



南京国环科技股份有限公司  
NANJING GUOHUAN TECHNOLOGY CO LTD

金龙油田金龙 54 井区金 223\_H、金  
226\_H 井试采地面工程

# 环境影响报告书



建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二三年八月

打印编号: 1690872452000

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	175yfa		
建设项目名称	金龙油田金龙54井区金223_H、金226_H井试采地面工程		
建设项目类别	05—007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
<b>一、建设单位情况</b>			
单位名称 (盖章)	中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部		
统一社会信用代码	91650200715597998M		
法定代表人 (签章)	叶义平 <span style="float: right; border: 1px solid red; padding: 2px;">平叶 印义 6502030036570</span>		
主要负责人 (签字)	王静洁		
直接负责的主管人员 (签字)	李林		
<b>二、编制单位情况</b>			
单位名称 (盖章)	南京国环科技股份有限公司		
统一社会信用代码	91320100339348292G		
<b>三、编制人员情况</b>			
<b>1. 编制主持人</b>			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
梁仲燕	10353243509320271	BH007477	
<b>2. 主要编制人员</b>			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
梁仲燕	概述、总则、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论与建议	BH007477	
王翔	建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施论证分析	BH049886	

## 目 录

<b>1 概述</b> .....	<b>1</b>
1.1 建设项目背景及特点.....	1
1.2 环境影响评价的工作过程.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 项目环境问题的主要特点.....	4
1.5 关注的主要环境问题.....	5
1.6 环境影响报告的主要结论.....	5
<b>2 总则</b> .....	<b>6</b>
2.1 编制依据.....	6
2.2 评价目的、原则.....	13
2.3 环境影响因素识别和评价因子.....	14
2.4 环境功能区划和评价标准.....	17
2.5 评价工作等级与评价范围.....	23
2.6 评价内容和评价重点.....	30
2.7 控制污染与环境保护目标.....	31
2.8 相关法规、政策相符性分析.....	34
2.9 相关规划符合性分析.....	45
2.10 与“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析.....	54
2.11 选址、选线合理性分析.....	57
<b>3 建设项目工程分析</b> .....	<b>59</b>
3.1 区块油气资源概况.....	59
3.2 区块勘探现状及环境影响回顾.....	59
3.3 建设项目概况.....	64
3.4 工程分析.....	80
3.5 清洁生产水平分析.....	98
3.6 污染物排放总量控制.....	106
<b>4 环境现状调查与评价</b> .....	<b>108</b>

4.1 自然环境概况 .....	108
4.2 环境空气现状调查与评价 .....	111
4.3 水环境现状调查与评价 .....	113
4.4 声环境现状调查与评价 .....	118
4.5 土壤环境现状调查与评价 .....	119
4.6 生态环境现状调查与评价 .....	122
4.7 区域污染源调查 .....	129
<b>5 环境影响预测与评价 .....</b>	<b>130</b>
5.1 施工期环境影响分析与评价 .....	130
5.2 运营期环境影响预测与评价 .....	134
5.3 退役期影响分析 .....	159
5.4 生态环境影响分析 .....	160
5.5 采出原油运输过程影响分析 .....	169
5.6 环境风险评价 .....	170
<b>6 环境保护措施论证分析 .....</b>	<b>197</b>
6.1 施工期环境保护措施 .....	197
6.2 运营期环境保护措施 .....	202
6.3 退役期环境保护措施 .....	213
6.4 防沙治沙措施 .....	218
6.5 水土保持方案 .....	219
<b>7 环境影响经济损益分析 .....</b>	<b>223</b>
7.1 经济效益分析 .....	223
7.2 社会效益分析 .....	223
7.3 环境经济损益分析 .....	223
7.4 环境经济损益分析结论 .....	225
<b>8 环境管理与监测计划 .....</b>	<b>217</b>
8.1 环境管理 .....	217
8.2 环境管理计划 .....	219

8.3 环保设施竣工验收管理.....	223
8.4 环境监理与监测计划.....	229
8.5 排污许可.....	230
8.6 排污口规范化.....	231
8.7 环境影响后评价.....	232
8.8 污染物排放清单.....	232
<b>9 环境影响评价结论与建议.....</b>	<b>235</b>
9.1 结论.....	235
9.2 建议.....	242

**附件：**

附件 1：环评委托书；

附件 2：关于新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书的审查意见；

附件 3：现有项目环保手续：

附件 3-1：关于对《金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程（变更）环境影响报告表》的批复（塔地环字〔2021〕245 号）；

附件 3-2：金龙 2 金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程（变更）（第一批）竣工环境保护验收意见；

附件 4：依托工程环保手续：

附件 4-1：关于金龙 2 区块开发建设工程环境影响报告表的批复-克环函〔2021〕11 号；

附件 4-2：关于金龙 2 区块开发建设工程（变更）环境影响报告表的批复-克环函〔2022〕35 号；

附件 4-3：关于金龙 2 区块密闭改造项目环境影响报告书的批复-新环审〔2022〕172 号；

附件 4-4：关于采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程（变更）环境影响报告表的批复-克环函〔2022〕140 号；

附件 4-5：关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司油田污泥污水处理项目升级改造工程固体污染防治设施竣工环境保护验收合格的函-新环审〔2019〕67 号；

附件 5：克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司危废经营许可证；

附件 6：中国石油新疆油田分公司重油开发公司突发环境事件应急预案；

附件 7：地下水引用数据；

附件 8：环境监测报告；

附件 9：建设项目环境影响报告审批基础信息表。

# 1 概述

## 1.1 建设项目背景及特点

金龙54井区行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市及伊犁哈萨克自治州塔城地区沙湾市，构造位置位于准噶尔盆地西北缘中拐凸起。金龙54井区距克拉玛依市区东南约50km、距金龙2井区约8km，开发区地表条件为戈壁、沙丘，区内地势较平坦，地面海拔平均约280m。油区已建油气运输系统（转油增压站），地面系统依托条件较好。

根据《金龙油田金龙 54、金 222 井区金 223\_H、金 226\_H、金 228\_H 井试采地面工程方案》，本工程计划将金龙 54 井区内的金 223\_H、金 226\_H 2 口评价井转产能井（2 口水平井），现有 2 口井于 2021 年 11 月取得伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局批复（塔地环字〔2021〕245 号），2023 年 3 月通过企业自主验收。本项目新建产能  $0.193 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套安装采油井井口装置 2 座，新建 3 座  $60\text{m}^3$  拉油罐、2 座生产分离器、2 根带点火装置的放散管，新建单井采油管线 40m，新建巡井道路 1.48km，配套建设供配电、仪表工程等。

因金 223\_H、金 226\_H 井距离集输系统分别为 10km、8.4km，距集输系统较远，无法密闭集输，因此本项目拟采用单井拉油方式生产，即井口采出气液经生产分离器进行气液分离，分离出的液相进入储油罐由罐车定期拉运至金龙 2 转油站，经缓冲、加热、增压后管输至红山嘴油田原油处理站进行处理，分离出的伴生气由带点火装置的放散管点火放散。

## 1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为石油探井转开发井产能项目，位于塔城地区沙湾市境内，根据新疆生态环境厅发布的《进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号），要求对油田开发区域情况划分一张图（即：老区块范围），经核对，本项目金223\_H、金226\_H在《金龙2区块密闭改造项目环境影响报告书》评价范围内，详细见图1.2-1，故按照老区块进行环境影响评价。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划》（2018-2030年）、《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新



