
8.3	污染物排放的管理要求.....	189

8.4 企业环境信息公开.....	191
8.5 环境监测与监管.....	191
<b>9 环境影响经济损益分析.....</b>	<b>196</b>
9.1 环境效益分析.....	196
9.2 社会效益分析.....	196
9.3 环境经济损益分析结论.....	197
<b>10 结论与建议 .....</b>	<b>198</b>
10.1 建设项目概况.....	198
10.2 环境质量现状结论.....	198
10.3 污染物排放情况结论.....	198
10.4 环境保护措施.....	201
10.5 公众意见采纳情况.....	202
10.6 经济损益性分析.....	202
10.7 环境管理与监测计划.....	202
10.8 总结论.....	202

# 1 概述

## 1.1 项目背景

陆梁油田作业区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，始建于 2001 年，主要管辖陆梁油田、石南油田石南 21 井区、玛东油田玛东 2 井区、玛湖油田达 13 井区共 4 个沙漠整装油田。陆梁油田下辖陆 9 井区、陆 15 井区、陆 13 井区等 14 个井区。其中陆 9 井区和石南 21 井区为开发较为成熟的区块，目前上述两个井区剩余油藏储量丰富，采出程度较低，具备良好的开发潜力。

为提高陆 9 井区和石南 21 井区油藏的动用程度，提高区块油气产量，中国石油新疆油田分公司开发公司拟在陆 9 井区和石南 21 井区分别部署 1 口采油井，合计钻井进尺为 3950m，新建原油产能  $0.36 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建采油井场 2 座、单井采油管线 1.38km，配套供配电、给排水、仪表自动化等工程。项目的建设，对保障国家能源安全具有重要意义，同时还将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展，提高人民生活水平，具有明显的社会效益。

## 1.2 建设项目主要特点

本次在陆 9 井区和石南 21 共部署 2 口采油井，建设内容包括钻井工程、采油井场、单井采油管线等的建设，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、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。

## 1.3 环境影响评价过程

本项目为陆地石油开采项目，属于老区块加密开发，项目区属于水土流失重点预防区，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》“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），应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2022 年 8 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评工作（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。

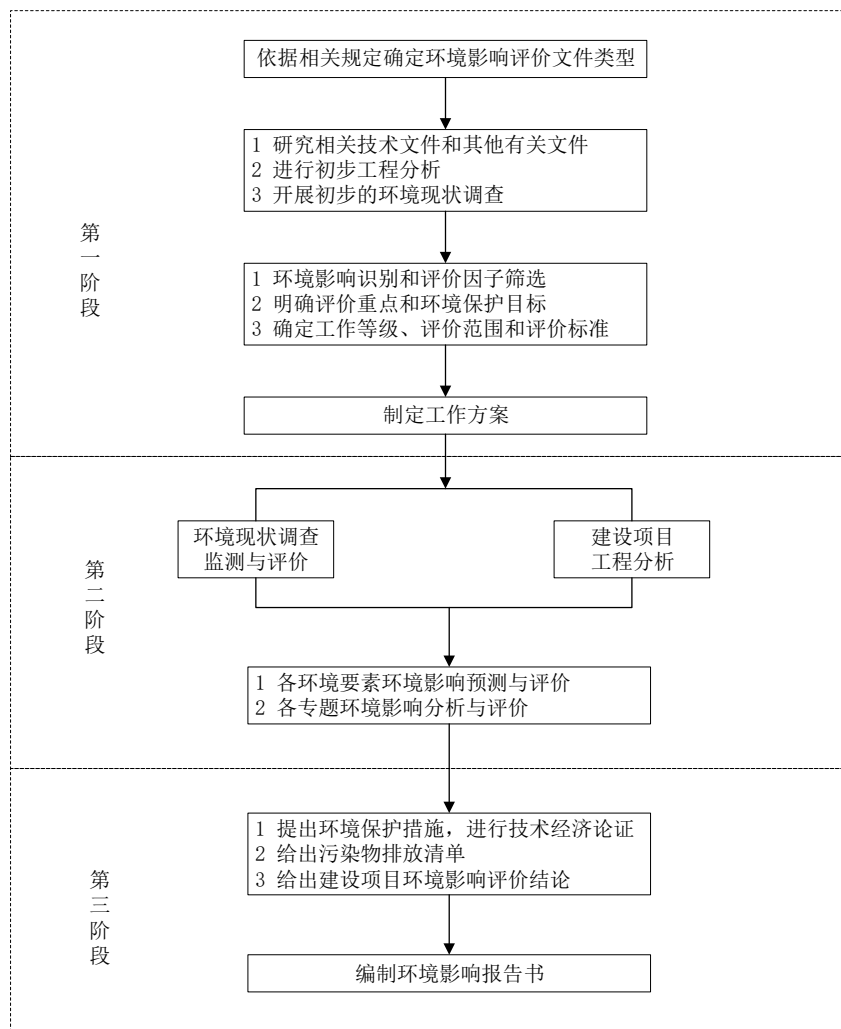


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

## 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。

重点关注施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工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非甲烷总烃、井下作业过程中



产生的洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、沾油废物以及事故状态下落地油及产生的含油污泥等危险废物对环境的影响分析。

综上所述，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

## 1.5 项目可行性分析判定

### 1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类，符合国家产业政策。

### 1.5.2 选址选线合理性分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，两口采油井井场选址处植被稀疏，野生动物较少；单井采油管线选线过程中避开植被稀疏区域，减少了对周围植被的影响，路由两侧野生动物分布较少，对周围生态环境影响较小；评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、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。项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点预防区，在切实落实报告书提出的环保措施和水土保持措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理，无重大环境制约因素。

## 1.6 报告书主要结论

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”，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；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。

## 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》，2016 年 7 月 2 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) 《排污许可管理条例》，国务院令 第 736 号，2021 年 3 月 1 日；
- (4) 《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；
- (5) 《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；
- (6) 《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；

- (7)《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日；
- (8)《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；
- (9)《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；
- (10)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 1 日；
- (11)《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；
- (12)《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；
- (13)《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；
- (14)《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；
- (15)《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；
- (16)《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制及技术要求》（SY/T 7301-2016）；
- (17)《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434—2018），住建部，2019 年 4 月 1 日；
- (18)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021 年第 74 号，2021 年 12 月 21 日。

### 2.1.3 地方有关环保法律法规和规章

- (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)《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；

- (4)《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；
- (5)《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》，2020 年 7 月 30 日；
- (6)《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；
- (7)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），2021 年 2 月 22 日；
- (8)《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号），2021 年 7 月 26 日；
- (9)《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号），2021 年 6 月 26 日；
- (10)《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019 年 1 月 21 日；
- (11)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），2017 年 5 月 30 日；
- (12)《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），2017 年 5 月 30 日；
- (13)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017），2017 年 5 月 30 日；
- (14)《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号），2018 年 12 月 20 日。

#### 2.1.4 环评有关技术规范

- (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；

(11)《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年第 24 号)，2021 年 6 月 11 日；

(12)《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)，2022 年 7 月 1 日；

(13)《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104 号，2015 年 11 月 18 日；

(14)《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。

### 2.1.5 相关文件

(1)《新疆环境保护规划(2018-2022 年)》，2018 年 2 月 1 日；

(2)《新疆生态功能区划》，2005 年 7 月 14 日；

(3)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。

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

(5)《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 6 月 4 日；

(6)《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；

(7)《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)》，2018 年 6 月。

### 2.1.6 技术资料

(1)《陆梁油田作业区 2022 年采油井更新补钻地面工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2022 年 8 月 19 日；

(2)《陆梁油田作业区 2022 年采油井更新补钻地面工程实施意见》，新疆油田公司工程技术研究院，2022 年 8 月 12 日；

(3)《陆梁油田作业区 2022 年采油井补钻、更新方案》，陆梁油田作业区研究中心，2021 年 12 月。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确施工期、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了性和合理性。

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

(5) 通过上述评价，论证环境可行性，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

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

#### (2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影晌。

### (3) 突出重点

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

## 2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

## 2.4 评价因子与标准

### 2.4.1 评价因子

环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自施工扬尘、施工机械及车辆尾气、柴油机和发电机燃烧烟气、管道试压废水、生活污水、噪声、生活垃圾、钻井岩屑、废机油、沾油废防渗膜、沾油废物及建筑垃圾及工程占地对环境的影响。

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发排放的非甲烷总烃、洗井废水和井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、噪声、沾油废物以及事故状态含油污泥，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	风险事故	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
	占地	施工机械及车辆尾气、柴油机和发电机燃烧烟气、扬尘	管道试压废水、生活污水	钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油、沾油废物及沾油防渗膜	施工车辆、施工设备	井喷、井漏	挥发性有机物废气	洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）	沾油废物、事故状态含油污泥	井下作业、机泵、运输车辆	管线泄漏、井壁破裂泄漏	施工扬尘、施工机械及车辆尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气	0	+	0	0	0		++	0	0	0	+	+	0	0
地下水	0	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	++	0	0	+	0		0	0	0	0	++	+	0	+
植被	+	+	0	+	0		+	0	0	0	++	+	0	+
动物	+	+	0	+	+		+	0	0	+	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合区域环境质量状况，筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	评价时段	评价因子
地下水	现状评价	$K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ ；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
地下水	影响评价因子	石油类
环境空气	现状评价	$PM_{2.5}$ 、 $PM_{10}$ 、 $SO_2$ 、 $NO_2$ 、 $CO$ 、 $O_3$
	影响评价因子	NMHC
	总量控制因子	/
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价因子	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	GB36600-2018 表 1 中 45 项、pH 及石油烃( $C_{10} \sim C_{40}$ )
	影响评价	石油烃( $C_{10} \sim C_{40}$ )
生态环境	现状评价	评价范围内生态功能区划、土地利用、植被、野生动物、土壤、土地沙化、防沙治沙、水土流失现状
	影响评价	建设可能造成的植被、野生动物、土壤、生态景观、水土流失和沙丘活化的影响
环境风险	影响分析	对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行分析



## 2.4.2 评价标准

### (1) 环境质量标准

#### ①环境空气

环境空气质量评价中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub>六项指标执行《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，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 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		
		1 小时平均	200		
3	PM <sub>10</sub>	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
6	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	GB16297-1996

#### ②地下水

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 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5~8.5	11	氰化物	≤0.05
2	总硬度	≤450	12	挥发酚	≤0.002
3	溶解性总固体	≤1000	13	六价铬	≤0.05
4	耗氧量	≤3	14	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.5	15	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20	16	汞	≤0.001
7	亚硝酸盐	≤1	17	铅	≤0.01
8	氯化物	≤250	18	铁	≤0.3
9	硫酸盐	≤250	19	锰	≤0.1
10	氟化物	≤1	20	石油类	≤0.05

## ③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值，具体详见表 2.4-5。

表 2.4-5 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

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，详见表 2.4-6。

表 2.4-6 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

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)
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	18000	/	/	/
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	/	/	/
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

续表 2.4-6 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

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)
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					
46	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500	/	/	/

## (2) 污染物排放标准

## ① 废气

油气集输过程中产生的无组织挥发有机物执行《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, 详见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
油气集输无组织挥发有机物	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)

## ② 废水

运营期废水主要为洗井废水、井下作业废液 (压裂返排液、酸化返排液、废洗井液)。LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理, SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理, LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储, 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, 废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理, 洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中相关标准后, 回注油藏, 不外排。

## ③ 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, 运营期各井场场界环境噪声执行《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 2.4-8。

表 2.4-8 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
井场边界	60	50	GB12348-2008 2类

### (3) 污染控制标准

施工期钻井过程中产生的废机油、沾油废防渗膜、沾油废物及运营期产生的沾油废物和事故状态下产生的含油污泥收集、贮存、运输须符合收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求。

## 2.5 评价等级与评价范围

### 2.5.1 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,  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ;

$C_{0i}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准,  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见大气环境影响分析章节,计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	主要污染物	
	非甲烷总烃	
	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
单井采油井场无组织挥发非甲烷总烃	21.4	1.07

由表 2.5-1 可知:本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 1.07%,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据(表 2.5-2),评

价等级判定为二级。

表 2.5-2 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

运营期废水主要为洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液），均经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油藏，不外排，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，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 2.5-3。

表 2.5-3 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水式饮用水水源，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

项目评价范围内无“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”。

本项目为陆上石油开采项目，根据导则附录 A，属于 I 类建设项目，根据表

2.5-4 判定地下水评价等级为二级。

表 2.5-4 评价工作等级分级表

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

(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,井场周边无声环境敏感目标,单井采油管线运营期无噪声排放。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。本项目生态环境影响评价等级为三级,具体判定情况见表 2.5-5。

表 2.5-5 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	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、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	/

续表 2.5-5 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
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0.035km <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

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,石油开采为 I 类建设项目,土壤污染影响型,根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级,见表 2.5-6。

## ① 占地规模

本项目永久占地面积约 0.204hm<sup>2</sup>, ≤5hm<sup>2</sup>, 占地规模为小型。

表 2.5-6 土壤污染类项目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 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

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

续表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
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

本项目占地类型为沙地，土壤环境敏感程度为不敏感。根据表 2.5-7 判定，土壤环境影响评价工作等级为二级。

### (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 2.5-8 进行划分。

表 2.5-8 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。

本项目主要风险单元为管线集输单元，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJT169-2018)附录 C 计算 Q 值，危险物质与临界量的比值 (Q 值) 约为 0.001， $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJT169-2018) 相关规定，判断风险潜势为 I，本次风险评价仅进行简单分析。

## 2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-9、图 2.5-1~2.5-4。

表 2.5-9 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以单井井场为中心区域，边长为 5km 的矩形范围
地下水	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，其中石南 21 井区地下水评价范围约为 7.99km <sup>2</sup> ，陆 9 井区地下水评价范围约为 7.99km <sup>2</sup> 。
声环境	各井场边界外 200m 范围
土壤环境	各井场边界外扩 200m，新建单井采油管线中心线两侧外延 200m 范围
生态环境	各井钻井井场占地范围内，新建单井采油管线中心线两侧外延 300m 范围
环境风险	不设评价范围



## 2.6 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、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。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，生态环境保护目标为保护区域野生动植物不被破坏，采取措施确保项目区沙化程度及水土流失程度不因本项目的实施而加剧，各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	陆梁油田作业区生活公寓（经纬度坐标： ： ）	项目西南方向 1.8km 处， 现有油田工作人员 476 人	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	水土流失重点预防区	项目区内	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
	防止沙化程度加剧		沙化程度不因项目实施而加剧
	受保护的野生植物 （梭梭、白梭梭）		自治区 I 级保护植物
	野生动植物		保护野生动植物生境不被破坏

图 2.5-1 本项目在石南 21 井区大气、地下水、生态、土壤评价范围示意图

图 2.5-2 本项目在石南 21 井区声环境评价范围示意图

图 2.5-3 本项目在陆 9 井区声环境、生态评价范围示意图

图 2.5-4 本项目在陆 9 井区大气、地下水、土壤评价范围示意图

图 2.6-1 环境保护目标与项目位置关系示意图

## 2.7 评价内容与重点

### 2.7.1 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 2.7-1。

表 2.7-1 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，核算施工期、运营期的污染源强和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
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、土壤污染防治及风险防范措施进行论证
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，给出项目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

### 2.7.2 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) 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。

## 2.8 环境功能规划

项目所在区域环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1 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
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II <sub>2</sub> 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

## 2.9 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：“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”。项目位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，为油气开采项目，符合规划及纲要中的相关要求。

#### （2）主体功能规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的自治区级重点生态功能区，为准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。限制开发区域的主体功能是保护生态环境或提供农产品，但在生态和资源环境可承受的范围内也可以发展特色产业，适度开发矿产资源。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位，减少对生态空间的占用，符合主体功能区对中的开发管制原则。

#### （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，对石油资源的开发符合规划中“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，对采出物开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对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

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-1。

表 2.9-1 本项目与《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	本项目拟采取措施	符合性分析
1	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	井口采出物采用密闭集输工艺；生产过程中自动化程度较高，井口建设有自动化系统，可实现生产数据全过程自动化管理，中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区已积极开展了第三轮清洁生产审核工作，审核过程中将工艺改进、节能降耗等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验收工作。	符合
2	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控	油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治；项目建成后交由陆梁油田作业区管辖，目前作业区已进行了整体原油密闭处理与稳定改造，大大降低了作业区整体 VOCs 的排放水平	符合

续表 2.9-1 本项目与《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	本项目拟采取措施	符合性分析
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	施工期产生的危险废物为废机油、沾油废物和沾油废防渗膜，运营期产生的危险废物为油废物，均委托有相应处置资质的单位进行处置；产生的危废废物分类收集，集中送至陆梁作业区危废暂存点暂存，最终交由有相应资质的单位处置	符合
4	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。全面推进绿色矿山建设，规范绿色矿山第三方评估，推广矿产资源节约与综合利用先进技术。	本项目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；运营期产生噪声可实现达标排放，废水实现零排放，固体废物均得到妥善处置，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，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；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；建成投产后属于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管理，陆梁油田作业区对照国土资源部《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的相关要求进行了自评估，并于 2019 年 7 月 10 日编制完成了《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司陆梁油田作业区绿色矿山自评估报告》	符合
5	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实施危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	建成后交由陆梁油田作业区运营，作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理	符合
6	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，进行了备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

### (5) 水土保持规划相符性分析

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，地处准噶尔盆地腹部，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《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）》，本项目属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。《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）》中指出，沙漠风力侵蚀预防保护区水土保持重点是土地整治，改良土壤，建立防风固沙体系，防治土壤沙化、退化，提高土地生产力。本工程水土流失防治将执行建设类项目一级标准。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。综上所述，本项目选址符合《中华人民共和国水土保持法》、《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）》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）要求。

### 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

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关规定，相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2 本项目与《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	本项目采取的相关措施	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。产生的落地原油后，及时回收，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

续表 2.9-2 本项目与《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	本项目采取的相关措施	相符性分析
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	LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中相关标准后，回注油藏，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%	采用密闭集输工艺流程工艺，根据无组织废气排放量计算，原油集输损耗率系数约为 0.04%	符合
4	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	LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中相关标准后，回注油藏，不外排	符合
5	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。燃烧放空设施应避免鸟类迁徙通道	油气全部密闭集输进站，不放空	符合

续表 2.9-2 本项目与《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	本项目采取的相关措施	相符性分析
6	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	本项目建设实施过程中, 将依托中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系 (HSE 管理体系), 建成后由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区统一管理, 应将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, 从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理, 定期对“三废”进行监测	符合
7	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	井下作业时带罐作业, 落地油 100% 回收; 事故状态下产生的含油污泥交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	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 本项目与《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	《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、采油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

续表 2.9-3 本项目与《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	《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	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	建成后归属陆梁油田作业区管辖，作业区具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本项目实施范围纳入其应急预案	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 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；运营期井口采出物集输进处理站，采出液进原油处理系统，伴生气进天然气处理系统；井下作业过程中产生的洗井废水和井下作业废液进油田采出水处理系统，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；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位接收、转运和处置	符合
6	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，本次新增井场自动化设备，实现全过程自动化管理	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》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.9-4。

表 2.9-4 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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化	中国石油新疆油田分公司已编制完成《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》及规划环评。目前，该规划环评正在进行审查。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。	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	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，交由岩屑处置单位处理。	符合

续表 2.9-4 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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	符合性分析
4	<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。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</p>	<p>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；电源自周边已建电网接入，钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工场地进行平整、清理，恢复临时占地</p>	符合
5	<p>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</p>	<p>建成后归属陆梁油田作业区管辖，作业区具备完善的应急管理体系，应对其应急预案进行修编，将其纳入其应急预案</p>	符合
6	<p>(一)油气田开发建设项目的建设运营单位(即项目业主单位)为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。</p>	<p>运行期由陆梁油田作业区运营管理。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，明确了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。陆梁油田作业区属于新疆油田分公司的二级单位，其单位行政一把手是该单位的环保第一责任人，本次环评要求陆梁油田作业区行政一把手应按照《新疆油田分公司环境保护管理规定》及其他规定在本项目生产运营过程中负起相应法律责任和行政责任</p>	符合