水水保〔2019〕4号）和《新疆维吾尔自治区2020年水土流失动态监测数据》（水利部水土保持监测中心、2021年4月），项目所在区域属于水土流失重点治理区天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部部令第16号），本工程属于分类管理名录“五、石油和天然气开采业07、陆地石油开采0711—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2023年6月，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部委托南京国环科技股份有限公司承担本项目的环境影响评价工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

具体评价工程程序图如下：

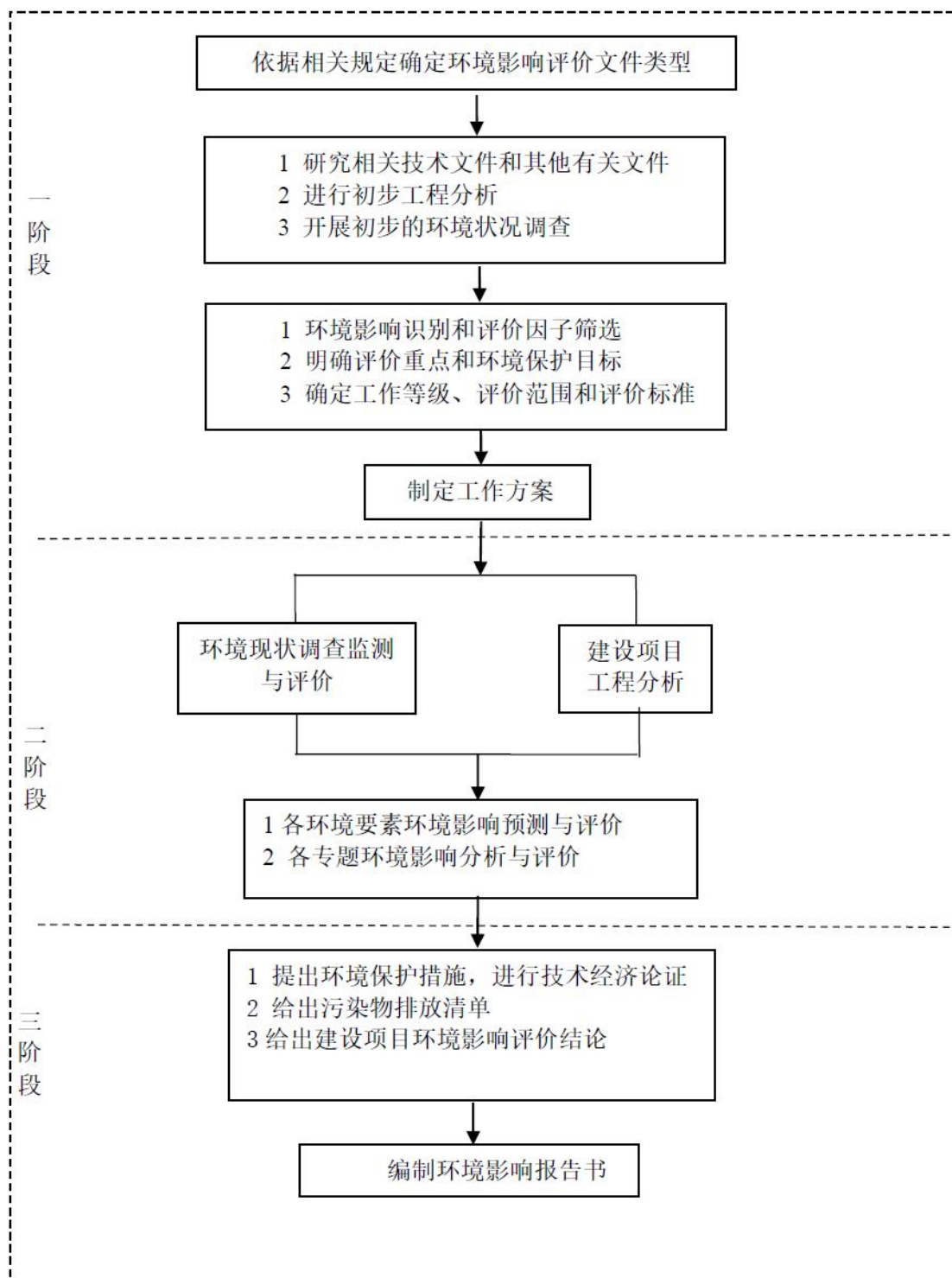


图1.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

### 1.3 分析判定相关情况

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019年本，2021年修订），本项目属于第一类鼓励类中的“石油、天然气“中的”常规石油、天然气勘探与开

采”。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目属于陆上石油开采项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境功能区划》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》《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）、《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》等相关文件要求。

项目建设内容也符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《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）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）等石油开采政策文件要求。

项目建设的 2 口采油井地面工程及配套工程位于塔城地区沙湾市的一般管控单元，建设内容满足一般管控单元的管控要求，与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》重点管控单元、《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48 号）一般管控单元管控要求相符。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

## 1.4 项目环境问题的主要特点

本工程利用现有探井转产能井，新建 3 座 60m<sup>3</sup> 拉油罐、2 座生产分离器、2 根带点火装置的放散管，并配套建设采油管线，环境影响因素主要来源于采油、井下作业、运输等各工艺过程，影响结果包括生态环境影响以及污染物排放导致的环境污染。据现场调查，本项目周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、居住区、文化区、人群较集中的区域，周边 200m 范围内无声环境保护目标，周边 500m 范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水

资源。主要环境敏感保护目标为新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区中的重点治理区一天山北坡诸小河流域重点治理区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、柴油机燃烧废气、运输车辆尾气、试压废水；运行期无组织挥发的非甲烷总烃、伴生气燃烧放空烟气、井下作业废水（废压裂液、废洗井液、废修井液）、采出水、油泥（砂）、落地油、废润滑油、废弃防渗膜等对环境产生的影响。

## 1.5 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放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。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点治理区。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水以及施工临时占地造成的生态影响；运营期采出液罐车拉运过程中的环境影响及风险、井下作业废水、油泥（砂）、废润滑油、废弃防渗膜以及事故状态下落地油等环境影响。

综上，本工程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。

## 1.6 环境影响报告的主要结论

项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 国家法律法规与条例

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015 年 1 月 1 日施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 10 月 26 日实施）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；
- (5) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 588 号，2011 年 1 月 8 日）；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（13 届全国人大常委会第 32 次会议通过，2021 年 12 月 24 日）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020 年 9 月 1 日实施）；
- (8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；
- (9) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (10) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；
- (11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；
- (12) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- (13) 《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8

月 26 日实施)；

(14) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》(国务院令 653 号, 2014 年 7 月 29 日)；

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

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

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

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

(19) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(11 届人大 15 次会议, 2010 年 10 月 1 日)；

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

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

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

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

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

(25) 《国家重点保护野生植物名录》(2021 年)；

(26) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函(2019)910 号)；

(27) 《国家危险废物名录》(环境保护部第 15 号令, 2020 年 11 月 25 日)；

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

(29) 《产业结构调整指导目录》(2019 年本, 2021 年修订)；

(30) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发

(2012) 77 号, 2012 年 7 月 3 日);

(31) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕98 号, 2012 年 8 月 7 日);

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

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

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

(35) 《中华人民共和国矿产资源法》(中华人民共和国主席令 2009 年第 18 号, 2009 年 8 月 27 日起施行);

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

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

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

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

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

(41) 《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);

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

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

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

(45) 《排污许可管理条例》（2021 年 1 月 24 日国务院令第 736 号发布，2021 年 3 月 1 日起实施）；

(46) 《排污许可管理办法》（2018 年 1 月 10 日环境保护部令第 48 号发布）；

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

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

### 2.1.2 地方法律、法规及文件

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

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

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

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

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

(6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发〔2007〕175 号）；

(7) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）；

(8) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（新林动植字〔2000〕201 号）；

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

(10) 《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997 年 1 月 22 日）；

(11) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（新疆



维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；

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

（13）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议修正，2020 年 9 月 19 日实施）；

（14）关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）；

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

（16）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

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

（19）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

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

（21）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告〔第 40 号〕，自 2017 年 7 月 1 日起施行）；

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

（23）《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发〔2016〕21 号）；

（24）《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发〔2017〕25 号）；

（25）关于印发《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35 号，2014 年 4 月 17 日）；

（26）《新疆维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号公布，自 2010 年 5 月 1 日起施行）；

(27) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）》（2018 年 9 月 21 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议）；

(28) 《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号，2018 年 9 月 6 日）；

(29) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法》（11 届人大第 9 次会议，2010 年 5 月 1 日）；

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

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

(32) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》（新环发〔2017〕1 号，2017 年 1 月 1 日）；

(33) 《关于<新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）>有关适用问题的公告》（新疆维吾尔自治区生态环境厅，2019 年 9 月 29 日实施）；

(34) 《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）；

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

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

(37) 转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（新环环评发〔2020〕142 号，2020 年 7 月 30 日）；

(38) 《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）；

(39) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2021 年 2 月 22 日）；

(40) 《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48 号）。

### 2.1.3 技术标准及规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (11) 《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）；
- (12) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (13) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日）；
- (16) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (17) 《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (18) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；
- (19) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；
- (20) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (21) 《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年 10 月 1 日）。

## 2.1.4 委托书及相关技术资料

(1) 《金龙油田金龙 54、金 222 井区金 223\_H、金 226\_H、金 228\_H 井试采地面工程方案》（2023 年 5 月）；

(2) 关于对《金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程（变更）环境影响报告表》的批复（塔地环字〔2021〕245 号）；

(3) 金龙 2 金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程（变更）（第一批）竣工环境保护验收意见；

(4) 委托书，中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部，2023 年 6 月 16 日。

## 2.2 评价目的、原则

### 2.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价该项目对国家产业政策、区域总体规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

### 2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

## 2.3 环境影响因素识别和评价因子

### 2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。施工期以井场和拉油点建设、管线敷设及输电线路建设等过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采、运输和处理过程中的污染为主。环境影响因素识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响因素 环境要素	施工期					运营期								退役期			
	占地	废气	废水	固体废物	噪声振动	废气	废水			固体废物			噪声	风险事故	废气	噪声	固体废物
		柴油机废气、车辆废气、扬尘	试压废水、生活污水	弃土	施工车辆、施工设备	放散管废气、无组织挥发烃类	井下作业废水	采出水	废压裂液、废洗井液	油泥(砂)	落地原油	废润滑油、废防渗膜	设备运转	管线破裂、原油泄漏、井喷等	拆卸扬尘	施工车辆、施工设备	拆卸后的建筑垃圾
大气	○	+	○	+	○	++	○	○	+	+	+	+	○	+	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	++	+	○	+	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	+	+	+	+	○	++	+	○	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	○	+	+	+	+	○	++	+	○	+
动物	+	+	○	+	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

## 2.3.2 评价因子

根据建设项目环境影响因素识别结果，筛选出本项目环境影响评价因子，见表 2.3-2。

表 2.3-2 项目评价因子一览表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
环境空气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S	非甲烷总烃、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>
地下水	水位、水温、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、铁、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 。	石油类
声环境	Leq[dB(A)]	Leq[dB(A)]
土壤	占地范围内：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃 占地范围外：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 风险筛选值	石油烃
生态环境	调查评价区域土地利用、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响； (2) 分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响； (3) 分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响； (4) 分析油田开发建设对生态景观的影响； (5) 分析油田开发建设对土壤环境质量的影响。
环境风险	/	结合当地的气象条件，对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

## 2.4 环境功能区划和评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### 2.4.1.1 环境空气

本项目油田所在地位于新疆塔城地区沙湾市，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

#### 2.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

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

#### 2.4.1.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区分类，属于 2 类声环境功能区要求。

#### 2.4.1.4 土壤环境

本项目位于准噶尔盆地西北缘，项目区占地类型均为灌木林地，占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

#### 2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区 23. 古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号），本项目属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕



4 号），项目区属于II2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

表2.4-1 本项目生态环境判断依据

判断依据	本项目
《新疆生态功能区划》	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）	天山北坡国家级水土流失重点预防区
《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号）	II2 天山北坡诸小河流域重点治理区

## 2.4.2 环境质量标准

### 2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 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）二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 执行，硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值执行。具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基本 污染物	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012） 二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM <sub>10</sub>	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	TSP	年平均	200		
		24 小时平均	300		
	NO <sub>2</sub>	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>		
	1 小时平均	10			
O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>		
	1 小时平均	200			
特征 污染	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准详解》

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
物	硫化氢	1 小时平均	0.01	mg/m <sup>3</sup>	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D

### 2.4.2.2 地下水环境质量标准

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

表 2.4-3 地下水质量标准

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

### 2.4.2.3 声环境质量标准

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

### 2.4.2.4 土壤环境质量标准

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

项目占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值。

具体标准值见表 2.4-4、表 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
<b>基本项目（重金属和无机物）</b>		
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
6	汞	38
7	镍	900
<b>基本项目（挥发性有机物）</b>		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
<b>基本项目（半挥发性有机物）</b>		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
<b>其他项目</b>		
46	石油烃	4500

注：石油烃（C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>）参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

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

## 2.4.3 污染物排放标准

### 2.4.3.1 废气排放标准

#### （1）施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m<sup>3</sup> 限值要求。

(2) 运营期

油气开采过程中采油井无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；

硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）；

伴生气放散废气（二氧化硫、氮氧化物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

污染物		项目	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
NMHC		企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H <sub>2</sub> S		厂界标准	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
放散	二氧化硫	周界外最高浓度点	0.4	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	氮氧化物	周界外最高浓度点	0.12	

2.4.3.2 废水排放标准

(1) 施工期

施工期生活污水集中收集后定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理，生活污水满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准。管道试压废水用于场地洒水抑尘，不外排。

表 2.4-7 《污水综合排放标准》（GB8978-1996）

序号	污染物	限值	序号	污染物	限值
1	pH	6~9	4	COD	500
2	SS	400	5	NH <sub>3</sub> -N	-
3	BOD <sub>5</sub>	300	-	-	-

(2) 运营期

本项目采出水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放。

2.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。

(2) 营运期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准，即昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

噪声标准限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

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

#### 2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)、《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(公告 2021 年第 66 号)；

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理；

含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017)、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发(2018)20 号)中的要求。

## 2.5 评价工作等级与评价范围

### 2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

#### (1) 评价等级

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

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

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

$C_i$ ——采用估算模式计算出的第  $i$  个污染物的最大 1 小时地面空气质

量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

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

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

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

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		42.9
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-35.9
土地利用类型		灌木林地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/ $^{\circ}$	/

筛选结果见表 2.5-3 和表 2.5-4。

表 2.5-3 非甲烷总烃估算模式预测结果表

下风向 距离/m	油气管线		拉油点装载过程		拉油点储罐大小呼吸	
	预测质 量浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	预测质量 浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	预测质量 浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%