续表 2.9-4 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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
7	(二)严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状,明确环境影响已评价和开发范围(即老区块)、未评价和开发范围(即新区块)的范围坐标,整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处,凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为,其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件,报地州市环保局审批;凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。	新疆油田分公司已明确了区域内油气开发现状,明确了环境影响已评价和开发范围、未评价和开发范围的范围坐标,整理形成油气田开发情况“一张图”。通过对比“一张图”,本项目为陆9井区和石南21井区加密部署生产井建设工程,属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为,本次按照老区块开发建设编制了环评文件,拟报项目所在区域塔城地区生态环境局进行审批	符合
8	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》要求。各油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满5年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作,对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性,切实落实各项环境保护措施,推动油气田开发建设绿色高质量发展。	陆梁油田作业区组织开展了环境影响后评价工作,具体如下:陆梁油田作业区于2018年12月24日在新疆维吾尔自治区生态环境厅进行了《陆梁油田作业区2011年~2017年环境影响后评价报告书》的公示	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

本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定,相符性分析详见表 2.9-5。

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

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	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	区域内无水源涵养区、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

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

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
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	运营期排放的废气以及大气、地下水、土壤、生态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、塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局的监督管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 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	井场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的降水量很少，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置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、泄露，造成环境污染	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性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	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
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，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	施工期产生废机油、沾油废物和沾油废防渗膜，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；运营期产生沾油废物，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；危险废物的贮存期限应符合《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

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

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
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	采用密闭集输工艺，伴生气全部回收利用	符合
8	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	管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理。井场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
9	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	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，将实施区域纳入《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 与“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、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

项目运营期排放废气主要为无组织挥发有机废气，井场边界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；运营期废水为洗井废水和井下作业废液，LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和

SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排；噪声源主要为井下作业、井场机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场厂界噪声可满足《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；固体废物主要为沾油废物，送至陆梁作业区危废暂存点统一交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水实现零排放，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线。

### （3）资源利用上线

运营过程中会消耗少量的电能，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求。

### （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 2.9-6 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《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于北疆片区，该区重点突出阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性维护、额尔齐斯河环境风险防控。本项目油气集输采用密闭集输流程，污染物排放水平较低，资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

(6) 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求

（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》，塔城地区属于北疆片区，该区管控要求为“加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。

巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。

强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。”

本项目位于准噶尔盆地腹地，不属于水源涵养及生态林等重要生态功能区，也无农田分布，亦不开采地下水，建设及运营过程中建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会对区域土壤造成污染影响。综上所述，项目建设符合自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求。

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

根据《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号），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和妥善处置，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。

图 2.9-1 项目区在塔城地区环境管控单元分布图中的位置

### 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。2000 年 4 月新疆油田分公司部署开发了陆 9 井，该井试油获得超高油气产量，从而发现了陆梁油田。2003 年建设了陆梁油田开发建设项目，建设了陆梁集中处理站、陆梁—石西输油管道等油气处理集输设施，配套建设道路、生活公寓等基础设施，开始了对作业区实施大规模开发作业。2005 年 6 月建设了石南 21 井区开发建设项目，建设了石南 21 集中处理站，开辟了石南油气田。

本项目在陆 9 井区和石南 21 井区各部署 1 口采油井。陆 9 井区及石南 21 井区的勘探开发历程如下：

##### (1) 陆 9 井区

2000 年 6 月 10 日首先发现陆 9 井区侏罗系西山窑组 ( $J_2x_4$ ) 油藏，后又相继发现西山窑组 ( $J_2x_1$ )、头屯河组 ( $J_2t$ ) 和白垩系呼图壁河组 ( $K_1h_1$ 、 $K_1h_2$ ) 油藏，2005 年该区西部侏罗系西山窑组 ( $J_2x_4$ ) 油藏和白垩系呼图壁河组 ( $K_1h_2$ ) 油藏扩边新增探明石油地质储量共计  $193.89 \times 10^4 t$ ；2008 年陆 9 井区白垩系呼图壁河组 ( $K_1h_2^1$ ) 油藏滚动勘探新增探明石油地质储量  $114 \times 10^4 t$ ；2012 年陆 9 井区侏罗系西山窑组 ( $J_2x$ )、头屯河组 ( $J_2t$ )、白垩系呼图壁河组 ( $K_1h$ ) 油藏复算探明石油地质储量共计  $6158.49 \times 10^4 t$ ，其中陆 9 井区白垩系呼图壁河组 ( $K_1h$ ) 油藏合计申报复算探明石油地质储量  $5117.89 \times 10^4 t$ 。

2001 年~2002 年，陆 9 井区六套井网（老三套： $J_2x_4$ 、 $K_1h_2^3 \sim K_1h_2^5$ 、 $K_1h_2^6 \sim K_1h_2^7$ ；新三套： $J_2t$ 、 $K_1h_1^1 \sim K_1h_1^{3-1}$ 、 $K_1h_1^{3-2} \sim K_1h_1^{4-2}$ ）共完钻开发井 366 口，其中采油井 269 口，注水井 97 口。通过深入研究各开发层系地质特征和生产动态，陆 9 井区于 2003 年~2006 年连续 4 年实施滚动扩边，共完钻扩边开发井 106 口，其中采油井 82 口，注水井 24 口。截至 2006 年底，陆 9 井区累积建产能  $104.1 \times 10^4 t$ 。

2006 年~2007 年，为有效动用呼图壁河组油藏剩余储量，进行了水平井开发低幅度薄层边底水油层的试验，在呼图壁河组 ( $K_1h_1^5$ 、 $K_1h_1^{3-1}$ 、 $K_1h_2^{6-2}$  和  $K_1h_2^{3-2}$ ) 油藏



部署实施了 11 口试验水平井，取得了良好的效果。在此基础上，结合《新疆陆梁陆 9 井区立体综合调整方案研究》的研究成果，不断深化油藏认识，深挖油藏开发潜力，于 2008~2017 年进行规模开发、滚动实施，截止目前，陆 9 井区呼图壁河组油藏累积实施采油水平井 219 口，累积动用地质储量为  $2645 \times 10^4 \text{t}$ ，水平井累计建产能  $57.6 \times 10^4 \text{t}$ ，累产油  $380.1 \times 10^4 \text{t}$ ，目前水平井日产油为 671t，整体开发效果较好。

## (2) 石南 21 井区

石南 21 井区头屯河组油藏发现于 2002 年 9 月，2003 年上报探明石油地质储量  $2696 \times 10^4 \text{t}$ ，同年开展井距为  $250\text{m} \times 350\text{m}$ 、 $300\text{m} \times 425\text{m}$  反九点面积注水井网开发试验，共实施开发井 24 口，建成产能  $7.59 \times 10^4 \text{t}$ 。2004 年初编制完成开发方案，当年实施开发井 227 口，建成产能  $56.49 \times 10^4 \text{t}$ ，并于 2004 年底上报扩边探明石油地质储量  $866 \times 10^4 \text{t}$ 。2005 年~2018 年实施滚动扩边和加密调整，共实施开发井 390 口，建成产能  $68.93 \times 10^4 \text{t}$ 。截至 2020 年 10 月，该油藏合计上报探明含油面积  $70.4 \text{km}^2$ ，探明石油地质储量  $3562 \times 10^4 \text{t}$ ，累计建成产能  $133.01 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

截至目前，该油藏共有石南 21 井区目前共有生产井 492 口(开井 415 口)，总产液量约 8450t/d，综合含水率 93.5%。

## 3.2 油气资源概况

### 3.2.1 油藏地质特征

陆 9 井区  $K_1h_2^{4-3-2}$  油藏为岩性油藏，构造高点位于 LU2224 井附近，海拔 -726.5m 左右，向南构造逐渐降低。油藏含油面积  $1.02 \text{km}^2$ ，有效厚度在 0.5~4.0m，平均 1.4m，利单元地质储量  $21.82 \times 10^4 \text{t}$ 。

石南 21 井区头屯河组油藏砂体顶面为一东南倾的单斜构造，局部构造有一定的扭曲，地层倾角  $2^\circ \sim 3^\circ$ ，北部为岩性边界，南部发育边水，为构造岩性油藏。油藏主力油层为  $J_2t_2$ ，纵向上自上而下进一步细分为  $J_2t_2^1$ 、 $J_2t_2^2$ 、 $J_2t_2^3$ 。油藏动用地质储量  $3623.78 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量  $1326.94 \times 10^4 \text{t}$ ，标定采收率 36.62%。

### 3.2.2 油气水性质

陆 9 井区呼图壁河组、石南 21 井区头屯河组油藏原油、伴生气及采出水性质分别见表 3.2-1、表 3.2-2 和表 3.2-3。

表 3.2-1 原油性质参数一览表

区块	层位	地面原油密度 (g/cm <sup>3</sup> )	粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)	含蜡量 (%)
			50°C		
陆 9	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>4</sup>	0.8741	18.40	13.91	6.20
	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>5</sup>	0.8733	17.41	-12.60	3.55
	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>7</sup>	0.8576	11.00	8.90	8.54
	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>3</sup>	0.8619	11.89	5.20	6.78
石南 21	J <sub>2</sub> t <sub>2</sub>	0.852	11.37	13	5.01

表 3.2-2 伴生气性质参数一览表

区块	层位	相对密度	组分含量 (%)							
			甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	己烷	氮气	二氧化碳
陆 9	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>3</sup> ~K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>5</sup>	0.574	96.3	1.75	0.00	/	/	/	0.75	0.25
	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>7</sup>	0.590	92.8	6.00	0.60	/	/	/	1.60	0.00
	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>1</sup> ~K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>3-1</sup>	0.620	91.0	4.78	0.86	/	/	/	2.03	0.18
	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>3-2</sup> ~K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>4-2</sup>	0.630	90.7	4.21	0.80	/	/	/	1.65	0.06
石南 21	J <sub>2</sub> t <sub>2</sub>	0.702	81.90	5.75	2.9	2.11	0.43	/	2.41	0.11

备注：原油伴生气以甲烷为主，陆 9 井区和石南 21 井区伴生气中不含硫化氢。

表 3.2-3 采出水性质参数一览表

区块	层位	矿化度 (mg/L)	Cl <sup>-</sup> (mg/L)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	pH 值	水型
陆 9	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>3</sup>	8741.2	4960.8	258.11	7.16	CaCl <sub>2</sub> 或 NaHCO <sub>3</sub>
	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub> <sup>7</sup>	13401	7933.09	369.88	6.97	CaCl <sub>2</sub>
	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>1</sup> ~K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>3-1</sup>	10943	5385.0	326.7	7.04	CaCl <sub>2</sub>
	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>3-2</sup> ~K <sub>1</sub> h <sub>1</sub> <sup>4-2</sup>	8435	4767.7	515.4	7.3	CaCl <sub>2</sub> 或 NaHCO <sub>3</sub>
石南 21	J <sub>2</sub> t <sub>2</sub>	27405	15506	/	6.7	CaCl <sub>2</sub>

## 3.3 现有工程建设影响回顾

### 3.3.1 现有工程建设情况

#### (1) 陆 9 井区

##### ① 地面工程建设情况

截止 2022 年 5 月底，陆 9 井区已有采油井 793 口，注水井 226 口，日产液 18968t/d，日产油 1908t/d，日产气 192237m<sup>3</sup>/d，含水率 89%，现有处理站 1 座（陆梁集中处理站）、计量站 64 座，配套建有单井采油管线 200km、集油支干线 100km、单井注水管线 700km 和注水支干线 30km。

## ②集输工艺

油气集输工艺：陆 9 井区采用单井→计量站→陆梁集中处理站的二级布站工艺流程，油气集输采用常温和加热相结合的方式。

注水工艺：陆梁集中处理站采出水处理系统→注水系统→配水站→注水井的工艺流程。

## ③公用工程

### 1) 给排水

现有工程用水节点为注水用水和井下作业用水，水源为陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后的采出水和陆梁油田作业区水源井供水。陆梁集中处理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 10800m<sup>3</sup>/d、12800m<sup>3</sup>/d，目前陆 9 井区高压注水系统注水量 9340m<sup>3</sup>/d，次高压注水系统注水量 9340m<sup>3</sup>/d。

现有工程运营期无废水外排，洗井废水集中收集后送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废液由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

### 2) 供配电

供电电源依托油区已建 10kV 架空线路供电。

### 3) 仪表自动化

陆梁作业区已建有 SCADA 系统 2 套(陆 9 井区、石南 21 井区)，陆 9 井区已建自动化 SCADA 系统，在抽油井口设置远程终端 RTU，完成对抽油井口的回压、套压等参数的监测，并遥控抽油机的启停。

## (2) 石南 21 井区

### ①地面工程建设情况

石南 21 井区截止 2020 年底，井区共有开发井 691 口，其中采油井 495 口，注水井 196 口，核实累计采油  $1213.1 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 33.5%，累计注水  $4071.1 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累计注采比 0.96，目前日产液 7656t，日产油 636t，综合含水率 91.7%，日注水  $6965 \text{m}^3$ ，月注采比 0.85。现有处理站 1 座（石南 21 集中处理站）、计量站 37 座、建有单井采油管线、集油支线、单井注水管线、注水支线等工程。

### ②油气集输及注水工艺

油气集输采用单井→计量站→石南 21 集中处理站的二级布站工艺流程，即：采出液由管线管输至计量站进行计量，计量后经集油支线管输至石南 21 集中处理站进行油气水三相分离，分离出的原油送至站内原油处理系统处理，分离出的采出水送至站内采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，分离出的伴生气送至站内伴生气处理装置处理。

注水工艺流程为“石南 21 集中处理站采出水处理系统出水—注水罐—注水泵房—注水井口”。

### ③公用工程

#### 1) 给排水

现有工程用水节点为注水用水和井下作业用水，水源为石南 21 集中处理站采出水处理系统处理达标后的采出水和石南 21 井区水源井供水。石南 21 集中处理站注水系统设计规模  $12700 \text{m}^3/\text{d}$  (16MPa 为  $10800 \text{m}^3/\text{d}$ , 20MPa 为  $1900 \text{m}^3/\text{d}$ )，目前区块注水量为  $6965 \text{m}^3/\text{d}$ 。

现有工程运营期无废水外排，洗井废水集中收集后送至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废液由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

#### 2) 供配电

石南 21 井区属于 35kV 南 21 变电站供电范围，该变电站主变容量  $2 \times 10\text{MVA}$ ，最大供电能力为 14.25MW，目前平均运行负荷为 5.5MW。井区内已建 4 条 10kV 架空线路，分别为南井一～南井四线，目前 4 条线路平均负荷分别为 1125kW、181.3kW、1431kW、1953.2kW。

### 3) 物联网现状

石南 21 井区数据通过无线网桥+有线方式上传，石南 21 处理站约 100 米处有无线网桥通信塔（H=40m）1 座。石南 21 集中处理站建有 DCS 系统 1 套，对该井区实施自动化生产管理；井场数据汇聚至无线网桥基站后经已建光缆（石南 21～陆梁作业区）上传到陆梁作业区中控室 SCADA 系统，实现自动化统一管理。

## 3.3.2 现有工程环境影响回顾

### (1) 陆 9 井区现有工程环境影响回顾

#### ① 废气

废气主要为陆梁集中处理站中的相变炉及锅炉烟气和油气集输产生的无组织挥发性有机物。陆梁集中处理站于 2020 年 11 月 10 日申领了排污许可证，实行简化管理，排污许可证编号为 91650200715597998M056Q，排污许可证中仅规定了氮氧化物的许可排放量为 23.09t/a，目前，陆梁油田作业区陆梁集中处理站按照季度进行了执行报告登记。根据陆 9 井区现有产能情况核算无组织废气排放量约为 69.64t/a。根据《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》对井场厂界非甲烷总烃监测数据（见表 3.3-1）可知：厂界非甲烷总烃排放能够满足《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（厂界非甲烷总烃浓度不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

表 3.3-1 井场厂界非甲烷总烃监测数据一览表

类别	监测点位	监测时间	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	标准限值 (mg/m <sup>3</sup> )	达标 情况
《陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》	31 号计量站	2018.11.20~ 2018.11.21	0.25~1.04	4.0	达标
	陆梁集中处理站		0.28~1.07	4.0	达标
《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》	LUD1296	2020.12.10~ 2020.12.11	0.49~1.59	4.0	达标
	LUD1328		0.40~2.05	4.0	达标
	LUD1238		0.71~1.95	4.0	达标

## ②废水

废水主要为洗井废水，井下作业废液（压裂返排液、压裂酸化液及废洗井液）。洗井废水产生量约为 27645t/a，污染物主要为化学需氧量和石油类，产生量分别为 35.3t/a、6.24t/a，集中收集后送至陆梁集中处理站污水处理系统处理。井下作业废液中压裂返排液、压裂酸化液及废洗井液，其产生量分别为 121496m<sup>3</sup>/a、119339m<sup>3</sup>/a、25771t/a，集中收集后送至陆梁油田作业区废水处置池沉淀后，由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。根据《陆梁集中处理站改扩建工程环境保护验收监测报告》中的监测数据（见表 3.3-2）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指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中平均空气渗透率 $>0.01 \mu\text{m}^2 \sim \leq 0.5 \mu\text{m}^2$  范围的水质标准：悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ ，含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值 $\leq 3.0 \mu\text{m}$  中的标准后，回注油藏，处理达标后的采出水回注油藏，不外排。

表 3.3-2 陆梁集中处理站采出水处理系统排口水质监测数据一览表

监测点位	监测时间		监测结果[单位：mg/L (pH 无量纲)]		
			pH	SS	总油
采出水处理系统总排口	2017.4.20	第 1 次	7.47	5	2.88
		第 2 次	7.48	6	3.25
		第 3 次	7.48	11	2.79
		第 4 次	7.47	11	3.62
	日均值		7.47~7.48	8.25	3.13
采出水处理系统总排口	2017.4.21	第 1 次	7.5	12	3.31
		第 2 次	7.47	6	2.92
		第 3 次	7.49	12	2.84

续表 3.3-2 陆梁集中处理站采出水处理系统排口水质监测数据一览表

监测点位	监测时间		监测结果[单位: mg/L (pH 无量纲)]		
			pH	SS	总油
采出水处理系 统总排口	2017.4.21	第 4 次	7.5	7	2.66
	日均值		7.47~7.5	9.25	2.93
	标准限值		/	≤15	≤10
	判定		/	达标	达标

③噪声

现有工程噪声主要为站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取了基础减震及厂房隔声等措施，根据《陆梁油田作业区陆 9 井区呼图壁河组油藏补钻更新井工程环境保护竣工验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》中的监测数据（见表 3.3-3）可知：各站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

表 3.3-3 噪声监测结果 单位: [dB (A)]

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
LUT2601 井场	1#	46	46	60	达标	45	46	50	达标
	2#	47	47		达标	46	45		达标
	3#	46	46		达标	45	45		达标
	4#	46	46		达标	45	45		达标
LUT2604 井场	1#	47	47		达标	46	46		达标
	2#	47	47		达标	46	46		达标
	3#	47	47		达标	46	46		达标
	4#	47	47		达标	46	46		达标
LUD1296 井场	北	43	43		达标	42	43		达标
	东	42	44		达标	43	44		达标
	南	43	42		达标	42	43		达标
	西	42	43		达标	42	43		达标
LUD1328 井场	北	43	44		达标	43	38		达标
	东	42	43		达标	42	43		达标
	南	42	43		达标	42	40		达标
	西	42	44		达标	43	43		达标
LUD1238 井场	北	43	42	达标	41	43	达标		
	东	44	42	达标	42	42	达标		

续表 3.3-3 噪声监测结果 单位: [dB (A)]

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
LUD1238 井场	南	41	41	60	达标	42	43	50	达标
	西	42	42		达标	43	42		达标

## ④固体废物

固体废物主要为含油污泥、废机油及清管废渣，据统计可知产生量分别为 527.89t/a、15.9t/a、0.345t/a。含油污泥、废机油和清管废渣属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收处置，产生的固体废物均得到妥善处置。

## ⑤生态环境

根据《陆梁油田作业区陆 9 井区呼图壁河组油藏补钻更新井工程环境保护竣工验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》对生态环境影响及环保措施落实情况可知：陆 9 井区现有工程对周围生态环境的造成的环境影响是可接受的。井区内的施工井场、岩屑堆放场地等临时占地均已平整，临时占占地范围内植被主要靠自然恢复。道路沿线及井场周边植被生长良好，场地内无遗留的建筑垃圾。对占用的土地进行了经济补偿。

## ⑥土壤环境

含油污水（泥）是油田开发区域可能对土壤环境造成污染的主要物质，油田作业区制定了严格的环保措施和管理规定，井下作业带罐（车）铺膜操作，防止含油废液落地对土壤的污染，井下作业产生的废液拉运至陆梁集中处理站处理，根据《陆梁油田作业区陆 9 井区呼图壁河组油藏补钻更新井工程环境保护竣工验收调查报告》和《陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》中对井场周围土壤环境质量监测数据（见表 3.3-4）知：井场周边土壤监测结果符合《土壤质量 建设地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）相关标准限值。



表 3.3-4 土壤监测值结果一览表

点位	监测位置	监测结果 (mg/kg)							
		石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	六价铬	镉	砷	铜	铅	汞	镍
1#	LUT2601	<6	<2	0.05	4.3	32	19.7	0.001	28
2#	LUT2604	<6	<2	0.05	4.2	27	13.5	0.002	24
3#	LUD1296	<6	<2	0.05	0.634	13	7.6	0.033	24
4#	LUD1328	<6	<2	0.05	0.658	14	12.2	0.034	24
5#	LUD1238	<6	<2	0.08	0.608	30	10.6	0.031	26
标准限值		4500	5.7	65	60	18000	800	38	900
达标情况		达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

## ⑦环保手续履行情况

陆 9 井区环保手续履行情况详见表 3.3-5。

表 3.3-5 陆 9 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 9 井区 2014 年产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2014〕845号 2014年7月8日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2016〕1133号 2016年8月15日
陆梁油田陆 9 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函〔2015〕493号 2015年5月11日	已完成自主验收
陆梁油田陆 9 井区西山窑组油藏 2016 年产能建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2016〕627号 2016年5月23日	第一批、第二批项目已通过验收
陆 9 井区呼图壁河组油藏 2016 年加密调整建设开发工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2016〕1014号 2016年7月26日	已完成自主验收
陆梁油田陆 9 井区头屯河组(J <sub>2</sub> t <sub>2</sub> )油藏 2016 年扩边工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2016〕1013号 2016年7月27日	已完成自主验收
陆梁油田陆 9 井区呼图壁河组油藏 2017 年开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函〔2017〕215号 2017年2月13日	已完成自主验收
陆梁油田作业区陆 9 井区呼图壁河组油藏补钻更新井工程	塔城地区生态环境局塔地环字〔2019〕52号 2019年4月25日	已完成自主验收

续表 3.3-5 陆 9 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
陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程	塔城地区生态环境局 塔地环字(2021)213号 2021年9月29日	正在建设
陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程	塔城地区生态环境局 塔地环字(2022)147号 2022年4月20日	正在建设

## ⑧陆 9 井区环境管理现状

## 1) 现有工程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 3.3-6。

表 3.3-6 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

## 2) 排污许可证执行报告落实情况

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。

## 3) 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 2022 年 1 月 27 日在塔城地区生态环境局进行备案(654200-2022-024-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》。

## ⑨陆 9 井区现有工程污染物产生排放情况

陆 9 井区现有工程污染物产生排放情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 陆 9 井区现有工程污染物产排量汇总情况一览表

名称	污染物	单位	现有工程产生量	总排放量	
废气	氮氧化物	t/a	23.09	23.09	
	无组织挥发非甲烷总烃	t/a	69.64	69.64	
废水	洗井废水	废水量	t/a	27645	0
		化学需氧量	t/a	35.3	0
		石油类	t/a	6.24	0
	井下作业废液	压裂返排液	m <sup>3</sup> /a	121496	0
		酸化返排液	m <sup>3</sup> /a	119339	0
		废洗井液	t/a	25771	0
固体废物	含油污泥	t/a	527.89	0	
	废机油	t/a	15.9	0	
	清管废渣	t/a	0.345	0	

## (2) 石南 21 井区现有工程环境影响回顾

## ① 废气

废气主要为相变炉及锅炉烟气及油气集输处理过程中无组织废气非甲烷总烃。石南 21 集中处理站已进行了固定污染源排污登记，登记编号为 91650200715597998M047X，无组织挥发性有机物产生量约为 16.48t/a。根据《中国石油新疆油田分公司石南 21 井区头屯河组油藏 2016 年开发建设工程(第一批)竣工环境保护验收调查报告》中的监测数据(见表 3.3-8)可知：正常生产过程中，34#和 35#计量站厂界外无组排放非甲烷烃最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的相关标准。

表 3.3-8 无组织废气排放监测结果 [单位: mg/m<sup>3</sup>]

采样地点	监测时间	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
34#计量站	2018.8.9	东	0.26~0.46	0.46	4.0	达标
		南	0.31~0.34			
		西	0.31~0.37			
		北	0.26~0.38			
	2018.8.10	东	0.36~0.42	0.43		达标
		南	0.38~0.43			
		西	0.33~0.39			
		北	0.31~0.35			
35#计量站	2018.8.9	东	0.29~0.43	0.58	达标	
		南	0.29~0.46			

续表 3.3-8 无组织废气排放监测结果 [单位: mg/m<sup>3</sup>]

采样地点	监测时间	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
35#计量站	2018.8.9	西	0.34~0.41	0.58	4.0	达标
		北	0.32~0.58			
	2018.8.10	东	0.28~0.36	0.51		达标
		南	0.28~0.51			
		西	0.31~0.35			
		北	0.35~0.41			

## ②废水

废水主要为洗井废水和井下作业废液，污染物主要为化学需氧量和石油类，产生量分别为 18746.83t/2a、23.96t/2a、4.23t/2a，集中收集后送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，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）要求后回注油藏，不外排。井下作业产生的井下作业废液包括压裂返排液、酸化返排液及废洗井液，其产生量分别为 59370m<sup>3</sup>/2a、13147.2m<sup>3</sup>/2a、17475t/2a，集中收集后送至陆梁油田作业区废液池沉淀后，由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求后回注油藏，不外排。

## ③噪声

噪声主要为站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取了基础减震及厂房隔声等措施。根据《中国石油新疆油田分公司石南 21 井区头屯河组油藏 2016 年开发建设工程(第一批)竣工环境保护验收调查报告》中对井场厂界噪声监测数据（见表 3.3-9）可知：各站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

表 3.3-9 井场及计量站厂界噪声监测数据一览表

监测点	昼间				夜间			
	第一天	第二天	标准限值	达标情况	第一天	第二天	标准限值	达标情况
SN6941注水井北侧	40	39	60	达标	38	38	50	达标
SN6921采油井北侧	39	40		达标	38	38		达标
SN6280采油井北侧	39	43		达标	37	40		达标

续表 3.3-9 井场及计量站厂界噪声监测数据一览表

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标 情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
SN6417采 油井北侧		38	41	60	达标	37	39	50	达标
27# 计量 站厂 界	西	41	42		达标	39	40		达标
	南	42	42		达标	39	41		达标
	东	42	41		达标	38	40		达标
	北	40	42		达标	38	41		达标
35# 计量 站厂 界	西	44	45		达标	42	43		达标
	南	41	42		达标	39	41		达标
	东	44	43		达标	41	41		达标
	北	42	45		达标	41	44		达标

## ④固体废物

井下作业单位实施井下作业带罐操作，作业管架下部地表铺设防渗膜，做到原油不落地，集输采用密闭式管道输送，不产生落地原油，正常工况下无固体废物产生，事故状态下产生的固体废物为原油泄漏产生的含油污泥，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收处置，产生的固体废物均得到妥善处置。

## ⑤生态环境

现有工程对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏，占地分为临时占地和永久占地。施工期尽量减少施工用地，施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对场站周围已建成的永久性占地已进行硬化或砾石铺垫，临时占地范围内的植被正在恢复中，管线局部段易产生沙化的地段用草方格固沙。

## ⑥环保手续履行情况

石南 21 井区环保手续履行情况详见表 3.3-10。

表 3.3-10 石南 21 井区建设历程及环保手续履行情况一览表

工程内容	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
后评价	1	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	原自治区环保厅 新环评价函（2011）1120 号 2011 年 11 月 24 日	/
开发区块 开发区块	2	石南油气田石南-21 井区开发建设项目	原国家环境保护总局 环审（2005）525 号 2005 年 6 月 9 日	原环境保护部 环验（2009）162 号 2009 年 6 月 11 日
	3	石南 21 井区头屯河组油藏中 1 区加密调整工程	原新疆环境保护厅 新环函（2014）844 号 2014 年 7 月 8 日	企业已自主验收
	4	中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司石南 21 井区头屯河组油藏 2016 年开发建设工程	原新疆环境保护厅 新环函（2016）1073 号 2016 年 8 月 4 日	企业已自主验收
	5	石南 21 井区头屯河组油藏 2018 年加密调整工程	原塔城地区环境保护局 塔地环字（2018）36 号 2018 年 2 月 11 日	正在建设
	6	石南 21 井区块侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程	塔城地区生态环境局 塔地环字（2019）54 号 2019 年 4 月 25 日	正在建设
	7	石南油田石南 4-石南 21 西井区头屯河组油藏注水井 SN2814、SN6029 补钻地面工程	塔城地区生态环境局 塔地环字（2020）16 号 2020 年 1 月 21 日	正在建设
	8	石南 21 井区头屯河组 J <sub>2</sub> t <sub>2</sub> 油藏扩边方案工程	塔城地区生态环境局 塔地环字（2021）43 号 2021 年 4 月 9 日	正在建设
	9	新疆油田公司陆梁油田作业区石南 21 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（2011）424 号 2011 年 5 月 17 日	原自治区环保厅 新环监验（2013）76 号 2013 年 1 月 15 日
	10	石南 21 井区集中处理站污水处理系统与地面注水系统扩建工程	原自治区环保厅 新环函（2015）58 号 2015 年 1 月 15 日	原自治区环保厅 新环函（2016）1979 号 2016 年 12 月 26 日
	11	陆梁作业区石南 21 集中处理站密闭注水改造工程	原和布克赛尔蒙古自治县环境保护局 和环评函字（2018）54 号	正在建设

### ⑦环境管理现状

#### 1) 现有工程排污许可证执行情况

陆梁油田作业区石南 21 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 3.3-11。

表 3.3-11 石南 21 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
中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区（石南 21 集中处理站）	91650200715597998M047X	2020.09.29 至 2025.09.28

## 2) 排污许可证执行报告落实情况

陆梁油田作业区石南 21 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。

## 3) 环境应急预案及应急演练情况

石南 21 井区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 2022 年 1 月 27 日在塔城地区生态环境局进行备案（654200-2022-024-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》。

## ⑧石南 21 井区现有工程污染物产生排放量

石南 21 井区现有工程污染物产生排放情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 石南 21 井区现有工程污染物产排量汇总情况一览表

类别	污染源	污染物名称	现有工程产生量	现有工程排放量	总排放量	
废气	无组织排放	非甲烷总烃	16.48t/a	16.48t/a	16.48t/a	
废水	洗井废水	废水量	18746.83t/2a	0	0	
		化学需氧量	23.96t/2a	0	0	
		石油类	4.23t/2a	0	0	
	井下作业废液	压裂返排液	石油类	59370m <sup>3</sup> /2a	0	0
		酸化返排液	石油类	13147.2m <sup>3</sup> /2a	0	0
	废洗井液	石油类	17475t/2a	0	0	
噪声	井场	连续等效 A 声级	机泵	80~90dB (A)	80~90dB (A)	80~90dB (A)
			井下作业（压裂、修井等）	80~95dB (A)	80~95 dB (A)	80~95dB (A)
固体废物	含油污泥	石油类	0	0	0	
	废机油	石油类	0	0	0	
	清管废渣	石油类	0	0	0	
	沾油废物	石油类	0	0	0	

### 3.4 在建地面工程建设影响分析

#### 3.4.1 陆 9 井区在建地面工程建设影响分析

陆 9 井区有两个工程正在建设，尚未完工。分别为《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》和《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》。

本次评价引用两个工程环境影响报告书中的评价内容和评价结论对其建设环境影响进行分析，具体如下：

##### (1) 《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》

##### ①建设内容

拟在陆 9 井区内部署 6 口注水井，配套建设 6 座注水井场、4km 单井注水管线、6 座恒流配水装置及配套设施。采用采用单干管多井配水流程，即注水站来水经注水干支线输至配水橇，在配水橇（配水间）配水和计量的注水工艺。工程组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	钻井工程	注水井	6 座	新钻 6 口注水井，合计钻井进尺 10710m
	注水系统	注水井场	6 座	6 座注水井口装置，井口设保温盒，压力表置于保温盒内
		恒流配水装置	6 座	新建 10MPa 恒流配水装置 3 座，16MPa 恒流配水装置 3 座
		单井注水管线	4km	DN50 PN10MPa 单井注水管线 1.9km，DN50 PN16MPa 单井注水管线 2.1km，注水管线采用塑料合金复合管
公用工程	供配电			施工期用电由柴油发电机提供；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。排水主要为洗井废水和管道试压废水，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，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应的标准后，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



续表 3.4-1 《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量	备 注
公用工程		物联网	新增注水井依托已建配水管汇内的单井注水流量和压力检测仪表，其信号接入已建计量站 RTU 并做好接线调试组态
依托工程		洗井废水、废洗井液	依托陆梁集中处理站采出水处理系统处理
环保措施		防渗膜铺装	修井及井下作业过程铺设防渗膜
		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。

## ②环境影响分析

本次评价引用《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程环境影响报告书》评价结论对地面工程建设环境影响进行分析，现分述如下：

### 1) 生态环境

《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》对生态环境的影响主要表现在工程占地，总占地面积为 7.48hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.39hm<sup>2</sup>，临时占地 7.09hm<sup>2</sup>。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、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于油田开发的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，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，对野生动物的影响较小，总体上看项目的建设对生态环境影响较小。

### 2) 大气环境

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；运营期无废气产生。项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

### 3) 水环境

废水主要为管道试压废水和生活污水。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。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。

#### 4) 噪声

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下作业产生的噪声以及罐车的交通噪声，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（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。本项目地处荒漠地区，周边无人居住等声敏感目标，开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

#### 5) 固体废物

固体废物主要为钻井岩屑、沾油废物、废机油、建筑垃圾和生活垃圾，钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用；沾油废物、废机油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；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，定期清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置。运营期固体废物主要为废洗井液，由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池中，由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。固体废物可得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### 6) 土壤环境

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，施工产生的固体废物不得随意抛洒，应集中收集并及时清运。施工期和运营期产生的废物均可得到妥善处置，不会对土壤环境产生明显影响。

#### 7) 环境风险

《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》涉及的危险物质为施工期柴油，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要包括柴油储罐泄漏事故风险。柴油泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实该

工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；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，该工程环境风险程度属于可以防控的。

### ③污染物产生排放情况

《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》污染物产排情况见表 3.42。

表 3.4-2 《陆梁油田作业区 2021 年补钻井地面工程》污染物产排情况一览表

类别	污染源	污染物名称	本工程		总排放量
			产生量	排放量	
废水	井下作业	废水量	162.8t/a	0	0
		化学需氧量	0.2t/a	0	0
		石油类	0.04t/a	0	0
固体废物	井下作业	废洗井液	151.7t/a	0	0

## (2) 《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》

### ①建设内容

陆 9 井区于 2022 年 4 月实施了《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》，该工程环境影响报告书塔城地区生态环境局以塔地环字〔2022〕147 号文予以批复。该工程计划部署 5 口采油井，新建原油产能  $0.93 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气产能  $74.4 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ 。配置 10 型节能抽油机 5 座，井口设置 10kW 电加热器 1 座，新建 8 井式多通阀 2 座，新建单井出油管线 2.4km，集油支线 0.2km，并配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。井场采出物管输至计量站计量后密闭集输至陆梁集中处理站处理。工程组成见表 3.4-3。

表 3.4-3 《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》工程组成一览表

类别	建设内容	建设规模及建设内容		备注
主体工程	钻井工程	采油井	新钻采油井 5 口，井型为水平井，单井井深在 1600~2100m	新建
		钻井液循环设施	设置在井场靠近井口位置，控制钻井液注入和回用。一开钻井液采用坂土-CMC 钻井液体系，二开钻井液采用聚合物钻井完井液体系。	-
		地面安全阀	防止突发事件，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注入。	-

续表 3.4-3 《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》工程组成一览表

类别	建设内容	建设规模及建设内容	备注	
主体工程	钻井工程	井口控制面板	设置在每座井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故。	-
		防喷装置	设置在每座井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；每口井防喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、环形防喷器 1 套、单闸板防喷器 1 套，放喷池 1 座等。	-
		储存装置	发电机柴油罐（1 个）、各类罐体罐基础和应急放喷池（1 个，容积 300m <sup>3</sup> ）。	-
	地面工程	采油井口	新建 5 座采油井口（LUHW2532、LUHW2744、LUHW2745、LUHW2442 和 LUHW1341），均选用 10 型节能抽油机，配套选用功率为 22kW 的电机。仅 LUHW2442 井口设 0.25kW 防爆电加热器，其余 4 座无加热设备。	新建
		扩建计量站	分别在 17-1# 计量站、10# 计量站各增设 8 井式多通阀 1 座。	扩建
		单井集油管线	单井管线 DN50 PN2.5Mpa，2.4km；耐温 70℃ 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料。	新建
		集油支线	单井管线 DN100 PN3.5Mpa，0.2km；耐温 70℃ 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管。保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫做保温层，防护层采用 2mm 厚高密度聚乙烯。	新建
配套工程	给水	施工期、运营期所需新鲜水由陆梁油田作业区供应，可满足用水需求。	/	
	供电	新增电力负荷为 39.96kW，用电依托陆井一线。	依托	
		新建 10kV 架空线路 1.0km，电力电缆 1.9km，杆架式变电站 5 座，井口配电箱 5 只，井口无功电容补偿箱 5 只。	新建	
	供热	冬季不施工，不涉及供热，运营期井口加热采用电加热。	新建	
	物联网	通信	新增无线网桥 5.8G 基站设备 1 套，安装在 9 井已建通信塔（H=40m）上。	依托
		仪表	依托陆 9 井区已建自动化 SCADA 系统，在抽油井口设置远程终端 RTU，完成对抽油井口的回压、套压等参数的监测，并具备遥控抽油机的启停功能；橇装计量站 RTU 对管汇橇、计量橇进行监测和自动计量。油井 RTU 和计量站 RTU 数据采用无线网桥通信方式进行传输。	依托
	消防	井区采用移动式消防。17-1# 和 10# 计量站新建 2 座 8 井式的多通阀，各配备 2 个 8kg 干粉灭火器。	/	
道路	依托已建道路	依托		
环保工程	废气	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，施工现场洒水降尘；运营期油田开发采用密闭集输流程。	/	
	废水	施工期钻井采用“泥浆不落地工艺”，钻井泥浆循环使用。	新建	
		施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓一体化生活污水处理系统进行处理。	依托	
		运营期井下作业废水采用井口收集罐收集，拉运至陆梁联合站。	/	
噪声	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建		