	)					
20	19.91	9.95500E-001	61.161	3.05805	27.576	1.37880
50	29.305	1.46525	84.235	4.21175	37.979	1.89895
75	34.715	1.73575	72.56	3.62800	32.715	1.63575
100	35.016	1.75080	81.235	4.06175	36.627	1.83135
150	31.647	1.58235	79.25	3.96250	35.732	1.78660
200	27.489	1.37445	71.846	3.59230	32.393	1.61965
500	12.037	6.01850E-001	53.595	2.67975	24.164	1.20820
1000	5.4901	2.74505E-001	33.803	1.69015	15.241	7.62050E-001
1500	3.2012	1.60060E-001	22.424	1.12120	10.11	5.05500E-001
2000	2.1762	1.08810E-001	16.193	8.09650E-001	7.301	3.65050E-001
下风向最大质量浓度及占标率	35.32	1.76600	84.301	4.21505	38.009	1.90045
D10%最远距离/m	0		0		0	
最大浓度落地地点距离/m	87		51		51	

表 2.5-4 伴生气燃烧废气估算模式预测结果表

下风向距离/m	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>	
	预测质量浓度/ (μg/m <sup>3</sup> )	占标率/%	预测质量浓度/ (μg/m <sup>3</sup> )	占标率/%
25	0.0097306	1.94612E-003	0.0404732	2.02366E-002
50	0.013733	2.74660E-003	0.0571206	2.85603E-002
75	0.012773	2.55460E-003	0.0531276	2.65638E-002
100	0.011933	2.38660E-003	0.0496338	2.48169E-002
150	0.010764	2.15280E-003	0.0447715	2.23858E-002
200	0.010104	2.02080E-003	0.0420263	2.10132E-002
500	0.0058259	1.16518E-003	0.0242321	1.21161E-002
1000	0.0030786	6.15720E-004	0.012805	6.40250E-003
1500	0.0019241	3.84820E-004	0.00800304	4.00152E-003
2000	0.0013509	2.70180E-004	0.00561889	2.80945E-003
下风向最大质量浓度及占标率	0.013783	2.75660E-003	0.0573286	2.86643E-002
D10%最远距离/m	0		0	
最大浓度落地	52		52	



点距离/m		
-------	--	--

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率  $P_{max}=4.22\%$ ，大于 1% 小于 10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级。

### （2）评价范围

本次大气环境评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定和估算结果，确定本次环境空气评价范围为：分别以单井井口为中心，向采油井四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线。评价范围见图 2.5-1。

## 2.5.2 水环境评价等级和评价范围

### 2.5.2.1 地表水评价等级和评价范围

#### （1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。项目井区位于新疆塔城地区沙湾市金龙 54 井区，井区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气装卸运输过程中，本项目产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

#### （2）评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

### 2.5.2.2 地下水评价等级和评价范围

#### （1）评价等级

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

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

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

表 2.5-6 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-5、表 2.5-6 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于I类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目地下水评价等级为二级。

### （2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表2.5-7。

表2.5-7 地下水环境现状评价范围参照表

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

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查评价范围为周边区域的6~20km<sup>2</sup>；评价范围确定为：以本次开发区块中心为中心，北西-南东方向边长4km，北东-南西方向边长5km的矩形，评价范围面积20km<sup>2</sup>。见图2.5-1。

## 2.5.3 声环境影响评价等级和评价范围

### （1）评价等级

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

### （2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以采油井边界向外 200m 作为噪声评价范围。

## 2.5.4 土壤环境评价等级和评价范围

### （1）评价等级

本项目属于污染影响型项目，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别，项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”项目，属于 I 类项目。

本项目总占地面积为 2.46hm<sup>2</sup>（≤5hm<sup>2</sup>），属于小型，项目占地类型主要为灌木林地，周边不存在耕地等敏感目标，土壤敏感程度为较敏感，因此按照《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为二级。

表2.5-8 污染影响型敏感程度分级表

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

表2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目评价工作等级为二级，为污染影响型项目，调查范围为占地范围内和占地范围外200m范围内。

表2.5-10 现状调查范围

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

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

### 2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-11。

表 2.5-11 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为 27060m <sup>2</sup> <20km <sup>2</sup>
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评	三级	不涉及前述条款，评价等

价等级为三级		级确定为三级
--------	--	--------

### (2) 评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场、内部输送管线、拉油点较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场周边 200m 范围内；管线两侧各 300m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

## 2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

### (1) 评价等级

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

### (2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，评价等级为简单分析的项目未设环境风险评价范围。

## 2.5.7 评价范围一览表

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-12。

表2.5-12 环境评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	分别以单井井口、储油罐、放散管为中心，向采油井四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线，见图 2.5-1
2	地表水	三级 B	—
3	地下水	二级	以项目区块北西-南东方向边长 4km，北东-南西方向边长 5km 的矩形，见图 2.5-1
4	噪声	二级	以采油井边界向外 200m，见图 2.5-1
5	生态	三级	井场周边 200m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域，见图 2.5-1
6	土壤	二级	以各采油井占地范围内和占地范围外扩 200m 范围，见图 2.5-1
7	环境风险	简单分析	/

## 2.6 评价内容和评价重点

### 2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评

价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

## 2.6.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、固体废物环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

## 2.6.3 评价时段

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

## 2.6.4 评价对象

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

## 2.7 控制污染与环境保护目标

### 2.7.1 控制污染目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

(1) 控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对项目区生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放、废水达标回注，场界噪声达标，固废得到合理利用及无害化处置，项目建设不会对项目区造成影响。

(3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

(4) 保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

### 2.7.2 环境保护目标

根据现场调查，本项目占地类型为灌木林地，井场周边只有稀疏的植被。项目 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、居民区、学校等环境保护目标，项目属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区范围内，周边 200m 范围内无声环境保护目标，周边 500m 范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源。本项目距离玛依格勒森林公园约 6.8~8.7km。本项目环境保护目标具体情况见表 2.7-1。与生态红线位置关系见图 2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	规模	保护要求
空气环境	项目评价范围内无大气环境敏感目标, 保护对象为项目区环境空气	项目区及周边	—	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
地下水环境	评价区域内地下水	项目区及周边	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 不因本项目建设降低区域地下水质量
声环境	项目评价范围内无声环境敏感目标, 保护对象为项目区声环境	项目区及周边	—	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准
土壤	项目区土壤	评价区域内	—	占地范围内: 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值 占地范围外: 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 风险筛选值
生态环境	水土流失重点治理区	项目区	—	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性, 保护土壤环境质量, 做好植被恢复与水土保持工作, 使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
	自治区I级保护植物: 梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草	评价区域内	—	自治区I级保护, 落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施, 临时占地 3-5 年可基本恢复到自然状态
	国家II级保护植物: 胀果甘草			国家II级保护植物, 落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施, 临时占地 3-5 年可基本恢复到自然状态
	国家I级重点保护野生动物: 红隼、猎隼、虎鼬为	评价区域内	—	禁止破坏野生动植物的生境及捕杀野生动物
国家II级重点保护野生动物: 狼、沙狐、赤狐、	评价区域内	—		

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	规模	保护要求
	鹅喉羚、云雀, 二级、 草原斑猫			
	自治区I级重点保护野 生动物: 虎鼬	评价区域内	—	



## 2.8 相关法规、政策相符性分析

### 2.8.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2021 年修订），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

### 2.8.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）相符性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）相符性分析见表 2.8-1。

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

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

5	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受环境保护主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	项目应按本报告提出的监测计划实施监测,接受环境保护主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的,应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量,经依法审查后领取《排污许可证》。	项目应取得排污许可证后方可排污。	符合
7	石油开发单位应当建设清洁井场,做到场地平整、清洁卫生,在井场内实施无污染作业,并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋。	严格落实中石油 SHEQ 管理措施,平整井场;工程所在地属于大陆性干旱气候,降水量远小于蒸发量,未设置挡水墙、防洪渠道。井下作业铺设防渗膜,事故状态下产生的落地油上层能收集的落地油送至红山嘴油田原油处理站处理,受浸染的土壤为含油污泥集中收集后有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
8	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护,防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔,发生渗透、溢流、泄露,造成环境污染。	本项目运营作业区人员定期对采油井、站场及管线进行巡检。采油管线定期进行腐蚀、泄漏检测,检测出腐蚀管线进行更换,合格管线出具合格报告。	符合
9	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置,防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收,经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	①本次不含钻井期评价,前期金 223_H 井钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆,未添加磺化物,为环境友好的钻井液,金 226_H 井三开采用油基钻井液,油基钻井液循环使用,油基岩屑已委托有资质的单位处置;②运营期井下作业废水拉运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理后回注油藏;落地油 100%回收,上层能收集的落地油送至红山嘴油田原油处理站处理,受浸染的土壤交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
10	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。	本项目不含钻井期,但前期钻井采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井,保证表层套管封固质量完好;按设计规定实施,确保施工质量;同时严格要求套管下入深度等措施,可以有效控制钻井液在含水层中的漏失,并	符合

		防止油气泄漏污染地下水。	
11	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质,应当采取防范措施,防止渗漏、泄露、溢流和散落。	本项目井下作业废水进入井口方罐收集,防止油水泄漏;本项目不含钻井期。	符合
12	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本环评提出危险废物、含油固体废弃物管理及运输等环节要求,防止污染大气、土壤、水体。	符合
13	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用;不具备回收利用条件的,应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施,达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目距集输系统较远,无法密闭集输,因此拟采用单井拉油方式生产,即井口采出气液经生产分离器进行气液分离,分离出的伴生气由带点火装置的放散管点火放散,伴生气烟气满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)。	符合
14	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草,在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施,保护和改善生态环境。	本项目施工结束后,应对临时占地内的土地进行平整,自然恢复原有地貌,充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层,临时占地范围不具备植被恢复条件的,应采用砾石等材料覆盖临时占地面积,以防止侵蚀加剧,减少水土流失,植被自然恢复。	符合
15	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测,采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害: (一)对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者回填	本项目报告提出生产期满后的封闭和生态恢复措施要求。	符合
16	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的,应当恢复地表形态和植被: (一)建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的; (二)震裂、压占等造成土地破坏的; (三)占用土地作为临时道路的; (四)油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求施工结束后,应对临时占地内的土地进行平整,自然恢复原有地貌,充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层,临时占地范围不具备植被恢复条件的,应采用砾石等材料覆盖临时占地面积,以防止侵蚀加剧。	符合

17	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	本环评在闭井期措施章节提出该要求。	符合
18	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主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。	本次评价要求建设单位更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合

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

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

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

表 2.8-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目采出水经红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理后回注油藏，工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本次评价不含钻井工程内容，前期金 223_H 井钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，金 226_H 井三开采用油基钻井液，油基钻井液循环使用，油基岩屑已委托有资质的单位处置，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设	本次评价不含钻井工程内容，但前期金 223_H 井钻井期使用的泥浆为环保水	符合

	备，钻井液循环率达到 95%以上； 钻井过程产生的废水应回用。	基泥浆，未添加碘化物，为环境友好的 钻井液，金 226_H 井三开采用油基钻 井液，油基钻井液循环使用，油基岩屑已 委托有资质的单位处置，采用“钻井泥 浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻 井废水全部回用。	
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂 液宜集中配制，酸化残液、压裂残 液和返排液应回收利用或进行无害 化处置，压裂放喷返排入罐率应达 到 100%。	本项目井下作业过程中，严格按照新疆 油田公司要求带罐作业，100%回收。 压裂返排液经红山嘴油田原油处理站 压裂返排液处理系统处理达标后回注 油藏，严禁直接外排。	符合
6	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。	本次评价不含钻井工程内容，但钻井期 间采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废 水排放，运营期废水经红山嘴油田原 油处理站处理达标后全部回注油藏。	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，根据识别结果 资源化利用或无害化处置。	将落地油 100%进行回收，定期交由有 相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
8	油气田企业应制定环境保护管理规 定，建立并运行健康、安全与环境 管理体系。	新疆油田公司重油公司目前已建立了 完善的健康、安全与环境管理体系 （QHSE 管理体系）。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的 环境监督管理。油气田建设过程应 开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟 定了开发期环境监理计划。	符合

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

## 2.8.4 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》（环办环评函〔2019〕910 号）的符合性分析

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

表 2.8-3 与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块	本次为金龙 2 油区金龙 54 井区探井转开发井项目，包括拟建开发井及配套采油管线、供配电等地面工	符合

	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。	程。	
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期采出废水经红山嘴油田原油处理站处理达标后用于回注油藏。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本次评价不含钻井工程内容，但前期金 223_H 井钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加碘化物，为环境友好的钻井液，金 226_H 井三开采用基钻井液，油基钻井液循环使用，油基岩屑已委托有资质的单位处置；运营期含油污泥委托有资质的单位进行处置。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

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

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

表 2.8-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.5 小节。	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各采油井、采油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本次评价不含钻井期，但前期金 223_H 井钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，金 226_H 井三开采用基钻井液，钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆	符合

			不落地工艺，钻井泥浆循环使用。	
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气不含硫化氢。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；油泥砂交由有资质的单位无害化处置。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%。	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收。	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收。	符合

## 2.8.6 与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》

### 符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》(新环发(2017)1号)相符性见表 2.8-5。

表 2.8-5 与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》（新环发（2017）1号）

符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	建设项目须符合国家、自治区相关法	本项目符合国家、自治区相关法律	符合



	<p>律法规、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）、《产业转移指导目录（2012 年本）》（工信部〔2012〕31 号）、《市场准入负面清单草案（试点版）》和《关于促进新疆工业通信业和信息化发展的若干政策意见》（工信部产业〔2010〕617 号）等相关要求，不得采用国家和自治区淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。</p>	<p>法规、产业政策要求，本次评价不含钻井期，但钻井期间钻井工艺采用“钻井泥浆不落地技术”，符合《产业结构调整指导目录（2019 年本，2021 年修订）》、《产业转移指导目录（2012 年本）》（工信部〔2012〕31 号）、《市场准入负面清单草案（试点版）》和《关于促进新疆工业通信业和信息化发展的若干政策意见》（工信部产业〔2010〕617 号）等相关要求。项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。</p>	
2	<p>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和生态红线规划、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。</p>	<p>本项目符合国家、自治区主体功能区规划、生态红线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。</p>	符合
3	<p>禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、饮用水水源保护区等重点保护区域内及其它法律法规禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。</p>	<p>项目所在区域不属于自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、饮用水水源保护区重点保护区域内及其它法律法规禁止的区域。</p>	符合
4	<p>建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。</p>	<p>本项目占地类型为灌木林地，未占用基本农田。本环评要求建设单位在项目施工前须取得相关部门的征地手续，并进行补偿。</p>	符合
5	<p>存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。</p>	<p>本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。</p>	符合

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

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发

(2020) 138 号) 中要求的相符性分析详见表 2.8-6。

表 2.8-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见 6.4 节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见 5.4 节和 6.1.6、6.2.6、6.3.5 节。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》和《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》(新水(2019)4 号)，项目区属于其中的重点治理区，施工期和运营期拟采取有效的生态保护、生态恢复和防沙治沙、水土保持措施。	相符