续表 3.4-3 《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》工程组成一览表

类别	建设内容	建设规模及建设内容	备注
环保工程	固废	钻井岩屑进入泥浆不落地装置，委托第三方处理满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 要求后综合利用。	/
		施工生活垃圾经陆梁公寓集中收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。	依托
		落地原油和含油污泥交由有资质的单位进行无害化处置。	依托
生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	/
依托工程	原油处理	原油处理依托陆梁集中处理站，改造后设计处理能力为 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前原油处理量为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次新增 $0.93 \times 10^4 \text{t/a}$ ，依托可行。	依托
	原油稳定	原油稳定依托石西集中处理站进行处理，稳定改造后处理站设计处理规模为 $180 \times 10^4 \text{t/a}$ ，扩建后预计现状稳定油量约为 $155 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次新增 $0.93 \times 10^4 \text{t/a}$ ，仍在余量范围内，依托可行。	依托
	采出水处理	采出水依托陆梁集中处理站进行处理，该处理站始建于 2001 年，原设计规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。该站于 2013 年扩建至 $10000 \text{m}^3/\text{d}$ ，2016 年增设 1 座 $250 \text{m}^3$ 反应罐，2019 年作业区实施《陆梁油田采出水及注水系统扩建整体工程》，将陆梁集中处理站采出水处理能力由 $10000 \text{m}^3/\text{d}$ 扩建至 $20000 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际日处理采出水量约 $19370 \text{m}^3/\text{d}$ ，本次新增最大采出水量约 $30 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。	依托
	伴生气处理	伴生气依托陆梁集中处理站伴生气处理系统进行处理，设计能力 15 万方/天，目前处理量约 8 万方/天，本次日产气量最大为 $0.23 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。	依托
	油泥处理	油泥属于危险废物，经收集后委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处理，设计处理能力为 52 万 t/a。5 口采油井全部投产后预计油泥最大产生量为 2.0t/a，占比较小，在克拉玛依博达环保科技有限公司处理能力范围内，依托可行。	依托
	生活垃圾处理	施工期不单独设置营地，依托陆梁公寓，生活垃圾经收集后拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。填埋场设计总库容为 77 万 $\text{m}^3$ ，服务年限为 2018 年至 2030 年。目前仍有较大容量，整个钻井期生活垃圾量约为 3.0t，产生量较少，依托可行。	依托
	生活污水处理	施工期不单独设置营地，生活污水依托陆梁公寓一体化污水处理系统进行处理，处理工艺为“调节+接触氧化+斜管沉淀+二氧化氯消毒”，设计处理能力为 $350 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量约为 $100 \text{m}^3/\text{d}$ ，仍有较大的余量，施工期最大废水产生量约为 $1.92 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托可行。	依托

## ②环境影响分析

本次评价引用《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程环境影响报告书》评价结论对地面工程建设环境影响进行回顾，现分述如下：

### 1) 大气影响评价结论

※施工期废气：施工过程中使用满足《普通柴油》（GB252-2015）标准现阶段要求的柴油，定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

※运营期废气：经预测运营期无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度  $146.0\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 55m，对周围环境空气的贡献值较小，最大占标率为 7.30%。根据类比区域集输过程无组织挥发的非甲烷总烃浓度均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控点浓度限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求，不会对周围环境产生不利影响。生产工艺中采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放，挥发物较少，无组织烃类可达标排放。

综上所述，施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

## 2) 水环境影响评价结论

※施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。施工期井场不单独设置施工营地，施工人员生活污水均依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理，达标《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

※运营期废水：采出水及井下作业废水送至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于油田注水。运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

※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原油渗漏污染地下水，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。

## 3) 声环境影响评价结论

钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场机械正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业

企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类区标准(昼间 60dB(A), 夜间 50dB(A))。根据现场调查评价范围内没有居民区, LUHW2744 井场西南侧的陆梁公寓离项目区约 485m, 不会产生噪声扰民现象, 对局部环境的影响是暂时的, 钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响, 因此必须要做好劳动防护措施。

#### 4) 固体废物环境影响评价结论

##### ※施工期固体废物

钻井采用“泥浆不落地技术”, 钻井泥浆循环使用, 完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑进入储罐贮存, 委托第三方处理后综合利用。

施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上, 并实施压实平整水土保持措施, 不产生集中弃土。施工期生活垃圾集中收集后, 定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场卫生填埋, 不会对周围环境产生影响。

##### ※运营期固体废物

根据《国家危险废物名录》(2021 年版)和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号), 油田生产运营过程中产生的井下作业废液、落地原油、含油污泥等危险废物作为废矿物油类, 交由具备相应危险废物处置资质的单位负责转运、接收、无害化处理, 不会对区域环境造成不利影响。

#### 5) 生态环境影响评价结论

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》、《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4 号), 《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》所在区域属于水土流失重点治理区。临时占地面积为 6.10hm<sup>2</sup>, 永久占地面积为 0.78hm<sup>2</sup>。油田开发过程中, 施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离, 临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。企业应严格根据《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)、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ 651-2013)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)对项目区进行针对性防沙治沙

治理、生态恢复治理。

#### 6) 环境风险评价结论

《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、火灾及爆炸等类型。经过风险分析和评价，须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

#### ③污染物产生排放情况

《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》污染物产排情况见表 3.4-4。

表 3.4-4 《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》污染物产排情况一览表

类别	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采油及集输	无组织挥发	烃类	3.72t/a	3.72t/a	大气环境
废水	井场	井下作业废水	COD、石油类	67.8m <sup>3</sup> /a	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至是陆梁集中处理站
		采出水		1.09×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	0	经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注藏
固体废物	井场	压裂返排液		766.05m <sup>3</sup> /a	0	井下作业采用带罐作业，将作业产生的废液收集后拉运至陆梁集中处理站修井废液池内，上层原油回收进入陆梁集中处理站原油处理系统，中层废水通过泵打回陆梁集中处理站污水处理系统，其处理后回注油藏，池内底泥委托有危废处置资质的单位进行处置
		洗井废液		127.95t/a	0	
	依托联合站	油泥（砂）		2.0t/a	0	交由有危废处置资质的单位回收、处置
	井场事故状态下	落地油		0.5t/a	0	井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至陆梁集中处理站暂存，定期委托有资质单位处置



续表 3.4-4 《陆 9 井区呼图壁河组油藏 2022 年水平井开发工程》污染物产排情况一览表

类别	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
固体废物	井场		废机油	0.1t/a	0	委托有资质单位处置
	井场		清管渣	0.2t/a	0	委托有资质单位处置
噪声	井场		机泵	/	80~90	声环境
			井下作业（压裂、修井等）	/	80~95	声环境

### 3.4.2 石南 21 井区在建地面工程建设影响分析

石南 21 井区正在建设的地面工程为《陆梁油田作业区 Y1128、SN6221 补钻注水井地面工程》，目前尚未完工。

本次评价引用该工程环境影响报告书中的评价内容和评价结论对其建设环境影响进行分析，具体如下：

#### (1) 建设内容

拟在陆梁油田作业区部署 2 口注水井，合计钻井进尺为 4950m。新建 2 座注水井场、单井注水管线 1.7km，并配套建设供配电、给排水、物联网等工程。工程组成详见表 3.4-5。

表 3.4-5 《陆梁油田作业区 Y1128、SN6221 补钻注水井地面工程》工程组成一览表

工程类别	名称	工程量	备注
主体工程	钻井工程	注水井 2 座	新钻 6 口注水井，合计钻井进尺 4950m
	注水系统	注水井场 2 座	2 座注水井口装置，井口设保温盒，压力表置于保温盒内
		恒流配水装置 2 座	新建 16MPa 恒流配水装置 1 座，20MPa 恒流配水装置 1 座
		单井注水管线 1.7km	DN50 PN16MPa 注水单井管线 0.9km，DN50 PN20MPa 注水单井管线 0.8km，注水管线采用塑料合金复合管
公用工程	供配电	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。排水主要为洗井废水和管道试压废水，洗井废水采用储罐收集后，由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理后的采出水水质满足《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	

续表 3.4-5 《陆梁油田作业区 Y1128、SN6221 补钻注水井地面工程》工程组成一览表

工程类别	名称	工程量	备注
公用工程	物联网		新增注水井依托已建配水管汇内的单井注水流量和压力检测仪表，其信号接入已建计量站 RTU 并做好接线调试组态
依托工程	洗井废水		依托陆梁集中处理站采出水处理系统处理
环保措施	防渗膜铺装		修井及井下作业过程铺设防渗膜
	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。

## (2) 环境影响分析

本次评价引用《陆梁油田作业区 Y1128、SN6221 补钻注水井地面工程环境影响报告书》评价结论对地面工程建设环境影响进行分析，现分述如下：

### ①生态环境

《陆梁油田作业区 Y1128、SN6221 补钻注水井地面工程》对生态环境的影响主要表现在工程占地，总占地面积为 2.81hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.13hm<sup>2</sup>，临时占地 2.68hm<sup>2</sup>。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、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于油田开发的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，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，该工程对野生动物的影响较小。因此总体上看该工程的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；运营期无废气产生。因此该工程实施后不会对周围环境产生明显影响。

### ③水环境

废水主要为管道试压废水和生活污水。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。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。

#### ④噪声

施工期的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下作业产生的噪声以及罐车的交通噪声，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（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。该工程地处荒漠地区，周边无人群居住等声敏感目标，该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、建筑垃圾、废机油、沾油废物及生活垃圾，钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后进行综合利用；沾油废物、废润滑油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；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，定期清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场填埋处置。运营期固体废物主要为废洗井液，由罐车拉运至陆梁油田作业区修井废液池沉淀后，由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。固体废物均得到妥善处置，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置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

《陆梁油田作业区 Y1128、SN6221 补钻注水井地面工程》涉及的危险物质为施工期的柴油，风险潜势为 I，该工程可能发生的风险事故类型主要包括柴油储罐泄漏事故风险。柴油泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实该工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；该工程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，该工程环境风险程度属于可以防控的。

## 3.5 存在环境问题及整改措施

### (1) 现有工程存在的环境问题

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，现有工程站场也已平整，进行了砾石铺垫等硬化处理，管线等临时工程，施工场地已进行清理平整，植被正在自然恢复，无遗留的环境问题。目前现有工程存在的环境问题为井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

### (2) 整改措施

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。

## 4 建设项目工程分析

### 4.1 建设项目概况

#### (1) 项目名称

陆梁油田作业区 2022 年采油井更新补钻地面工程。

#### (2) 项目性质

改扩建。

#### (3) 建设地点

本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，LU2011 井西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 136.4km，西距玛纳斯湖约 56.9km，东南距陆梁集中处理站约 3.2km。SNHW6523A 井西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 151.8km，西北距玛纳斯湖约 60.4km，西南距石南 21 集中处理站约 2.5km。区域位置见图 4.1-1，与新疆油田“一张图”的相对位置关系见图 4.1-2。

#### (4) 生产计划和劳动定员

年运行时间 8400h，建成后由陆梁油田作业区负责运行管理，不新增劳动定员。

#### (5) 工程投资

工程总投资 1557.51 万元，环保投资约 163.72 万元，占总投资的 10.51%。

#### (6) 建设内容

本次拟在陆 9 井区和石南 21 井区分别部署 1 口采油井，合计钻井进尺为 3950m，新建原油产能  $0.36 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建采油井场 2 座、单井采油管线 1.38km，配套供配电、给排水、仪表自动化等工程。

。

图 4.1-1 区域位置示意图

图 4.1-2 项目与新疆油田“一张图”的位置关系

## 4.2 建设内容

### 4.2.1 主体工程

#### (1) 钻井工程

##### ① 钻井设计

本次新钻 2 口采油井，设 2 个单井井场。井身结构均为两开设计，钻井总进尺 3950m，单井钻井期 16 天。新钻井井号及坐标见表 4.2-1。

表 4.2-1 新钻井井号及井口坐标

区块	井号	井位坐标		钻井进尺 (m)	开采层位	井型
		大地坐标 (国家 2000)	经纬度坐标			
陆 9 井区	LU2011			1250	K <sub>1</sub> h	直井
石南 21 井区	SNHW6523A			2700	J <sub>2</sub> t	水平井

##### ② 井身结构

本次新钻 2 口井，均采用二开井身结构，井身结构设计详见表 4.2-2 和表 4.2-3 及图 4.2-1。

表 4.2-2 单井井身结构设计数据表

开钻程序	钻头尺寸 (mm)	井深 (m)	套管尺寸 (mm)	固井水泥返高 (m)
一开	311.2	500	244.5	地面
二开	215.9	设计完钻井深	139.7	500

表 4.2-3 井身结构设计说明

LU2011 井			
开钻次序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	311.2	244.5	采用Φ311.2mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ244.5mm 表层套管，水泥浆返至地面，封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件
二开	215.9	139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至 1250m，下入Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆预返至井深 500m
SNHW6523A 井			
开钻次序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	311.2	244.5	采用Φ311.2mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ244.5mm 表



			层套管，水泥浆返至地面，封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。
二开	215.9	139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至 2700m，下入Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆预返至井深 500m
LU2011 井井身结构示意图		SNHW6523A 井井身结构示意图	

图 4.2-1 井身结构示意图

### ③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。

### ④钻井液体系

钻井液采用水基非磺化钻井液，一开采用坂土—CMC，二开采用聚合物钻井液体系，主要成分为坂土、Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>、CMC-MV、重晶石、NaOH、MAN101、MAN104、复配胺盐、SMP-1 胶、润滑剂、QCX-1、WC-1、消泡剂+堵漏剂等。单井钻井液用量为 300m<sup>3</sup>，2 口井合计用量为 600m<sup>3</sup>。（注：钻井液配比由西部钻探工程技术研究院提供，西部钻探工程技术研究院设计配比的钻井液在确保满足钻井液设计标准、钻井液性能稳定的前提下，尽可能采用环境友好的钻井液材料，以保证水基钻井液的环境友好性，由于钻井液中各物质配比涉及商业机密，故不提供详

细数据)。

### ⑤固井方案

固井采用下套管和注水泥相结合的工艺，一开采用内管注固工艺，二开采用单级固井工艺，注入固化材料为水泥浆，水泥强度为 G 级，详见表 4.2-4。

表 4.2-4 固井方案一览表

套管次序	套管尺寸 (mm)	水泥封固井段 (m)	水泥浆返高 (m)	水泥类型	备注
表层套管	244.5	0~500	地面	G 级	内管注
技术套管	139.7	~设计完钻井深	500	G 级	单级固井

### ⑥钻井井场平面布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、发电房、钻井液不落地系统和应急放喷池，井场平面布置如图 4.2-2 所示。

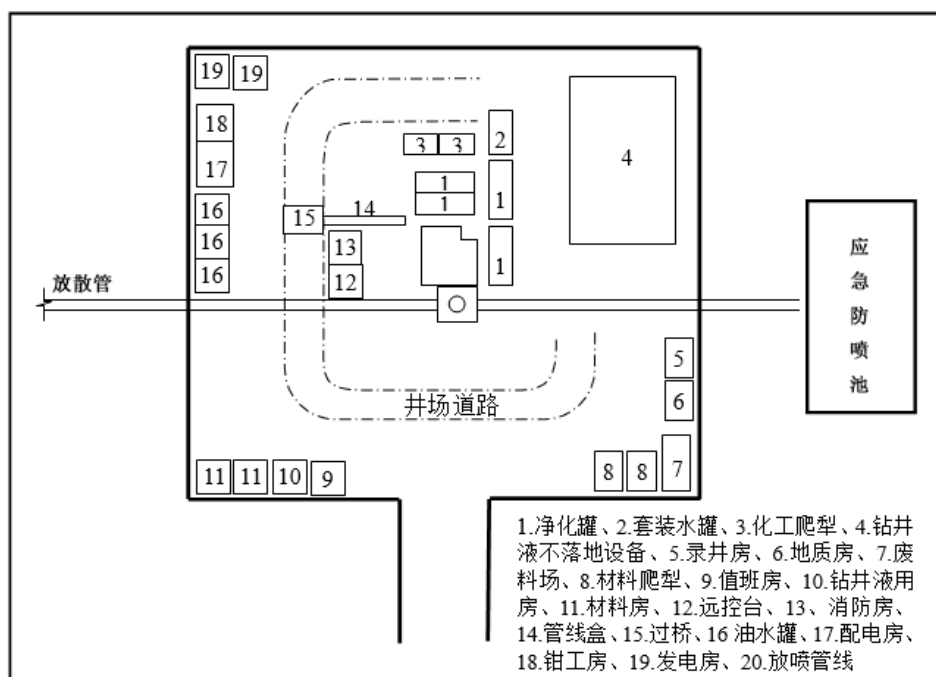


图 4.2-2 钻井期井场平面布置示意图

### ⑦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。

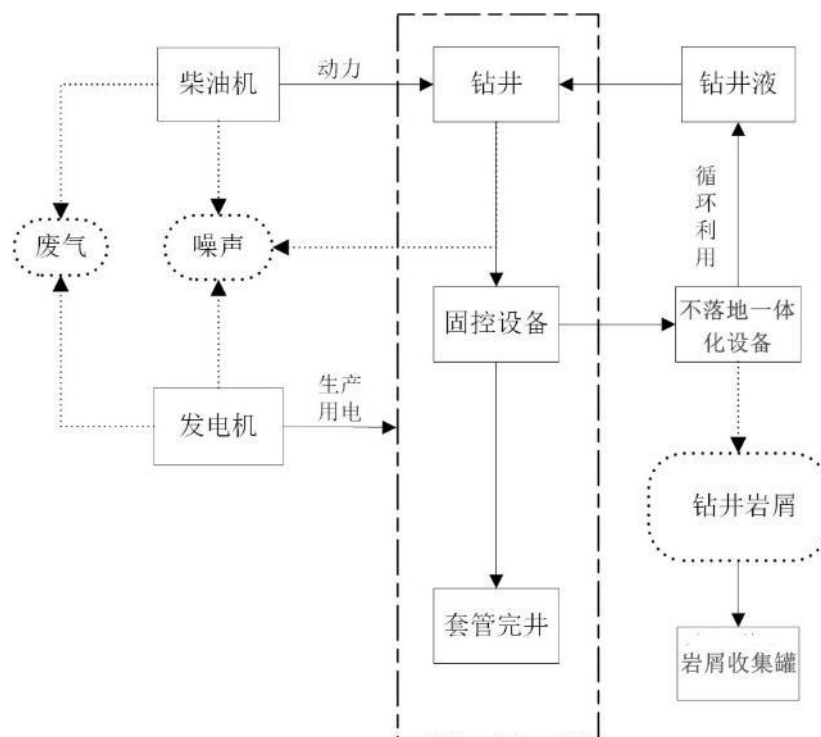


图 4.2-3 钻井工艺流程示意图

## (2) 采油工程

### ①采油工艺

LU2011 井采用 10 型游梁式抽油机采油；SNHW6523A 井采用 12 型游梁式抽油机采油。

### ②采油井场

新建单井采油井场 2 座。新建采油井口装置 2 座，其中 LU2011 井采用 10 型节能抽油机，配套电机功率 22kW，井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内；井口还设置有清蜡和除砂接口，以及安全标志牌。SNHW6523A 井采用 12 型节能抽油机，配套电机功率 30kW，井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内；井场内设置 10kW 电加热器，加热采出液。井口还设置有清蜡和除砂接口，以及安全标志牌。

## (3) 集输工程

### ①集输工艺

本项目油气全部密闭集输，采用“井口→计量站→集中处理站”的三级布站工艺。

单井采出物经单井管线集输至计量站，在计量站计量后，管输至集中处理站。集输工艺见图 4.2-4。

图 4.2-4 油气集输工艺流程示意图

### ②集输管线

新建单井采油管线采用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），长度 1.38km，其中新建 LU2011 井至利旧已建 LUHW2439 井单井采油管线搭接点管线 0.18km（LUHW2439 井已停产关井，LU2011 采出液从井口通过新建单井采油管线输至已建 LUHW2439 井单井采油管线搭接点后，通过 LUHW2439 已建单井采油管线管输至陆 9 井区 21#计量站），新建 SNHW6523A 井至石南 21 井区 37#计量站单井采油 1.2km，管线埋地保温敷设，保温采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底标高-1.7m。

### ③各井进站情况

各井进站情况见表 4.2-5 和图 4.2-5 和图 4.2-6。

表 4.2-5 各井进站情况一览表

站号	空头数	计量站压力(MPa)	日输送液量(t/d)	含水(%)	日输油量(t/d)	备注
陆 9 井区 已建 21#计 量站	1	1.22	312	95.3	45.8	新建 LU2011 井搭接已 建 LUHW2439 井（已关 井）单井采油管线进入 陆 9 井区 21#计量站
石南 21 井 区已建 37# 计量站	5	1.10	31.4	94	1.6	

## 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，主要用电设施为采油井，用电负荷等级为二级。供电电源：LU2011 井新建 10kV 架空线 0.5km，接自己建 10kV 陆 12 井二线，线径 JL/G1A-95/20，架设至 LU2011 井；SNHW6523A 井部分新建 10kV 架空线 0.5km，接自己建 10kV 石碳井线，线径 JL/G1A-95/20，架设至 SNHW6523A。采油井采用单变带单井的配电方式。新建 50kVA 杆架式变电站 1 座，80kVA 杆架式变电站 1 座，变压器采用 SM-13 型。

### (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。

排水主要为洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、管道试压废水和生活污水，LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，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) 仪表自动化

新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至陆梁作业区生产监控平台进行集中监控、管理。

### (4) 道路

新建井场入场道路 94m，路面宽 6.5m，采用砂石路面，与已建道路连接，其中 LU2011 井新建井场入场道路 60m，SNHW6523A 井新建井场入场道路 34m。

#### 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、沾油废防渗膜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 LU2011 井产生的洗井废水处理依托陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水依托石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井产生的井下作业废液存储依托陆梁油田作业区废水处置池，处理依托陆梁集中处理站采出水处理系统。

#### 4.2.4 环保工程

单井井场设置 1 座放喷池、1 座防渗池；钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置；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 4.2-6。

图 4.2-5 LU2011 井进站及单井采油管网敷设示意图

图 4.2-6 SNHW6523A 井进站及单井采油管网敷设示意图



表 4.2-6 工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	钻井工程	采油井	2 座	新钻 2 口采油井，其中 LU2011 为两开直井、SNHW6523A 井为两开水平井，合计钻井进尺 3950m
	采油工程	采油井场	2 座	新建采油井口装置 2 座，其中 LU2011 井采用 10 型节能抽油机，配套电机功率 22kW，井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内；SNHW6523A 井采用 12 型节能抽油机，配套电机功率 30kW，井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内；井场内设置 10kW 电加热器，加热采出液。
	集输工程	单井采油管线	1.38km	DN50 2.5MPa 单井采油管线 1.38km，采用柔性复合管（II 型），其中新建 LU2011 井至利旧已建 LUHW2439 井单井采油管线搭接点管线 0.18km，新建 SNHW6523A 井至石南 21 井区 37#计量站单井采油 1.2km，管线埋地保温敷设，保温采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底标高-1.7m。
公用工程	供配电		施工期用电由柴油发电机提供；新增电力负荷电压等级为 0.38/0.22kV，主要用电设施为采油井，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，新建 10kV 架空线路 1km，新建 50kVA 杆架式变电站 1 座，80kVA 杆架式变电站 1 座	
	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。排水主要为洗井废水、井下作业废液、管道试压废水和生活污水，LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，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	
	仪表自动化		新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至陆梁作业区生产监控平台进行集中监控、管理	
	井场入场道路		新建井场入场道路 94m，路面宽 6.5m，采用砂石路面，与已建道路连接，其中 LU2011 井新建井场入场道路 60m，SNHW6523A 井新建井场入场道路 34m	

依托工程	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、沾油废防渗膜和沾油废物	依托相应危险废物处置资质的单位进行处置	
依托工程	洗井废水	LU2011 井产生的洗井废水处理依托陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水处理依托石南 21 集中处理站采出水处理系统处理	
	井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）	LU2011 井和 SNHW6523A 井产生的井下作业废液存储依托陆梁油田作业区废水处置池，处理依托陆梁集中处理站采出水处理系统	
环保工程	施工期	放喷池	共设 2 座，底部铺设 HDPE 防渗膜
		防渗池	共设 2 座，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，暂存钻井期生活污水
		钻井井场关键区域铺设防渗膜	井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、井口方罐、采出液方罐和岩屑方罐处采用 HDPE 防渗膜进行防渗，其防渗系数不低于 $1 \times 10^{-10}$ cm/s。
		岩屑处置系统	钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置
	运营期	防渗膜	井下作业及修井作业过程中井口设置收集罐，修井及井下作业过程铺设防渗膜

#### 4.2.6 施工组织

施工期包括钻井期和地面工程建设两个时段，钻井期单井施工人员为 35 人，单井钻井周期为 16 天，单井井场设 1 座生活营地，共计设 2 座生活营地；地面工程整体建设周期约 2 个月，施工人员约 20 人，地面工程建设阶段不设生活营地，施工人员食宿在陆梁生活公寓。

#### 4.2.7 产能方案

本次共部署 2 口采油井，新建原油产能  $0.36 \times 10^4$  t/a，其中 LU2011 井新建产能  $0.12 \times 10^4$  t/a，SNHW6523A 井新建产能  $0.24 \times 10^4$  t/a，开发生产指标预测见表 4.2-7 和表 4.2-8。

表 4.2-7 LU2011 井开发指标预测一览表

年	井口数	年产油 ( $10^4$ t)	年产液 ( $10^4$ t)	年产气 ( $10^4$ m <sup>3</sup> )	含水率 (%)	汽油比 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
第 1 年	1	0.04	0.06	2.31	33.33	50
第 2 年	1	0.12	0.2	6.92	40.00	50
第 3 年	1	0.11	0.24	6.34	54.17	50
第 4 年	1	0.1	0.28	5.77	64.29	50

第 5 年	1	0.09	0.32	5.19	71.88	50
第 6 年	1	0.09	0.39	5.19	76.92	50
第 7 年	1	0.08	0.42	4.61	80.95	50

续表 4.2-7 LU2011 井开发指标预测一览表

年	井口数	年产油 (10 <sup>4</sup> t)	年产液 (10 <sup>4</sup> t)	年产气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	含水率 (%)	汽油比 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
第 8 年	1	0.07	0.45	4.04	84.44	50
第 9 年	1	0.07	0.55	4.04	87.27	50
第 10 年	1	0.05	0.45	2.88	88.89	50
第 11 年	1	0.06	0.63	3.46	90.48	50
第 12 年	1	0.04	0.48	2.31	91.67	50
第 13 年	1	0.05	0.69	2.88	92.75	50
第 14 年	1	0.04	0.64	2.31	93.75	50
第 15 年	1	0.04	0.74	2.31	94.59	50

表 4.2-8 SNHW6523A 井开发指标预测一览表

年	井口数	年产油 (10 <sup>4</sup> t)	年产液 (10 <sup>4</sup> t)	年产气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	含水率 (%)	汽油比 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
第 1 年	1	0.07	0.073	10.11	4.11	123.0
第 2 年	1	0.24	0.253	33.80	5.14	120.0
第 3 年	1	0.22	0.24	30.99	8.33	120.0
第 4 年	1	0.19	0.22	26.65	13.64	119.5
第 5 年	1	0.18	0.22	25.25	18.18	119.5
第 6 年	1	0.15	0.20	21.02	25.00	119.4
第 7 年	1	0.15	0.22	21.23	31.82	120.6
第 8 年	1	0.12	0.20	17.00	40.00	120.7
第 9 年	1	0.12	0.24	17.13	50.00	121.6
第 10 年	1	0.1	0.24	13.94	58.33	118.8
第 11 年	1	0.1	0.29	14.00	65.52	119.3
第 12 年	1	0.08	0.28	11.07	71.43	117.9
第 13 年	1	0.07	0.29	9.90	75.86	120.5
第 14 年	1	0.07	0.37	9.91	81.08	120.6
第 15 年	1	0.06	0.43	8.17	86.05	116.0

### 4.3 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

### 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、井场入场道路及井场建设、供电线架设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、井场入场道路及井场建设、供电线架设等施工活动中产生的扬尘、柴油机、发电机组燃烧烟气以及施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为生活污水和管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废机油、沾油废防渗膜和沾油废物。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，施工扬尘，施工机械及施工车辆尾气。

##### 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，2 口井柴油消耗总量为 64t。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> 0.143t、NO<sub>x</sub> 0.187t、总烃 0.136t。

##### 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>，2 口井用水共 22m<sup>3</sup>，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 18m<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。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时储集池内，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。

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 80~105dB (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、沾油废物和废防渗膜。

#### 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，具体详见下表。

表 4.3-1 岩屑产生量一览表

井号	钻井岩屑产生量体积 (m <sup>3</sup> )
LU2011	65
SNHW6523A	119
合计	184

#### 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 2 座井场生活垃圾产生总量约为 0.6t，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，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

### 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井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 0.1t。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置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，参照新疆油田其他井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，整个施工期的产生量共计 0.2t。沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 其他废物，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置资质的单位进行回收处置。

### ⑥沾油废防渗膜

钻井结束对场地进行清理时会产生废防渗膜。沾油的废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。根据建设单位提供的经验数据，废防渗材料产生量约 0.03t/井次，则本项目施工期沾油废防渗膜产生量为 0.06t。

施工期固体废物产生、处置及防止措施情况具体如下：

表 4.3-2 施工期固体废物产生及排放一览表

序号	名称	产生量	属性	排放量	排放去向
1	水基钻井岩屑	184m <sup>3</sup>	一般工业固废，代码：900-999-99	0	交由岩屑处置单位处理
2	生活垃圾	0.6t	/	0	陆梁作业区生活垃圾填埋场
3	建筑垃圾	少量	/	0	当地建筑垃圾填埋场
4	废机油	0.1t	HW08 类，危险废物，危废代码：900-214-08	0	交由具有危废处置资质的单位处置
5	沾油废物	0.2t	HW08 类，危险废物，危废代码：900-249-08	0	交由具有危废处置资质的单位处置
6	沾油废防渗膜	0.06t	HW08 类，危险废物，危废代码：900-249-08	0	交由具有危废处置资质的单位处置

#### (5) 生态影响因素

##### ① 占地面积

总占地面积为 34754m<sup>2</sup>，其中永久占地 2041m<sup>2</sup>，临时占地 32713m<sup>2</sup>，详见表 4.3-3。

表 4.3-3 占地概况一览表

序号	工程类别	占地面积 (m <sup>2</sup> )	占地性质		备注
			永久征地 (m <sup>2</sup> )	临时占地 (m <sup>2</sup> )	
1	LU2011井场	6375	625	5750	钻井井场面积为85×75m <sup>2</sup> 采油井场面积为25×25m <sup>2</sup>
	SNHW6523A井场	9600	625	8975	钻井井场面积为120×80m <sup>2</sup> 采油井场面积为25×25m <sup>2</sup>
2	单井采油管线	13800	0	13800	管道敷设长度为1.38km，施工作业带宽度为10m
3	井场进场道路	799	611	188	LU2011井入场道路60×6.5m <sup>2</sup> ， SNHW6523A井入场道路34×6.5m <sup>2</sup>
4	输电线路区	4180	180	4000	新建10kV架空线路1km，临时作业宽度约为4m
5	合计	34754	2041	32713	/

##### ② 土石方平衡

本项目土石方开挖主要为单井采油管线敷设过程，单井采油管线作业带宽 10m，采用埋地敷设方式，管底埋深-1.7m，管沟沟底宽度一般为管外径加 0.5m，管沟边坡比为 1:0.75。管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，多余土方敷设于管线上

方作为管廊，无弃方产生。

本次新建井场入场道路 94m，砂石路面。道路挖方量 724m<sup>3</sup>，填方量 1880m<sup>3</sup>，需借方 1156m<sup>3</sup>，借方为砂石料，外购拉运项目区。

土石方平衡见表 4.3-4。

表 4.3-4 土石方平衡表

工程类别	体积	长度	管径	挖方量	填方量	土石方平衡	备注
单井采油管线	2.7m <sup>3</sup>	1.38km	DN50	4278m <sup>3</sup>	4278m <sup>3</sup>	0	多余土方敷设在管线上方作为管廊，无弃方产生
井场入场道路	/	94m	/	724m <sup>3</sup>	1800m <sup>3</sup>	-1156m <sup>3</sup>	借方为砂石料，外购拉运项目区，用作路面敷设

#### 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体现在油气集输过程中产生的无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业过程中产生的洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）；噪声源主要为井下作业及井下作业废水运输车辆；固体废物主要为沾油废物。

##### (1) 废气

运营期无组织废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部位产生的油气挥发废气，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：

$D_{\text{设备}}$ ：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；

$\alpha$ —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点  $i$  的物料中挥发性有机物平均质量分数，（单井扣除采出液含水率，LU2011 井取 76.36%，SNHW6523A 井取 42.30%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点  $i$  的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（单井扣除采出液



含水率，LU2011 井取 76.36%，SNHW6523A 井取 42.30%）；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点  $i$  的总有机碳 (TOC) 排放速率 (泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$ )，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 8400h。

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 4.3-5。

表 4.3-5 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		$e_{\text{TOC}}$ (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
LU2011 井井场	阀门	0.064	5	0.0081
	法兰	0.085	10	0.0214
	连接件	0.028	60	0.0423
小计	/	/	/	0.0718

续表 4.3-5 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		$e_{\text{TOC}}$ (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
SNHW6523A 井井场	阀门	0.064	5	0.0081
	法兰	0.085	10	0.0214
	连接件	0.028	60	0.0423
小计	/	/	/	0.0718
2 座合计	/	/	/	0.1436

## (2) 废水

### ①洗井废水

洗井废水产生量参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 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。具体产生量见 4.3-6。

表 4.3-6 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液 (水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油	所有	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0

	井洗井作业	规模	化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
			石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

陆 9 井区和石南 21 井区为低渗透区，井下作业每年 1 次。采用表 4.3-6 低渗透油井洗井作业产污系数计算运营期洗井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 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	54.26
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.07
石油类	6122g/井次-产品	0.01

LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

### ②井下作业废液

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。

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液，上述物质的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 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，井下作业每 1 年 1 次，具体产污系数及产生量见表 4.3-8。

表 4.3-8 井下作业废液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
压裂返排液	153.21m <sup>3</sup> /井	306.42m <sup>3</sup> /a
酸化返排液	150.49m <sup>3</sup> /井	300.98m <sup>3</sup> /a
废洗井液	25.29t/井	50.58t/a

LU2011 井和 SNHW6523A 井产生的压裂返排液、酸化返排液及废洗井液集中收集后均由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池中，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。

### (3) 噪声

噪声主要包括井下作业噪声和巡检车辆噪声等，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	噪声源位置	声功率级[dB(A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施	运行时段
井下作业	采油井场	80~95	间歇	机械	机泵等设备加润滑油和减振垫	运营期

#### (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。运营期固体废物主要为采油井场日常巡检、检修过程中产生的沾油废棉纱和大布等沾油废物，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），根据作业区采油井场实际产生情况估算，其单井产生量约 0.07t/a，则本项目运营期沾油废物产生量约为 0.14t/a。

#### (5) 污染物排放汇总

运营期污染物产生及排放情况见表 4.3-10。

表 4.3-10 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源		污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输无组织挥发		非甲烷总烃	0.1436t/a	0.1436t/a	环境空气
废水	洗井废水		废水量	54.26t/a	0	处理达标后回注油藏
			化学需氧量	0.07t/a	0	
			石油类	0.01t/a	0	
	井下作业废液	压裂返排液	石油类	306.42m <sup>3</sup> /a	0	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池中，由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理
		酸化返排液	石油类	300.98m <sup>3</sup> /a	0	
	废洗井液	石油类	50.58t/a	0		
噪声	井下作业及巡检车辆		连续等效 A 声级	采取基础减震等消声降噪措施		
固体废物	沾油废棉纱和大布		石油类	0.14t/a	0	交由具有危废处置资质的单位进行接收、转运和处置

### 4.3.3 事故状态环境影响因素分析

本项目开发建设可能出现的事故主要有井喷、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钻井过程或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，导致钻井液或修井液漏入地层。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，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油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，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

### 4.3.4 污染物排放量汇总

本项目实施后，陆 9 井区及石南 21 井区污染源包括现有工程、在建工程和本次拟建工程，结合前文 3.3、3.4 章节和 4.3.2 章节分析可知，陆 9 井区污染物排放情况汇总如表 4.3-11 所示，石南 21 井区污染物排放情况汇总如表 4.3-12 所示。

表 4.3-11 陆 9 井区本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源		污染物名称	现有工程 排放量	在建工程 排放量	拟建工程 排放量	总排放量
废气	有组织排放		氮氧化物	23.09t/a	0	0	23.09t/a
	无组织排放		非甲烷总烃	69.64t/a	3.72t/a	0.0718t/a	73.4318t/a
废水	洗井废水		石油类、COD	0	0	0	0
	井下 作业 废液	压裂返排液	石油类	0	0	0	0
		酸化返排液	石油类	0	0	0	0
		废洗井液	石油类	0	0	0	0
噪声	井场		连续等 效 A 声级	机泵 80~90dB (A)	80~90dB (A)	80~90dB (A)	80~90dB (A)
			井下作业 (压裂、修 井等)	80~95 dB (A)	80~95dB (A)	80~95dB (A)	80~95dB (A)

固体 废物	含油污泥	石油类	0	0	/	0
	废机油	石油类	0	0	/	0
	清管废渣	石油类	0	0	/	0
	沾油废物	石油类	0	0	0	0

表 4.3-12 石南 21 井区本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源		污染物名称	现有工程 排放量	拟建工程 排放量	总排放量
废气	无组织排放		非甲烷总烃	16.48t/a	0.0718t/a	16.5518t/a
废水	洗井废水		石油类、COD	0	0	0
	井下 作业 废液	压裂返排液	石油类	0	0	0
		酸化返排液	石油类	0	0	0
		废洗井液	石油类	0	0	0
噪声	井场	连续等 效 A 声级	机泵	80~90dB (A)	80~90dB (A)	80~90dB (A)
			井下作业（压 裂、修井等）	80~95 dB (A)	80~95dB (A)	80~95dB (A)
固体 废物	含油污泥		石油类	0	/	0
	废机油		石油类	0	/	0
	清管废渣		石油类	0	/	0
	沾油废物		石油类	0	0	0

#### 4.4 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为  $\text{NO}_x$ 、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中相关标准后，回注油藏，不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无氮氧化物排放，非甲烷总烃为无组织排放，无有组织非甲烷总烃排放，故不设总量控制指标。