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

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中要求的相符性分析详见表 2.8-7。

表 2.8-7 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目采出液在采油井内管道输送至配套单井拉油储罐，并设放散火炬，采出液经计量罐车运输至金龙 2 转油站，经加热、增压后管输至红山嘴油田原油处理站处理。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总	本项目依托红山嘴油田原油处理站处理，配套建设单井拉油	相符

	经浓度不应超过 4.0mg/m <sup>3</sup> 。	储罐，并设放空火炬，在加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	
--	--------------------------------	--	--

### 2.8.9 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（公告 2013 年 21 号）中要求的相符性分析如下：

表 2.8-8 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。	建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；应急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放。	本项目距集输系统较远，无法密闭集输，因此拟采用单井拉油方式生产，即井口采出气液经生产分离器进行气液分离，分离出的伴生气由带点火装置的放散管点火放散，伴生气烟气满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。	相符
3	废水收集和处理过程产生的含 VOCs 废气经收集处理后达标排放	本项目采出液在采油井内管道输送至配套单井拉油储罐，并设放散火炬；本项目采出水通过红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后，回注油层。	相符
4	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台帐，并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	相符

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

本项目与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）中要求的相符性分析见表 2.8-9。

表 2.8-9 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检。	建设单位对管道、阀门、机械设备等进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目距集输系统较远，无法密闭集输，因此拟采用单井拉油方式生产，即井口采出气液经生产分离器进行气液分离，分离出的伴生气由带点火装置放的放散管点火放散，伴生气烟气满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。	相符
3	阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于 0.5% 的阀门。	建设单位使用的是泄漏率小于 0.5% 的阀门，并对管道、阀门进行定期检查，对腐蚀、损坏进行及时更换。	相符
4	石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处置，不作为日常大气污染处理设施。	本项目属于油气开采项目，不属于石化、化工企业，本项目距集输系统较远，无法密闭集输，因此拟采用单井拉油方式生产，即井口采出气液经生产分离器进行气液分离，分离出的伴生气由带点火装置的放散管点火放散，伴生气烟气满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。	相符
5	企业应按标准要求火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	按标准要求火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	相符

## 2.9 相关规划符合性分析

### 2.9.1 与《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》

#### 符合性分析

##### 2.9.1.1 规划符合性分析

新疆维吾尔自治区发展和改革委员会于 2022 年 9 月编制了《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》。规划重点项目包括油气勘探重点项目、油气产能建设重点项目、非常规油气重点项目、天然气管道重点项目，本项目属于准噶尔盆地，属于油气产能建设重点项目，运营后属于中国石油新疆油田分公司重油开发公司管辖，符合规划要求。

### 2.9.1.2 规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 26 日通过新疆维吾尔自治区生态环境厅审查，文号“新环审〔2022〕268 号”。规划环评要求对勘探过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施；本项目废气主要为施工扬尘、柴油机、运输车辆废气，通过洒水降尘、选用高品质的合格油品和密闭顶部净没式装载方式减少废气的排放；运营期井下作业废水采用专用废液收集罐收集、采出水进入红山嘴油田原油处理站处置；压裂返排液进入罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处理，落地油 100%回收，机械设备废油和废弃防渗膜委托有危废处置资质的单位处置，同时对生态影响采取了有效的减缓措施，符合《报告书》的要求。

表 2.9-1 与新疆维吾尔自治区石油天然气发展规划环评审查意见相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求，本项目不涉及环境敏感区。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、自然保护地、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序等。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目对选址选线进行了和理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区。	符合
3	严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划	①本次不含钻井期评价，但前期金 223_H 井钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未	符合

	<p>区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>	<p>添加磺化物，为环境友好的钻井液，金 226_H 井三开采用油基钻井液，油基钻井液循环使用，油基岩屑已委托有资质的单位处置；②运营期井下作业废水拉运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理后回注油藏；落地油 100%回收，上层能收集的落地油送至红山嘴油田原油处理站处理，受浸染的土壤交由有相应危险废物处理资质的单位处置。</p>	
4	<p>加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>	<p>本报告提出了生态保护及恢复措施，详见 6.1.6、6.2.6 小结。</p>	符合
5	<p>加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。</p>	<p>本报告已提出跟踪监测计划。</p>	符合

## 2.9.2 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“实施能源资源安全战略”，按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，

做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

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

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

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

建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目的建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

### 2.9.4 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性

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

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，项目位于属于国家级重点开发区域，见图 2.9-1。该区域的功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。

本项目为石油开采项目，依托区域石油资源优势发展经济，项目施工和运营期均采取有效的生态保护和恢复措施，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

### 2.9.5 与《新疆生态功能区划》相符性分析

对照《新疆生态功能区划》，本项目涉及的生态功能区为“II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区 23. 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区”，主要内容及发展方向见表 2.9-2，位置关系见图 2.9-2。

表 2.9-2 生态功能区评价

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

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

### 2.9.6 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》：

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

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

相符性分析：本次不含钻井期评价，但前期金 223\_H 井钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，金 226\_H 井三开采用



基钻井液，钻井采用不落地系统，岩屑随钻井泥浆带出，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基岩屑储存于岩屑储罐，委托岩屑公司处置，油基岩屑已委托有资质的单位处置。

落地原油及受污染土壤、含油污泥等均委托资质单位妥善处置。

项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

## 2.9.7 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

### 2.9.7.1 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于 2020 年 11 月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于金龙 54 井区，在“老区千万吨稳产工程”中。

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

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

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于 2022 年 12 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252 号）。项目与审查意见符合性分析详见表 2.9-3。

表 2.9-3 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然	本项目建设不在生态保护红线内，符合塔城地区“三线	符合

	<p>和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	<p>“一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。</p>	
2	<p>合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。</p>	<p>本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区。</p>	符合
3	<p>严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理，规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>	<p>①本次不含钻井期评价，但前期金 223_H 井钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化剂，为环境友好的钻井液，金 226_H 井三开采用油基钻井液，油基钻井液循环使用，油基岩屑已委托有资质的单位处置； ②运营期井下作业废水拉运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理后回注油藏；落地油 100%回收，上层能收集的落地油送至红山嘴油田原油处理站处理，受浸染的土壤交由有相应危险废物处</p>	符合

		理资质的单位处置。	
4	加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本报告提出了生态保护及恢复措施，详见 6.1.6、6.2.6 小结。	符合
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

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

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

规划中明确天山北坡区的准噶尔盆地南部，受沙漠扩张及风沙危害，风力侵蚀较为严重。该区水土流失总面积为 9.83 万 km<sup>2</sup>，占本区土地总面积的 65%，其中水力侵蚀面积为 1.60 万 km<sup>2</sup>，占本区土地总面积的 10%；风力侵蚀面积为 8.23 万 km<sup>2</sup>，占本区土地总面积的 55%。针对天山北坡区的现状，提出水土流失治理措施主要依靠天山北坡城市群城郊清洁型小流域建设和草原建设工程，并及时开展准东地区、和丰-克拉玛依、乌昌地区煤炭行业和克拉玛依石油天然气行业的水土保持综合治理。其中塔城地区重点区域（流域）和重要行业水土保持综合治理体系生态修复和土地整治工程远期规划为 165km<sup>2</sup>、33km<sup>2</sup>。