## 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。

### 4.5.1 作业区清洁生产审核概况

陆 9 井区归属陆梁油田作业区管辖，作业区于 2009 年开展了第一轮清洁生产审核，2011 年 12 月 6 日通过验收（新环估清验〔2011〕010 号）。本轮清洁生产审核共提出 7 项无低费方案、2 项中高费方案，均得以实施，实现了首轮清洁生产审核的预期目标；第二轮清洁生产审核于 2010 年开始，2014 年 6 月通过验收（新环函〔2014〕495 号）。本轮清洁生产审核共提出并实施了 3 项无低费方案、4 项中高费方案，实现了本轮清洁生产审核的预期目标。

第三轮清洁生产于 2018 年 11 月开始，提出了 10 项无低费方案，主要包括光杆防脱、废油管利旧、井下作业方案优化、电网运行优化、科学关停井等方面；5 个中高费方案，主要包括作业区燃气压缩机改造、卸油台改造、井下作业废水处理和原油稳定改造等工程。各方案实施后，可进一步减少作业区在生产过程中的能耗、物耗，降低污染物的排放水平，使得作业区清洁生产水平持续提高。

### 4.5.2 作业区清洁生产水平评价结论

根据《中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区清洁生产审核报告（2019 年）》清洁生产水平分析结论，本轮评价结合《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于开展油气田企业绿色矿山创建工作的通知》中的相关要求，对陆梁作业区进行了综合客观的分析评定。

评价结论表明，陆梁油田作业区第三轮清洁生产审核定量指标得分 89.5，定性指标得分 93 分，综合评价指数得分 90.9 分，属于清洁生产先进企业。

#### 4.5.3 本项目清洁生产水平分析

本项目钻井采用先进的钻井工艺，采用先进的钻井液不落地设备，可实现钻井液的高效循环利用，钻井岩屑进专用罐，最终交由岩屑处置单位处置后综合利用，钻井过程中的清洁生产水平较高；项目建设成后即交由陆梁油田作业区运营，继续执行作业区相关清洁生产要求，实现持续清洁生产。在项目开发的各阶段，应严格落实各项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）；制定合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少钻井、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，从源头上减少了污染物的排放。

综上所述，本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求，项目实施后，陆梁油田作业区仍为清洁生产先进企业。

## 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  $3.06 \times 10^4 \text{km}^2$ 。LU2011 井西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 136.4km，西距玛纳斯湖约 56.9km，东南距陆梁集中处理站约 3.2km。SNHW6523A 井西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 151.8km，西北距玛纳斯湖约 60.4km，西南距石南 21 集中处理站约 2.5km，地理位置见图 5.1-1。

图 5.1-1 地理位置示意图



### 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
主导风及频率	冬季	%	NE/15
	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 460~515m。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 15~30m，沙梁宽度一般 20~100m 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、阿尔泰地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地，盆地在此时初步形成，并成为单独的一个构造单元。后来盆地发生了隆起，海水退出，气候变得干燥，仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区，继续进行着沉积作用，其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区，大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。喜马拉雅运动，尤其是晚第三纪末的垂直上升运动，使盆地周围在中生代还是隆起平原或丘陵的地区再度上升，形成现代天山和阿尔泰山山系，山前拗陷带中的中生代地带随之褶皱隆起，形成与山系大致平行的背向斜构造。

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洪积平原，因此区内水文地质条件相对复杂。

玛纳斯湖是区内浅层地下水的排泄基准面，从区域上分析，注入玛纳斯湖的地表水系主要有玛纳斯河、和布克尔河。发育于天山山脉北麓的玛纳斯河汇集了玛纳斯河、安集海河、金沟河、塔西河、呼图壁河，这些河流由南向北径流，在泉水地—莫索湾地区转向西径流，而在小拐地区汇合后折向北流入玛纳斯湖地区。这些河流径流方向的改变，主要是由于地质历史条件的改变引起的，即地质构造作用和玛纳斯湖沉积中心的不断变迁引起的。同时，随着人类活动的加强，以玛

纳斯河为主的南部河流的地表径流量在不断减少，输送到河流下游的地表径流日益减少，使河流下游的河床干枯裸露，因而在莫索湾一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。

在陆梁油田的西侧、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陆梁油田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东南向西北方向潜流，最终流向玛纳斯湖，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，地下水补给总体上来源匮乏，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，地下水化学类型水为  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$  或  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$  型，矿化度在 3~10g/L 左右。

图 5.1-2 区域水文地质图

## 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，保护目标为陆梁油田作业区生活公寓、水土流失重点预防区、梭梭和白梭梭。

### (1) 陆梁油田作业区生活公寓

陆梁油田作业区生活公寓占地面积  $15.58 \times 10^4 \text{m}^2$ ，建筑面积  $12191.11 \text{m}^2$ ，为陆梁油田作业区工作人员提供食宿。陆梁油田生产管理员工共 487 人，实行两班四倒制，目前居住人数为 476 人。本项目西南距陆梁油田作业区生活公寓约 1.8km，陆梁作业区生活公寓的相对位置关系详见前文表 2.6-1 和图 2.6-1。

### (2) 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—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一绿洲产业发展区	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。

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》可知，项目区风力侵蚀模数为 1000t/km<sup>2</sup>·a。

图 5.2-1 水土保持防治分区图

### （3）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，零星分布在项目区。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 环境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一克拉玛依市 2021 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，2021 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	22	40	55	达标
PM <sub>10</sub>	年平均值	48	70	68.6	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	23	35	65.7	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.1 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	4 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	27.5	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	119	160	74.4	达标

#### (2) 特征污染物环境质量现状评价

##### ①数据来源

采用现场实测法。

监测因子：据前文天然气成分分析可知，陆 9 井区和石南 21 井区天然气中不含 H<sub>2</sub>S，故现状评价过程中，不进行 H<sub>2</sub>S 环境质量现状评价。本次大气环境质量评价特征污染物确定为 NMHC。

监测时间：2022 年\*月\*日~\*日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

监测点位：本次共布设 4 个大气环境质量现状监测点，具体坐标见表 5.3-2 和图 5.3-1 和图 5.3-2。

表 5.3-2 大气环境质量现状监测监测点坐标

点位编号	监测点位位置	经纬度坐标	
G1	项目区上风向		
G2	项目下风向		
G3	项目下风向		
G4	项目下风向		

#### ②评价标准

NMHC 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。

#### ③评价方法

采用最大占标率评价法评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

式中：P<sub>i</sub>—第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C<sub>i</sub>—某种污染物的实际监测浓度，μg/m<sup>3</sup>；

C<sub>oi</sub>—某种污染物的环境空气标准浓度，μg/m<sup>3</sup>。

#### ④评价结果

监测及评价结果见表 5.3-3。监测结果表明，项目区 NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值。

表 5.3-3 大气监测值及评价结果一览表

点位编号	监测因子	浓度范围 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大值占 标率 (%)	超标率 (%)
G1	NMHC		2000		0
G2	NMHC		2000		0
G3	NMHC		2000		0
G4	NMHC		2000		0

图 5.3-1 大气、土壤、声环境质量现状监测布点示意图 (a)

图 5.3-2 大气、土壤、声环境质量现状监测布点示意图 (b)

图 5.3-3 地下水环境质量现状监测布点示意图

### 5.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

#### (1) 数据来源

本次采用资料收集和现场实测相结合的方法，评价项目区的地下水环境质量现状，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 5.3-5 所示，点位见图 5.3-3。

表 5.3-5 地下水监测点位分布一览表

数据来源	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	含水层系
			W1	陆水 3			
陆梁油田作业区 2022 年注水井补钻地面工程环境影响报告书	新疆环疆绿源环保科技有限公司	2022 年 7 月 15 日~23 日	W2	陆水 9		项目区下游	第三系
			W3	陆水 11		项目区下游	第三系
			W4	石南 32		项目区上游	第三系
现场实测	新疆环疆绿源环保科技有限公司	2022 年*月*日~*日	W5	石南 21		项目区侧向	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、水温，共 29 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 5.3-6。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 5.3-6 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	陆水 3			陆水 9			陆水 11			石南 32			石南 21		
			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	7.5	0.33	达标	7.5	0.33	达标	7.4	0.27	达标						
2	总硬度	≤450	1000	2.22	超标	883	1.96	超标	893	1.98	超标						
3	溶解性总固体	≤1000	1730	1.73	超标	1860	1.86	超标	3000	3.0	超标						
4	耗氧量	≤3	1.25	0.42	达标	0.99	0.33	达标	1.30	0.43	达标						
5	氨氮	≤0.5	0.087	0.174	达标	0.066	0.132	达标	0.072	0.144	达标						
6	硝酸盐	≤20	14	0.7	达标	12.9	0.65	达标	2.6	0.13	达标						
7	亚硝酸盐	≤1	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标						
8	氯化物	≤250	1330	5.32	超标	1480	5.92	超标	1420	5.68	超标						
9	硫酸盐	≤250	670	2.68	超标	665	2.66	超标	630	2.52	超标						
10	氟化物	≤1	0.12	0.12	达标	0.16	0.16	达标	0.13	0.13	达标						
11	氰化物	≤0.05	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标						
12	挥发酚	≤0.002	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标						
13	六价铬	≤0.05	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标						
14	砷	≤0.01	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标						
15	镉	≤0.005	0.001L	/	达标	0.001L	/	达标	0.001L	/	达标						
16	汞	≤0.001	0.00004L	/	达标	0.00004L	/	达标	0.00004L	/	达标						
17	铅	≤0.01	0.001L	/	达标	0.001L	/	达标	0.001L	/	达标						
18	铁	≤0.3	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标						
19	锰	≤0.1	0.04	0.4	达标	0.01	0.1	达标	0.02	0.2	达标						
20	石油类	≤0.05	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标						
21	水温	/	13.4℃	/	/	14.2℃	/	/	13.6℃	/	/						
22	K <sup>+</sup>	/	4.76	/	/	4.76	/	/	4.90	/	/						

续表 5.3-6 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	陆水 3			陆水 9			陆水 11			盐水 1			盐水 3		
			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
23	Na <sup>+</sup>	/	740	/	/	588	/	/	668	/	/						
24	Ca <sup>2+</sup>	/	292	/	/	244	/	/	268	/	/						
25	Mg <sup>2+</sup>	/	77	/	/	56.2	/	/	63.7	/	/						
26	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/	0	/	/	0	/	/	0	/	/						
27	HCO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/	94.3	/	/	105	/	/	100	/	/						
28	Cl <sup>-</sup>	/	1330	/	/	1480	/	/	1420	/	/						
29	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	/	670	/	/	665	/	/	630	/	/						

注: 低于检出限的用“L”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 12 个噪声监测点，详见图 5.3-1 和图 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 5.3-7。

表 5.3-7 声环境现状监测结果 [单位: dB (A)]

点位名称	点位编号	监测值 2022 年*月*日		达标 情况	监测值 2022 年*月*日		标准值		达标 情况
		昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	
SNHW6523A	Z2			达标			60	50	达标
陆 9 井区 已建 21# 计量站	Z3			达标			60	50	达标
	Z4			达标			60	50	达标
	Z5			达标			60	50	达标
	Z6			达标			60	50	达标
石南 21 井 区已建 37#计量站	Z7			达标			60	50	达标
	Z8			达标			60	50	达标
	Z9			达标			60	50	达标
	Z10			达标			60	50	达标
单井采油 管线沿线	Z11			达标			60	50	达标
	Z12			达标			60	50	达标

由表 5.3-7 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 5.3-1、图 5.3-2 和表 5.3-8。

表 5.3-8 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 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )
		S2			
		S3			45 项基本项目+pH、石油 烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )
	表层样	S4		0~20cm	pH、砷、镉、六价铬、 铜、铅、汞、镍和石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )
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 5.3-9 至表 5.3-11。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 5.3-9 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

续表 5.3-9 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
4	铜	18000mg/kg			达标
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 5.3-9 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 $\mu\text{g}/\text{kg}$	<5	/	达标
41	苯并 (k) 荧蒽	151 $\mu\text{g}/\text{kg}$	<5	/	达标
42	蒽	1293 $\mu\text{g}/\text{kg}$	<3	/	达标
43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5 $\mu\text{g}/\text{kg}$	<5	/	达标
44	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	15 $\mu\text{g}/\text{kg}$	<4	/	达标
45	萘	70 $\mu\text{g}/\text{kg}$	<3	/	达标

表 5.3-10 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		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH							达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )							达标
	镉							达标
	镍							达标
	铬							达标
	铜							达标
	铅							达标
	汞							达标
S2	pH							达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )							达标
	镉							达标
	镍							达标
	铬							达标
	铜							达标
	铅							达标
	汞							达标
S3	pH							达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )							达标
	镉							达标
	镍							达标
	铬							达标
	铜							达标
	铅							达标
	汞							达标
砷							达标	

表 5.3-11 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		
		监测值	标准指数	
S4	pH			达标
	石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )			达标
	镉			达标
	镍			达标
	铬			达标
	铜			达标
	铅			达标
	汞			达标
	砷			达标
S5	pH			达标
	石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )			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(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )			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为是沙地，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。



图 5.4-1 土地利用类型示意图

## 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			

图 5.4-2 土地沙化现状示意图

#### 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  $74.63 \times 10^4 \text{km}^2$ ，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  $556 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，植被类型为红皮沙拐枣荒漠，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

项目区分布的土壤发育较差，土壤类型为风沙土，详见图 5.4-3。

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 40~60%，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。

图 5.4-3 土壤类型示意图

### 5.4.6 植被现状调查与评价

#### (1) 植被现状调查

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，属于半乔木荒漠，评价区分布植物约 30 种，主要集中在藜科、十字花科、蓼科、禾本科、柽柳科、茄科和菊科。评价区内的藜科、菊科植物多为旱生或超旱生的灌木和一年生旱生植物；十字花科植物多为一年生短营养期植物（中生性一年生短命植物）；柽柳科植物均为鳞型叶旱生灌木。其中属于受保护的植物如下：梭梭、白梭梭—新疆维吾尔自治区 I 级保护野生植物，且为典型的荒漠植物及优良固沙植物，在项目区零星分布。项目区植被盖度约 5~10%。

区域主要植被名录见表 5.4-3 和图 5.4-4。

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>	++	+	

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	
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>Compositae</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>		++	
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。

### (2) 植被分布特征

根据现场调查及资料分析表明，在项目所在区域内分布的主要高等植物有 30 种左右，在各种群落类型中，常见种最多不超过 10 种。由于组成群落的植物种类很少，所以群落结构也比较简单。

项目区是以梭梭、沙蒿、沙拐枣等旱生植物为主的植被类型占主导地位，分布在项目所在区域，由于地表较干燥，导致井区植被盖度较低，在 5~10%左右，且植物种类较少，多为藜科植物。

### (3) 评价区植被类型

按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，项目所在区域植被类型以荒漠植被为主，建群种为梭梭及白梭梭，植被类型为红皮沙拐枣荒漠，白梭梭、梭梭在半固定沙丘上发育较好，高度可达 1~3m，伴生种为红皮沙拐枣、羽状三芒草、地白蒿、沙蒿等典型的沙生植物。



图 5.4-4 植被类型示意图

### 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. grumgrizimaloi</i>	+			
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+			
4、东方沙蜥	<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>		+		国家二级保护野生动物
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+		国家二级保护野生动物
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+		
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+		
12、黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+		
13、短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>		+		
14、小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		+		
15、凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>		+		
16、云 雀	<i>Alauda arvensis</i>			+	
17、沙鹀	<i>Oenanthe isabellina</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
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>		+	
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+
22、沙 狐	<i>Vulpes corsac</i>			+
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及植被恢复情况

已建集输管网管廊上方植被恢复情况

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

在井场平整、铺垫，井场进场道路建设，钻机、不落地系统以及其他设备进场及安装等钻前工程施工过程和管沟开挖、回填及穿越工程、井口装置、输电线敷设等地面工程建设过程中都会产生扬尘，对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目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 施工期地下水环境影响分析

##### (1) 钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，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严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场排放的岩屑均进罐，直接由岩屑处置单位直接拉走处置，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影

响不大。

#### (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

拟建单井采油管线采用埋地敷设，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 80~105dB(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

管沟施工过程中的挖方全部回填，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、沾油废防渗膜、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，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

#### (3) 废机油、沾油废物、沾油废防渗膜

施工期产生的废机油、沾油废物、钻井结束后场地清理过程中产生废防渗膜均属于《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，施工结束后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) 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、井场进场道路建设、管道敷设和输电线敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、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，临时占地主要为钻井井场、单井采油管线、输电线等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、井场入场道路占地。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

##### ① 工程占地对植物的影响分析

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 34754m<sup>2</sup>，其中永久占地 2041m<sup>2</sup>，临时占地 32713m<sup>2</sup>。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 1.4t/(hm<sup>2</sup>·a) 计算，生物损失量为 4.9t/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、井场入场道路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，能量流动中断，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 5~10%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、单井采油管线、井场入场道路及输电线敷设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程度。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。

本项目地面建设的内容主要为单井井场建设、井场入场道路、单井采油管线及输电线的敷设等。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。管线敷设采用明沟开挖方式，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。

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，井场道路用砾石铺垫，井场永久占地范围进行硬化，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和管理运输车辆的运行范围，同时要求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。采取上述措施后，可将本项目对水土流失的影响将至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本项目实施不会明显加剧区域水土流失重点预防区的水土流失程度。

## 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

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

## (2) 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 90×90m 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

大气评价范围占地类型为未利用沙地,地表特征参数为沙漠化荒地,该类型土地的经验参数,见表 6.2-1。

表 6.2-1 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	0.3275	7.75	0.2625

## 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	-34.5℃	42.3℃	0.5m/s	10

## (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/℃		42.3
最低环境温度/℃		-34.5
土地利用类型		未利用沙地、工况用地
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) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
单井采油井场	NMHC	0.0718	无组织排放	25m×25m×5m

### (6) 预测结果

预测结果详见表 6.2-5。

表 6.2-5 预测结果一览表

污染源	主要污染物	
	非甲烷总烃	
	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
单井采油井场	21.4	1.07

由预测结果可知，本项目油气集输过程中产生的无组织排放的非甲烷总烃占标率较小，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

运营期对大气的影晌为持续的长期影响，产生废气污染物虽为无组织排放，但项目区大气扩散条件较好，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，项目区无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《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，加上项目区地域空旷，无集中固定人群居住，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。

## 6.2.2 运营期水环境影响分析

### (1) 区域水文地质条件

#### 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 50~100m，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 3~10g/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

LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，

SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。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水处置池中，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理。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，根据项目区水文地质资料可知，项目区地下水有多层分布，主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组，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，而陆 9 井区和石南 21 井区处理达标后的采出水回注层位油藏埋深在 1250~2700m，与地下水各含水层处于不同层系，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采出液的交换，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）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，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上覆含水层组和供水目的层含水层组，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，而陆 9 井区和石南 21 井区处理达标后的采出水回注层位油藏埋深在 1250~2700m，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单井采油管线泄漏对地下水的影响分析

#### ※预测情景设定

据前节工程分析，本次评价针对单井采油管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

#### ※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设单井采油管线发生全管径泄漏，裂口面积



为  $0.002\text{m}^2$ ，泄漏速度  $Q_L$  用柏努利方程计算：

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

式中：

$Q_L$ ——液体泄漏速度， $\text{kg/s}$ ；

$C_d$ ——液体泄漏系数，取 0.65；

$A$ ——裂口面积， $\text{m}^2$ ；

$\rho$ ——泄漏液体密度；

$P$ ——容器内介质压力， $\text{Pa}$ ；

$P_0$ ——环境压力， $\text{Pa}$ ；

$g$ ——重力加速度， $9.8\text{m/s}^2$ ；

$h$ ——裂口之上液位高度， $\text{m}$ 。

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 ( $\text{m}^2$ )	泄漏口之上液位高度 ( $\text{m}$ )	容器内介质压力	环境压力	液体密度 ( $\text{kg/m}^3$ )	泄漏速度 ( $\text{kg/s}$ )
单井采油管线泄漏	0.002	0	1.16MPa	0.1MPa	864	55.61

据上表单井采油管线泄漏速率为  $55.61\text{kg/s}$ 。假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，根据表 6.2-6 核算泄漏量采出液（采出液中含水率越低，则原油含量越多，按最不利情况考虑，取含水率较低的石南 21 井区 SNHW6523A 井平均含水率 42.3% 计算）为 19.3t。由于两口井中 SNHW6523A 井单井采油管线最长长度为 1.2km，该井新增产能为  $0.24 \times 10^4\text{t/a}$ ，泄漏 10min 最大在线量约为 0.48t。通过对比分析可知，按照伯努利方程计算的最大量超过了单井采油管线的最大在线量，故本次最大泄漏量按照单井采油管线的最大在线量进行计算，由于泄漏采出液中平均含水率为 42.3%，则泄漏的原油为 0.28t。

按照包气带对污染物截留率 90% 计算，进入含水层油类为 0.028t。

#### ※影响预测

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。

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

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<sub>M</sub>—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n<sub>e</sub>—孔隙度，无量纲；

D<sub>L</sub>—纵向弥散系数(m<sup>2</sup>/d)；

D<sub>T</sub>—横向 y 方向的弥散系数(m<sup>2</sup>/d)；

Π—圆周率；

模型中所需参数见表 6.2-7。

表 6.2-7 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 <sub>M</sub>	瞬时注入的质量	0.028t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	80m
4	u	水流速度	0.33m/d
5	D <sub>L</sub>	纵向弥散系数	0.12m <sup>2</sup> /d
6	D <sub>T</sub>	横向 y 方向的弥散系数	0.012m <sup>2</sup> /d
7	n <sub>e</sub>	有效孔隙度	0.12

单井采油管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2-8。

表 6.2-8 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)	下游达标点对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
单井采油管线	石油类	100	61	33	52	≤0.05
		500	12	165	202	
		1000	6	330	379	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井采油管线发生泄漏后 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，泄漏的污水进入地下水的概率性很小，并定期对管线进行巡检和检修，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。

### 6.2.3 运营期声环境影响分析

#### (1) 噪声预测模型

噪声源主要为采油井场井下作业过程中机泵产生的噪声，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的 A 声级；

$r$ —预测点距声源距离，m；

$r_0$ —参考位置距离声源距离，m。

设第  $i$  个室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{in,i}$ ；第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eq} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \left[ \sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 ( $L_{eq}$ ) 计算公式：

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

式中： $L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$ ——预测点的背景值，dB(A)。

### (2) 噪声源源强及分布

噪声源为井下作业时各类设施，本次评价以单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。噪声源强在 80~95dB(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 6.2-9。

表 6.2-9 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，预测项目建成后采油井井场厂界四周噪声贡献值，详见表 6.2-10。

表 6.2-10 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		昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界			
	西厂界			
	北厂界			

图 6.2-1 等声级线示意图

由预测结果可知，本项目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，做到原油 100%回收。运营期固体废物主要为采油井场日常巡检、检修过程中产生的沾油废棉纱和大布等沾油废物，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），集中收集后交由具有相应危废处置资质的单位接收、转运和处置。固体废物得到妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。

#### 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，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的原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。泄漏的原油如果进入土壤，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《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目事故状态下原油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 6.2-11 和表 6.2-12。

表 6.2-11 《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果一览表

点位 编号	监测因子	(柱状样) 检测值 (mg/kg)						达标 情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH	8.37	/	8.39	/	8.45	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
	镉	0.07	0.0011	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	13	0.0144	15	0.0167	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	24	0.0013	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	33	0.0413	34	0.0425	26	0.0325	达标
	汞	0.062	0.0016	0.062	0.0016	0.058	0.0015	达标
S2	砷	6.13	0.1022	6.22	0.1037	6.22	0.1037	达标
	pH	8.49	/	8.54	/	8.62	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
	镉	0.06	0.0009	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	12	0.0133	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	23	0.0013	25	0.0014	达标
	铅	36	0.0450	34	0.0425	41	0.0513	达标
S3	汞	0.055	0.0014	0.06	0.0016	0.083	0.0022	达标
	砷	6.45	0.1075	6.42	0.1070	6.43	0.1072	达标
	pH	8.65	/	8.92	/	8.95	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标
	镉	0.04	0.0006	0.04	0.0006	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	15	0.0167	14	0.0156	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	25	0.0014	25	0.0014	达标
S3	铅	37	0.0463	34	0.0425	37	0.0463	达标
	汞	0.121	0.0032	0.121	0.0032	0.129	0.0034	达标
	砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标

表 6.2-12 土壤监测结果一览表

点位编号	监测因子	检测值 (mg/kg) (表层样)		达标情况
		0~0.2m		
		监测值	标准指数	
S4	pH	8.78	/	达标
	石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	35	0.0078	达标
	镉	0.07	0.0011	达标
	镍	15	0.0167	达标
	铬	0.5L	/	达标
	铜	27	0.0015	达标
	铅	41	0.0513	达标
	汞	0.08	0.0021	达标
	砷	5.57	0.0928	达标

本次类比的石西油田作业区石南 4 原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表 6.2-11 和表 6.2-12 4 个监测点均位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线，表 6.2-11 和表 6.2-12 监测数据表明，该管段沿线发生过泄漏事件的管段土壤环境质量中石油烃(C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)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。

通过类比分析可知，即使本项目运营期发生了管线等泄漏事故，在建设单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

### 6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地随着施工作业结束将逐步自然恢复。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，活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，作业区通过加强对环境保护的宣传工作，提高员工的环保意识，特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护，可将野生动物的影响降至最低。

### 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，废气、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，退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采油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，井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原油和伴生气。风险单元为油气集输管线，LU2011 井与 SNHW6523A 井相距较远，为相互独立的风险单元，SNHW6523A 井新建单井管线最长，风险物质的在线量最大，故本次选取 SNHW6523A 井新建的 1.2km 单井采油管线作为风险单元，计算该风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1 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	2.04	2500	0.0008	I
	天然气	0.002	10	0.0002	
/	合计	/	/	0.001	

根据上表计算结果可知， $Q < 1$ ，判断风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 相关要求，本次评价仅进行简单分析。



## 6.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

## 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	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	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	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，进而失去知觉、昏迷甚至残废	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

### (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，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。对本项目而言，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

节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和伴生气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品、伴生气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

### (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，分析工程可能发生的风险事故如下表所示。

表 6.4-3 可能发生的风险事故类型一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因，井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
	井漏	在钻井过程中，某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，或工作压力超过地层破裂压力，导致工作液体（如钻井液、固井水泥浆）发生漏失	井漏事故有可能进一步引起井喷事故；若地层为含水层，钻井液漏失可能对地下水造成污染
采油阶段	井喷	井下作业过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致油气泄漏，导致井喷；采油阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
单井采油管线	采出液、伴生气管线泄漏	单井管线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油气泄漏事故	油气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故

### (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) 井漏事故影响分析

井漏事故一般发生在钻井过程或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，导致钻井液或修井液漏入地层。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，使大量钻井液或修井液漏

失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟部署采油井钻井表层套管下入深度为 500m，远超出本区域地下水含水层深度，在钻井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，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

### (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。同时项目所在区域气候干旱少雨，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) 单井采油管线泄漏事故环境影响分析

#### ①对大气环境影响分析

单井采油管线泄漏后，油气进入环境空气，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。由于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。

### ②对土壤环境影响分析

泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

单井采油管线发生泄漏时，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。

油品泄漏事故发生后，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，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）。根据前文 6.2-5 章节表 6.2-11~表 6.2-12 类比的《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》已发生过数次泄漏事故并进行过应急处置的管段沿线土壤监测数据可知，发生过泄漏事件并进行过应急处置后的管段土壤环境质量中石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）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要求。则可说明即使本项目单井采油管线发生泄漏后，采取应急处置措施封堵泄漏点，并及时清理不能回收的原油以及受污染的土壤，交由有相应处置资质的单位进行回收处置，采取上述措施后，不会对周围土壤环境产生较大影响。

### ③对植被的影响

原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物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。

### ④对地下水环境的影响

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，交由有相应处置资质的单位进行回收处置。发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》（岳战林文）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 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生单井采油管线泄漏事故，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。

## 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。由于拟部署采油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  $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；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  $MB \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

### 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) 施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位办理建筑垃圾清运手续，并严格按照划定的运输路线清运当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对周边景观造成不良影响。

(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、沾油废物、沾油废防渗膜均属于《国家危险废物名录》(2021 年版) 中的 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, 尤其是新疆维吾尔自治区 I 级保护植物梭梭和白梭梭分布比较密集的区域, 尽可能避免破坏自然植物。

②施工时严格按照即定方案施工, 严格限定作业带宽度, 单井采油管线作业



带宽度不得超过 10m，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。

⑤根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

⑥管线施工过程中要做到分段施工、随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期，减少裸地和土方的暴露面积。

⑦管线施工中尽可能利用就近油田现有道路，减少对地表和植被的破坏。

### (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、采油井场、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，对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；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。

### (5) 补偿措施

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，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；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。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 水土保持措施

(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) 对施工过程中产生的临时土方采用防尘布（或网）进行苫盖。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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对采油井场进行 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 运营期大气环境保护措施

(1) 井口采出物采用密闭集输工艺。

(2) 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。

(3) 定期对单井采油管线进行巡检，以便及时发现问题，防止采出液、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

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

(5) 应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，并在 5 日内完成修复。

### 7.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

井下作业均带罐作业，LU2011 井洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至

陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。SNHW6523A 井洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

### (2) 井区地下水保护措施

①定期对井场的设备、阀门及抽油机进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②采用高质量的油气输送管道，采用高质量的输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

③定期对生产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，防止发生油水窜层等事故。

### (3) 地下水污染防治措施

地下水污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

#### ①源头控制措施

井下作业均带罐作业，采用专用收集罐集中收集后送至处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

#### ②分区防治措施

对井场进行防渗处理，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。

项目主要污染物为石油类，属于持久性污染物，项目区防渗系数约为  $1.62 \times$

$10^{-3}\text{cm/s}$  (约为  $1.4\text{m/d}$ )，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，将井场划为重点防渗区，防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为  $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$  的黏土层的防渗性能。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，井下作业时防渗措施为铺设防渗膜。

### ③污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016) 中的相关规定，地下水监测点数量应不少于 3 个。结合工程实际情况，建设单位可利用油区已有水源井作为地下水监测井。

### ④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

运营期采油井场日常巡检、检修过程中产生的沾油废物和事故状态下产生的含油污泥同属于《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，集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

- (1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”

的作业模式，防止产生落地原油。

(2) 加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(3) 陆梁油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

#### 7.2.5 运营期土壤环境保护措施

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，LU2011 井洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理。LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，上述废水均经处理达标后回注油藏，不外排。

#### 7.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 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，防止“跑冒滴漏”，降低土壤污染。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

(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

闭井期的清管废水由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池中，最终由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生井漏事故。

### 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) 退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。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，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。

(4) 对进入退役期的设施进行土壤隐患排查，如发现污染场地，还应进行土壤污染修复。

### 7.3.5 退役期生态环境保护措施

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的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）、《废弃井回填技术指南》（试行）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

- ①禁止在依法划定的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。

### (2) 井场生态恢复治理

进入退役期的井应封井，需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头；清除地面砾石铺垫，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

单井采油管线维持现状，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。

## 7.4 环境风险防范措施及应急要求

### 7.4.1 钻井风险防范措施

#### (1) 钻井井场风险防范管理措施

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。钻井过程中须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。钻井井场设应急放喷池、柴油储罐设围堰。

#### (2) 钻井井场应急放喷设施

在井场设放喷管线和放散管各一条，若遇伴生气排出井口，需经放散管点燃后放空，要加强对放喷管线、放散管及其点火装置等放喷系统的维护与检修，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) 井喷事故防范措施

钻井时二开设置了井控系统，防止井筒压力不能平衡地层压力的情形发生；若发生井喷事故，应立即疏散人群，待事故结束后，对井口放喷物进行清理，污染的土壤由具有相应危废处置资质的单位接收、转运和处置；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；柴油储罐储油区铺设防渗膜，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。

#### (4) 井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至 500m。通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液或净化后的采出水漏失发生窜层污染事故。

### 7.4.2 井下作业事故风险防范措施

(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置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。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 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。

#### 7.4.3 集输管线泄漏事故风险防范措施

(1) 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。

(2) 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。

(3) 在单井采油管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩等。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。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；定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理。

(5) 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。

##### (6) 管理措施

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。运营期对管线进行巡视，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。

#### 7.4.4 环境风险应急处置要求

##### (1) 应急处置要求

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，应立即查询泄漏源，及时关闭截断阀，清除受污染的土壤；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《中国石油新疆油田分公司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。

## (2) 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，将其陆梁油田作业区纳入现有应急预案—《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》（备案号 654200-2022-024-M），从而对环境风险进行有效防治。

## 7.5 环境风险简单分析一览表

本项目环境风险简单分析内容详见表 7.5-1。

表 7.5-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	陆梁油田作业区 2022 年采油井更新补钻地面工程
建设地点	行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，LU2011 井西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 136.4km，西距玛纳斯湖约 56.9km，东南距陆梁集中处理站约 3.2km。SNHW6523A 井西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 151.8km，西北距玛纳斯湖约 60.4km，西南距石南 21 集中处理站约 2.5km
地理坐标	N、E
主要危险物质及分布	主要危险物质为伴生气和原油，主要分布在井区油气集输管线
环境影响途径及危害后果	管线发生破损造成油品和伴生气泄漏，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	井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；陆梁油田作业区应对现有应急预案进行修编，将本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应急预案

## 7.6 环保投资分析

项目总投资 1557.51 万元，环保投资约 163.72 万元，占总投资的 10.51%，环保投资估算见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	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	32713m <sup>2</sup>	77.15
		临时占地和永久占地	防沙治沙措施：按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿 对采油口地面进行 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层铺垫	/	4.57
	废气	井场和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	/	1
施工期	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	1
		钻井岩屑	不落地系统	2 套	40
		生活垃圾	陆梁作业区生活垃圾填埋场处理	/	0.5
		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	/	0.5
		沾油废防渗膜		/	0.5
		废机油		/	0.5
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	/	2
	废水	洗井废水	采用专用废液收集罐收集，LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理	2 口井洗井废水、井下作业废液回收	2
		井下作业废液	2 口井井下作业废液送至陆梁油田作业区废水处置池中，最终由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理		2
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	1
	固体废物	沾油固废	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置		2
退役期	固体废物	井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾按照环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置	各井场及相关地面设施	1
	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	/	2
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	/	20
地下水保护预防措施		各钻井井场为一般防渗区，柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层			3
风险防范措施		井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程			1
合计					163.72

## 7.7 依托可行性分析

### 7.7.1 依托设施环保手续履行情况

LU2011 井洗井废水依托陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井洗井废水依托石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，2 口井井下作业废液均依托陆梁油田作业区废水处置池和陆梁集中处理站采出水处理系统处理。依托工程的环保手续履行情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 依托工程环保手续履行情况一览表

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
陆梁集中处理站			
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	新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（陆梁部分）	原和布克赛尔蒙古自治县和生环评函字〔2019〕27号 2019年7月12日	正在组织验收
石南 21 集中处理站			
1	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	原自治区环保厅新环评价函〔2011〕1120号 2011年11月24日	/
2	石南油气田石南-21 井区开发建设项目	原国家环境保护总局环审〔2005〕525号 2005年6月9日	原环境保护部环验〔2009〕162号 2009年6月11日
3	新疆油田公司陆梁油田作业区石南 21 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〔2011〕424号 2011年5月17日	原自治区环保厅新环监验〔2013〕76号 2013年1月15日
4	石南 21 井区集中处理站污水处理系统与地面注水系统扩建工程	原自治区环保厅新环函〔2015〕58号 2015年1月15日	原自治区环保厅新环函〔2016〕1979号 2016年12月26日
其他工程			

1	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
2	钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目	克拉玛依市生态环境局 克环函（2021）31 号	正在组织验收
3	陆梁油田作业区生活垃圾填埋场新建工程	原塔城地区环保局 塔地环字（2017）124 号	已完成自主验收

### 7.7.2 采出物处理依托可行性分析

#### (1) LU2011 井采出液处理依托可行性分析

##### ①原油处理系统

陆梁集中处理站原油处理系统设计处理能力为  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前原油处理量为  $56 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“游离水脱除器+相变加热炉+多功能处理器”处理工艺，工艺流程图如下所示。

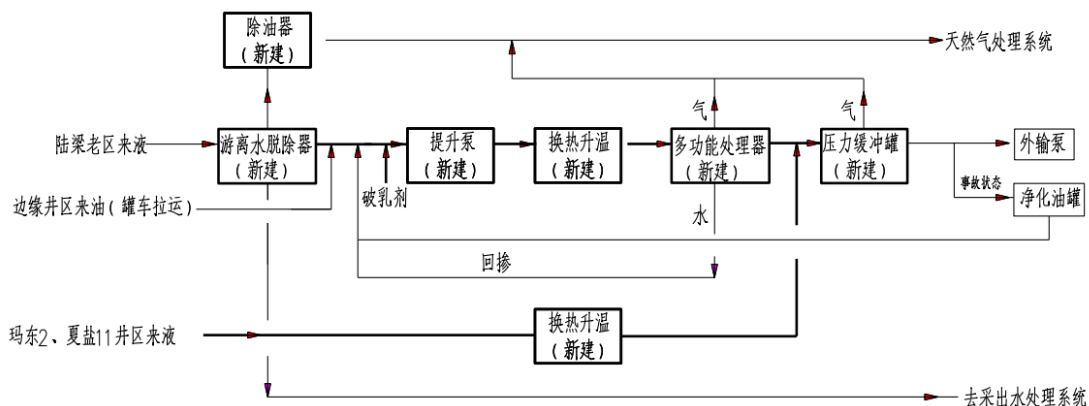


图 7.7-1 陆梁集中处理站原油处理系统工艺流程图

工艺流程具体如下：油区来液（ $18 \sim 22^\circ\text{C}$ 、 $0.30 \sim 0.35 \text{MPa}$ ，含水  $\leq 92\%$ ）先进入游离水脱除器，分离出低含水原油（含水率  $\leq 30\%$ ）经提升泵升压至  $0.50 \sim 0.55 \text{MPa}$ ，进相变加热炉加热（ $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $0.40 \sim 0.45 \text{MPa}$ ）后进入多功能处理器进行加热、电化学脱水，合格净化油（ $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $0.30 \sim 0.35 \text{MPa}$ ，含水  $\leq 0.5\%$ ）至压力缓冲罐经外输泵连续输送至石西集中处理站进行原油稳定。游离水脱除器分离出的伴生气经除油器脱液、压控后，输送到伴生气处理系统处理。游离水脱除器脱出的含油污水进入采出水处理系统。

陆梁集中处理站原油处理系统设计处理能力为  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 56

$\times 10^4 \text{t/a}$ ，富余处理能力为  $64 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据产能预测可知，LU2011 井新增产能  $0.12 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足需求。

### ②伴生气处理系统

陆梁集中处理站天然气处理装置 2002 年 9 月施工建设，于 2002 年 12 月 30 日正式投产。伴生气设计处理能力  $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为  $8.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