本项目为油气开采项目，位于塔城地区沙湾市，项目区属于自治区级中的水

土流失重点治理区天山北坡诸小河流域重点治理区。针对项目所在区域的特点，本报告在 6.4 和 6.5 章节中提出相应的防沙治沙措施和水土保持方案，建设单位在施工期和运营期需严格落实水土流失工程防治、分区防治、水土保持和管理等措施，在落实各项防治措施后，可提高项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，减少区域水土流失量。因此，本项目在严格落实报告中提出的水土流失防治措施和生态环境保护措施后，与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》中的内容相符。

## 2.10 与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）的相关要求符合性分析见表 2.9-4。

表 2.9-4 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

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

## 2.11 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1

## 月 1 日) 符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2019 年 1 月 1 日) 的相关要求符合性分析见表 2.9-4。

表 2.9-4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者,应当按照国家有关规定和监测规范,自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况,并保存原始监测数据记录。	本项目向大气排放的污染物主要为非甲烷总烃,本报告已制定了环境监测计划,在项目建成运营后建设单位委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测,并保留原始监测数据。	符合
2	禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目为石油开采项目,不属于高污染工业项目,项目建设过程中未使用淘汰类的工艺、设备。	符合
3	产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动,应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行,并安装、使用污染防治设施;无法密闭的,应当采取措施减少废气排放。	由于金龙 223_H、金龙 226_H 区较偏远,本项目采用单井拉油的方式生产,本报告提出了相应的污染防治措施,具体措施可见报告 6.2.2.3 和 6.2.4.4 章节。	符合
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时,应当按照技术规范,对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本报告要求项目建成运行后,在设备检修、维修时要严格按照相关技术规范操作,减少挥发性有机气体的排放。	符合

### 2.12 与“三线一单”生态环境分区管控方案的相符性分析

#### 2.12.1 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》,自治区共划定 1323 个环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。

(1) 优先保护单元 465 个: 主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求;一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则,开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,确保生态功能不降低。

(2) 重点管控单元 699 个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

(3) 一般管控单元 159 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域属于乌昌石片区，属于重点管控单元，具体位置关系详见图 2.12-1。本项目为陆地石油开采项目，符合重点管控单元的发展方向。

### 2.12.2 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）相符性分析

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），全区划分为七大片区，包括北疆北部（塔城地区、阿勒泰地区）、伊犁河谷、克奎乌—博州、乌昌石、吐哈、天山南坡（巴州、阿克苏地区）和南疆三地州片区。

本项目所在区域为塔城地区沙湾市，属于乌昌石片区。本项目与其片区管控要求的相符性分析见表 2.10-1。

表 2.10-1 乌昌石片区管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	除国家规划项目外，乌鲁木齐市、昌吉市、沙湾市...及周边敏感区域不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等新增产能项目	项目为石油天然气开采项目，不在禁止建设范围内。	相符
2	坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理；所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善	项目选用了先进的工艺、设备和装备，并配套相应的污染防治措施，各类污染物排放符合环境保护标准。	相符
3	强化挥发性有机物污染防治措施	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等；对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；在油气输送过程中，	相符

序号	管控要求	本项目	相符性
		采用单井拉油方式，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，严格控制烃类气体的挥发量。	
4	强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治	本项目环评开展了土壤环境影响评价，制定了运营期土壤质量跟踪监测计划。	相符
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应向社会公布，接收社会监督	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	相符

### 2.12.3 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

塔城地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，主要为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类。

优先保护单元 43 个。主要包括自然保护地、生态保护红线区和红线外饮用水源保护区、水源涵养区、生态多样性保护区、土地流失防控区、防风固沙区等一般生态空间管控区。自然保护地按照国家公园、自然保护区、自然公园等有关法律法规进行分区管理；生态红线区执行生态保护红线管理办法有关要求；一般生态空间控制区以改善提升生态功能为主要目标，遵循生态环境保护优先、节约集约、绿色发展的原则，开发建设和人为活动应执行相应区域基本草原、生态公益林、天然林保护、饮用水源保护区等有关法律法规要求，严格生态空间占用，保障生态安全底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 41 个。主要包括城镇建成区、工业园区、国家规划矿区、地下水开采重点管控区等重点区域。重点管控单元要优化建设用地和产业空间布局，提升资源利用效益，促进绿色低碳发展，有针对性的加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 24 个。主要包括优先保护单元和重点保护单元以外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目单井井场、管线工程、拉油点等占地均位于塔城地区沙湾市，属于塔

城地区沙湾市一般管控单元（ZH65422330001），具体如图 2.12-2 所示，管控要求相符性详见表 2.10-2。

表 2.10-2 项目与塔城地区“三线一单”管控要求相符性分析

环境管控单元类别	管控要求	本项目	相符性	
一般管控单元	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】【A1.4-3】条要求。 2、执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。	本工程符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间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。符合本单元管控要求。本项目不属于石化、化工等挥发性有机物排放重点行业建设项目，不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目，符合【A1.4-1】【A1.4-2】【A1.4-3】【A7.1-1】条要求。	相符
	污染物排放管控	1、执行自治区管控单元分区管控要求中【A7.2-1】条要求。 2、执行塔城地区总体管控要求【2.1】【2.2】条要求。	本工程为石油开采项目，不新增主要污染物排放总量；场站内无组织挥发的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；本项目不涉及工业污染源，符合【A7.2-1】、【2.1】【2.2】条要求。	
	环境风险管控	1、执行自治区管控单元分区管控要求中【A6.3-1】条要求。 2、完善环境突发事故应急预案，加强环境风险防控体系建设。	项目区位于荒漠区域，周边无其他企业，本次评价要求建设单位更新已编制并备案的突发环境事件应急预案，符合【A6.3-1】的要求。	
	资源利用效率	1、执行自治区管控要求【A7.4-1】条要求，优化能源结构，加强能源清洁利用。 2、执行塔城地区总体管控要求【4.3】条要求。	项目施工期用水从白碱滩区由罐车拉运至项目区。项目不占用耕地，不开采地下水，项目建设过程中的资源消耗量总体相对区域资源利用总量较少。符合【A7.4-1】【4.3】条要求。	

## 2.13 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域、道路和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。本工程距离生态保护红线较远，井场、道路及管线选址均已避开生态保护红线。



项目所在区域沙湾市属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址、选线合理。

## 3 建设项目工程分析

### 3.1 区块油气资源概况

#### 3.1.1 勘探简况

金龙 54 井区共部署了勘探井/评价井 2 口，均为水平井，现有 2 口井于 2021 年 11 月取得伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局批复（塔地环字〔2021〕245 号）。

#### 3.1.2 油气资源概况

该区域原油物性，不含硫化氢。

##### （1）原油物性

金龙 54 井区 P<sub>3W2</sub> 地面原油密度平均为 0.8724g/cm<sup>3</sup>，50℃粘度平均为 64.05mPa·s，凝固点平均为 11.25℃。

##### （2）天然气物性

金龙 54 井区 P<sub>3W2</sub> 天然气相对密度为 0.7139，甲烷含量 79.65%。

##### （3）地层水性质

金龙 54 井区 P<sub>3W2</sub> 地层水矿化度平均 23527.63mg/l，氯离子含量平均 14190.78mg/l，水型为 CaCl<sub>2</sub>。