主要工艺流程：油田伴生气（ $0.25 \text{MPa}$ ， $25^\circ\text{C}$ ）进入压缩机进口分离器进行分离，分离后天然气约 4 万方气去旁边的燃气发电站，剩余天然气进入压缩机增压，增压至  $3.5 \sim 3.8 \text{MPa}$ ，经空冷器冷却至  $45^\circ\text{C}$  后进入压缩机出口分离器分离，分离出的气相注入乙二醇去气气换热器进行预冷，温度降至  $0 \sim 5^\circ\text{C}$ ，预冷后天然气先进入一级低温分离器进行分离，分离出的气相注入乙二醇后去丙烷制冷橇，温度降至  $-15^\circ\text{C}$  后，进入二级低温分离器进行气液分离，分出的天然气去气气换热器、气液换热器进行复热，复热后温度升为  $33 \sim 38^\circ\text{C}$  后计量外输，外输压力  $2.3 \sim 2.7 \text{MPa}$ ，经配气间后进入彩石克管网。一级低温分离器分出的烃液（ $0.4 \text{MPa}$ 、 $5^\circ\text{C}$ ）及二级低温分离器分出的烃液（ $0.4 \text{MPa}$ 、 $-15^\circ\text{C}$ ）混合后，进入液烃分离器进行分离，分离出的气相去压缩机进口分离器，油相进入埋地污油罐，水相进入天然气处理站的乙二醇再生装置进行再生。具体流程如下图所示。

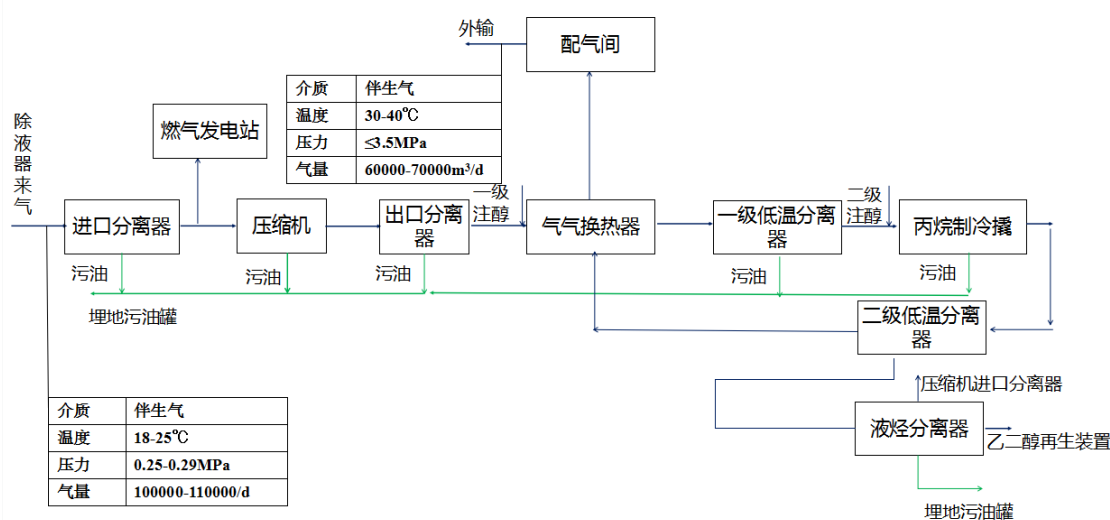


图 7.7-2 陆梁集中处理站伴生气处理流程示意图

伴生气处理系统设计处理规模为  $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量  $8.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为  $7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，根据产能预测可知，LU2011 井新增伴生气产生量



为 198m<sup>3</sup>/d，可满足需求。

(2) SNHW6523A 井采出液处理依托可行性分析

①原油处理系统

石南 21 集中处理站原油脱水处理装置设计原油处理能力为 100×10<sup>4</sup>t/a，实际原油处理量为 20×10<sup>4</sup>t。

原油处理采用两相分离器进行油气分离，一段大罐沉降脱游离水，二段采用多用途净化油罐热化学沉降脱水工艺。油区油、气两相混合物（0.25MPa，25℃）进入气液两相分离器进行气液分离，分离出的伴生天然气经调压至 0.25MPa 与微正压抽气装置抽出的天然气汇合后去天然气脱水增压装置。分离出的含水原油进一段原油沉降脱水罐进行沉降脱水，脱出的大部分游离水靠液位差进入含油污水沉降缓冲罐，原油（<20%）靠液位差进入原油缓冲罐经提升泵提升进加热装置，升温至 55℃后进入二段原油沉降脱水罐进行热化学沉降脱水，脱出的含油污水进一段原油沉降脱水罐进行热能和化学能的再利用，处理后的净化原油进净化油罐后外输。原油处理工艺流程见图 7.7-3。

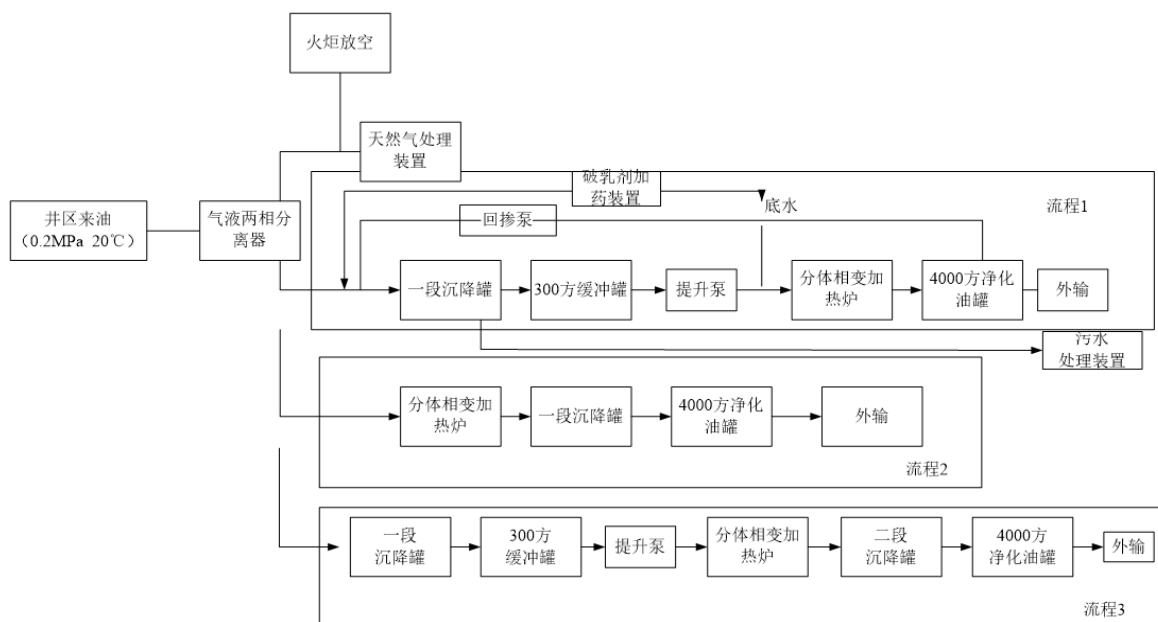


图 7.7-3 石南 21 集中处理站原油处理工艺流程图

石南 21 集中处理站原油处理系统设计处理能力为 110×10<sup>4</sup>t/a，实际处理能力为 44.02×10<sup>4</sup>t/a，富余处理能力为 65.98×10<sup>4</sup>t/a，根据产能预测可知，

SNHW6523A 井新增产能  $0.24 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足需求。

### ②伴生气处理依托可行性分析

石南 21 集中处理站建有伴生气处理装置 2 套，设计处理规模  $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量约  $12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用压缩机增压、三甘醇脱水工艺，工艺流程简述：石南 21 井区来液进入气液分离器，分离后的天然气进入除油器将大部分水分及液态烃脱出，再进入旋流分离器（老系统）或者卧式分离器（新系统）进一步分离液体，分离后的气体进入天然气压缩机进行增压后，通过旋流分离器后再进入三甘醇脱水橇，最后外输至石西天然气处理站，工艺流程详见图 7.7-4。

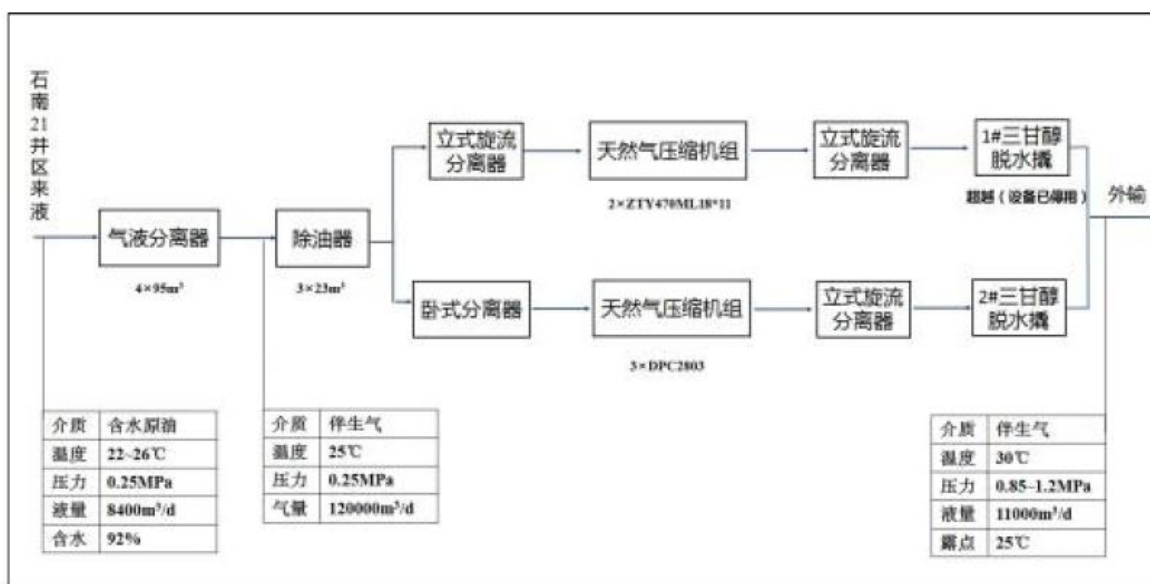


图 7.7-4 石南 21 集中处理站伴生气处理流程示意图

伴生气处理系统设计处理规模为  $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量  $12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为  $38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，根据产能预测可知，SNHW6523A 井新增伴生气产生量为  $966 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足需求。

### 7.7.3 洗井废水及废洗井液处置依托可行性分析

#### (1) LU2011 井洗井废水及 2 口采油井井下作业废液处置依托可行性分析

陆梁集中处理站于 2001 年 11 月全面建成投产，2013 年污水处理系统进行了一次扩建，2015 年进行了整体扩建。站内有原油处理系统、天然气处理系统、老化油处理系统、污水处理系统、注水系统、外输系统和卸油台。

采出水处理系统工艺以“离子调整旋流反应法处理技术”为基础，采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程，原油系统来水进入 2 座 2000m<sup>3</sup> 调储罐进行水量、水质调节，来水经过初步重力沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证出水含油小于 150mg/L，悬浮物含量小于 150mg/L。污水经调储罐除油后提升进反应沉降单元。这一单元由 2 座反应罐和 2 座 1000m<sup>3</sup> 混凝沉降罐组成，在调储和反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入 3 种药剂，污水与药剂混凝反应后进入 2 座 1000m<sup>3</sup> 混凝沉降罐沉降，再经两级过滤器过滤处理，过滤后净化水直接进入注水罐用于油田注水。出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中平均空气渗透率 $>0.01 \mu\text{m}^2 \sim \leq 0.5 \mu\text{m}^2$  范围的水质标准：悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ ，含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值 $\leq 3.0 \mu\text{m}$  中的标准后，送至注水系统。

采出水处理系统设计处理规模为 10000m<sup>3</sup>/d，实际处理能力约 9000m<sup>3</sup>/d，富余处理量为 1000m<sup>3</sup>/d，LU2011 井洗井废水和 2 口采油井井下作业废液产生量 685.11t/a，陆梁集中处理站采出水处理系统富余处理能力可以满足需求。

## （2）井下作业废液临时储存依托可行性分析

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，并于 2020 年 9 月 18 日通过了自主竣工环境保护验收。该废水处置池容积为 5000m<sup>3</sup>，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  $Q=20\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=50\text{m}$ ， $N=7.5\text{kW}$ ，电机采用防爆电机；污水回收泵 2 台，单泵参数  $Q=50\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=80\text{m}$ ， $N=22\text{kW}$ ，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，可以满足需求。

### 7.7.4 生活垃圾处理依托可行性分析

陆梁油田作业区现役生活垃圾填埋场建于 2017 年，设计填埋量为  $4400\text{m}^3/\text{年}$ ，设计库容  $5.3\times 10^4\text{m}^3$ ，池体防渗采用 HDPE 防渗膜，设 6 座石笼导气井，并设有 1 座  $120\text{m}^3$  渗滤液收集池，设计使用年期 10 年。本项目施工期生活垃圾产生量仅 0.6t，作业区生活垃圾填埋场可满足填埋需求。

### 7.7.5 生活污水处理依托可行性分析

陆梁公寓建有生活污水一体化处理装置，设计处理规模  $500\text{m}^3/\text{d}$ ，出水水质满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。本项目施工期生活污水产生量仅  $18\text{m}^3$ ，陆梁公寓生活污水处理系统可满足需求。

### 7.7.6 钻井岩屑处置依托可行性分析

钻井岩屑委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置，该公司是一家专业处置一般固废治理的环保企业，拥有多个钻井岩屑处置厂。《钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目》位于乌尔禾区百口泉白百路 1 号，厂区占地  $11700\text{m}^2$ ，建有钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖两条生产线。设计处理钻、修井泥浆及岩屑 10 万  $\text{m}^3/\text{a}$ ，免烧砖产量为 3000 万块/a。本项目产生的水基岩屑合计为  $184\text{m}^3$ ，由于油田滚动开发的特点，钻井工程将分批实施，每年产生的岩屑相对于其处理能力所占比例很小，可满足需求。

## 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 LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。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。

废气污染源的控制是重点加油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

#### （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，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

### （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本项目的环境影响报告书，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

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，施工单位应负责及时清理现场，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、井场入场道路建设、输电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、沾油废防渗膜和废机油集中收集后交由有相应处置资质的单位进行回收处置；工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，将其青云志当地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 及处理结果，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
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 公司	运 营 期	塔城地 区生态 环境局 及和布 克赛尔 蒙古自 治县分 局
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。对井场的厂界噪声进行定期监测			
3	水环 境	井下作业时铺设防渗膜，LU2011 井洗井废水采用的 专用收集罐集中收集后送至陆梁集中处理站采出水 处理系统处理，SNHW6523A 井洗井废水采用的专用收 集罐集中收集后送至石南 21 集中处理站采出水处理 系统处理。LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液 集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置 池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理 站采出水处理系统处理，上述废水均经处理达标后 回注油藏，不外排			
4	管道 保护	对管道设施定期巡查，及时维修保养。			
5	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。			
6	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			

续表 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
7	固体废物处置	沾油废物以及事故状态产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、处置和转运	中国石油新疆油田分公司	运营期	塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局

### 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、塔城地区生态环境局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 和表 8.3-2。

表 8.3-1 无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	处理 效率 (%)	污染物 排放情 况	执行标准	面源排放参数			排放 时间 (h/a)
						排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	长 (m)	宽 (m)	排放 高度 (m)	
无 组 织 废 气	井 场	非 甲 烷 总 烃		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	/	0.1436	4	25	25	5	8400

表 8.3-2 噪声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	总量指标
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	80~95dB(A)	噪声	昼 60dB(A) 夜 50dB(A)	/	/
废水	洗井废水	LU2011 井洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至陆梁集中处理站采出水处理系统处理, SNHW6523A 井洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理, 达到相关标准后, 回注油藏	54.26m <sup>3</sup> /a	石油类	/	/	0
	井下作业废液	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储, 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, 废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理, 达到相关标准后, 回注油藏	657.98t/a	石油类	/	/	0
固体废物	沾油废物	集中收集后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	0.14t/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) 废气、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	井场入场道路建设现场	1) 道路是否满足环评要求； 2) 施工作业是否超越了限定范围； 3) 临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4) 施工人员是否安操作规程及相关规定作业	
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 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/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC	项目所在区域常年主导风向 下风向井场外	1 次/季	GB39728—2020	竣工验收后
环境空气	非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	井场周边下风向	1 次/半年	GB3095-2012	
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	1 次/半年	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类	
		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	1 次/年	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等	井场及单井采油管沿线	1 次/五年	现场调查	

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。由于目前《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)和参照执行的《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中均未对石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)和石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中未对石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)和石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)的环境质量现状监测工作，待石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)和石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。陆梁油田作业区可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本项目监测计划要求。

### 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	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	厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 4.0mg/m <sup>3</sup>
废水	洗井废水	化学需氧量、石油类	各井场	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达标后回注油藏	处理达标后回注油藏，不外排	查阅拉运记录
	井下作业废液	石油类	各井场	集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池中，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏	无害化处置，完全进入废水处置池，处理达标后回注油藏，不外排	查阅拉运记录
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	各井场	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	沾油废物、事故状态下产生的含油污泥	HW08 类	井场、单井采油管线	交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	井场、单井采油管线沿线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；井场、井场周边及管线沿线植被恢复情况	



续表 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
地下水污染防治措施	各钻井井场为一般防渗区，柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实粘土+砂砾层					钻井井场和采油井场防渗措施落实情况
环境风险防范措施	钻井采用双层套管，柴油储罐区铺设防渗膜；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标					柴油储罐防渗膜铺设情况、井场禁止烟火标志及井场路口等风向标设置情况
环境管理			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 环境效益分析

项目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；突发事件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、单井采油管线占地，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。

### 9.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展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。本项目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。

本项目开发的社会效益主要体现在两个方面；一、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。本项目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。二、本项目实施，新增油气产能，可有效为社会能源安全提供更有力的保障。

### 9.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、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 结论与建议

### 10.1 建设项目概况

本项目拟在陆 9 井区和石南 21 井区分别部署 1 口采油井，合计钻井进尺为 3950m，新建原油产能  $0.36 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建采油井场 2 座、单井采油管线 1.38km，配套供配电、给排水、仪表自动化等工程。项目总投资 1557.51 万元，环保投资约 163.72 万元，占总投资的 10.51%。

### 10.2 环境质量现状结论

#### (1) 环境空气

项目所在区域  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{O}_3$  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 污染物排放情况结论

#### (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；运营期废气为持续的长期影响，项目区所处地域空旷，无组织挥发性有机废气可以得到较好扩散。预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

## （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和井下作业废液，LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。

非正常工况下，单井采油管线破损泄漏导致原油泄漏以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物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。通过采用质量合格的管线，加强管线巡检，及时更换老旧设备，以及确保固井质量合格等措施进行防范。

## （4）噪声

施工期的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机泵产生的噪声，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（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。本项目周边无人居住等声敏感目标，施工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、沾油废防渗膜、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；工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，建筑垃圾集中收集后送至当地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、沾油废防渗膜、废机油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。运营期沾油废物和事故状态下含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物均得以妥善处置，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”的发生，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伴生气，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线破损导致油气泄漏事故。泄漏的油气对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本报告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。

## 10.4 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；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对单井采油管线进行巡检；加强采油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，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，并在 5 日内完成修复。

井下作业均带罐作业，LU2011 井产生的洗井废水由罐车拉运至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，SNHW6523A 井产生的洗井废水由罐车拉运至石南 21 集中处理站采出水处理系统处理，LU2011 井和 SNHW6523A 井井下作业废液集中收集后由罐车拉运至陆梁油田作业区废水处置池存储，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，废水由管线管输至陆梁集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，回注油藏，不外排。定期对采油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。

运营期沾油废物以及事故状态下产生的含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处置。

## 10.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间没有收到反馈。

## 10.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，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。

## 10.7 环境管理与监测计划

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。

## 10.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气和噪声能实现“达标排放”，废水不外排，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的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目已进行了三次网上公示，两次报纸公示，并在二次公示期间张贴了公告，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。