### 3.2 区块勘探现状及环境影响回顾

根据《关于对金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程(变更)环境影响报告表的批复》（塔地环字〔2021〕245 号），在金龙 2 井区部署 7 口评价井（井号：金 223、金 224、金 226、金 227、金 230\_H、金 231、金 235），中国石油新疆油田分公司重油开发公司对该区域进行了更为细致的划分，将这 7 口井均划分至金龙 54 井区，金龙 54 井区目前只有 7 口评价井，未有生产井。金 223 井、金 226 井已通过企业第一批自主验收，金 224 井、金 227 井、金 230\_H 井于 2023 年 7 月 14 日完钻，剩余 2 口井暂未实施。

#### 3.2.1 金龙 54 井区勘探概况

金龙 54 井区共部署了勘探井/评价井 7 口，3 口水平井，4 口直井。

具体各井口坐标见表 3.2-1。

表 3.2-1 金龙 54 井区各井口坐标一览表

序号	井号	坐标		井型	实际建设情况	所属项目
		经度	纬度			
1	金 223_H	85°17'43.309"	45°15'42.142"	水平井	已建成并试油, 通过企业自主验收	金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程(变更)环境影响报告表
2	金 226_H	85°16'37.874"	45°16'19.354"	水平井		
3	金 224	85°16'03.398"	45°14'54.790"	直井	已完钻	
4	金 227	85°17'52.529"	44°16'17.051"	直井	已完钻	
5	金 230_H	85°14'07.725"	45°15'29.025"	水平井	已完钻	
6	金 231	85°14'04.923"	45°15'18.064"	直井	暂未实施	
7	金 235	85°12'55.360"	45°14'32.420"	直井	暂未实施	

注：金 223\_H、金 226\_H 即为本次评价的井。

### 3.2.2 金龙 54 井区环保手续情况

现有 7 口井勘探钻试工程环评及验收情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 金龙 54 井区（勘探井/评价井）环评及验收情况

序号	项目名称	主要建设内容	环评批复	验收情况	实际建设情况
1	金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程(变更)环境影响报告表	部署 7 口评价井（金 223、金 224、金 226、金 227、金 230_H、金 231、金 235），完钻后进行试油	2021 年 11 月 26 日取得伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局批复（塔地环字〔2021〕245 号）	2023 年 3 月 7 日已通过第一批自主验收	金 223_H 井 2021 年 9 月 6 日开钻、2021 年 11 月 18 日完钻，2022 年 5 月 12 日试油开始，2022 年 9 月 16 日试油结束；金 226_H 井 2021 年 9 月 1 日开钻、2022 年 5 月 28 日完钻，2022 年 6 月 22 日试油开始，2022 年 10 月 25 日试油结束

注：1、涉及本次工程转产能井的评价井为：金 223、金 226；金 223、金 226 即本项目的金 223\_H、金 226\_H；  
2、金 224 井、金 227 井、金 230\_H 井于 2023 年 7 月 14 日完钻，剩余 2 口井暂未实施。

### 3.2.3 勘探期环境影响回顾

金龙 54 井区目前只有 7 口评价井，未有生产井。金 223 井、金 226 井已通过企业第一批自主验收，金 224 井、金 227 井、金 230\_H 井于 2023 年 7 月 14 日完钻，剩余 2 口井暂未实施。对已验收和已完钻未验收的勘探井进行环境影响回顾，尚未开工建设的评价井（井号：金 231、金 235），钻试过程中应严格按

照环评报告和批复中的要求执行。

表 3-2-3 本次改产能井井身结构情况表

序号	井号	井深 (m)	井身结构
1	金 223_H	5465	三开水平井
2	金 226_H	5058	三开水平井

### 3.2.3.1 已验收的钻井勘探期环境影响回顾

根据《金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程（变更）（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2023 年 3 月），已完钻井勘探期环境影响情况如下：

#### （1）废气

主要为钻井期柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气、施工扬尘及试气期的伴生气放空废气。

- ①钻井期燃料燃烧废气、施工扬尘随施工结束后消散；
- ②试油期产生的伴生气经放散管燃烧放空；
- ③车辆机械使用国家正规油品，定期进行保养；
- ④钻试期间对易起尘物料进行了遮盖，施工车辆按规定路线行驶，加强了车辆管理。

综上，钻井及试油期均属于阶段性的短暂排放，该井区地域空旷，扩散能力较好，对环境质量影响较小，对周围大气环境影响较小。

#### （2）废水

废水主要为施工期生活营地产生的生活污水和试气期的井下作业废水。

①施工生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池，施工结束后清运至乌尔禾区污水处理厂，临时储集池已覆土填埋，污水不外排，对环境影响很小。

②井下作业废水（洗井水）主要污染物为石油类、悬浮物等，井场设有专用储罐，该废水已经全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至 61#原油处理站处理，井区现状无废水外排。项目施工期间无污染地下水情况发生。

已完钻井的井场油罐、发电机、材料堆场、岩屑临时堆放区等关键部位均采用防渗膜防渗，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层，项目对水环境影响不大。

### (3) 固废

勘探期产生的固体废物主要为钻井岩屑、废弃钻井泥浆及生活垃圾。

①钻井岩屑、泥浆：已完钻井的钻井工程采用“钻井泥浆不落地技术”，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相（水基泥浆和油基泥浆）回用于钻井液配备，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，暂存于岩屑临时堆放场地，水基钻井岩屑由钻井单位委托克拉玛依市克利达油脂化工有限责任公司及新疆众人石油科技有限公司拉运处理，经新疆新能源（集团）环境检测有限公司、克拉玛依市钧仪衡环境检测有限公司进行检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）的标准后综合利用；油基钻井岩屑交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司拉运处置。

②施工生活垃圾：生活垃圾由克拉玛依市鑫塔物业服务有限责任公司清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置。井区现状无固体废物产生或遗留。

### (4) 噪声

施工期选用低噪声的施工设备、机械，对设备底部进行基础减振，并定期进行检修和维护。井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，已完钻井区目前无噪声源，对声环境没有不良影响。

### (5) 生态环境影响

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。施工期各环保设施正常运行施工；施工过程中严格控制占地；施工车辆按规定路线行驶，没有乱压乱碾、私开便道现象；井场固体废物已妥善处理，现场无遗留；已对项目区占地及植被进行了经济补偿，临时占地已平整场地，金 223\_H、金 226\_H 临时占地范围内植被正在进行恢复。

### (6) 环境风险

已钻井场在钻井期施工过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。已编制《新疆油田分公司重油开发公司突发环境事件专项应急预案》，并已在塔城地区生态环境局进行备案（备案编号 654200-2020-036-L）。

经调查，钻井期未有环境风险事故发生。

### 3.2.3.2 已完钻还未验收的钻井勘探期环境影响回顾

根据现场勘查，对已完钻还未验收的评价井对噪声和生态恢复情况进行回顾：

#### (1) 噪声

已完钻井区目前无噪声源，对声环境没有不良影响。

#### (2) 生态环境影响

区块内现有已完钻井场（金 224 井、金 227 井、金 230\_H 井）及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。但目前临时占地内植被尚未恢复。现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，井场及周边均没有油污出现。已完钻井的水基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。油区内道路总体规范，但部分井区地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

## 3.2.4 现存主要问题及整改措施建议

### 3.2.4.1 现存主要问题

根据《金龙油田金龙 2 井西二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程（变更）（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2023 年 3 月），金 223\_H、金 226\_H 井已完钻，并完成试油，现已关停。根据现场踏勘的情况，井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，井场及周边均没有油污出现。已完钻井的水基、油基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。

金 223\_H、金 226\_H 井分别于 2021 年 11 月、2022 年 5 月完钻建成，距今已有一定时间，对井场、道路等占地进行平整场地，目前临时占地内有零星植被恢复生长，金 223\_H、金 226\_H 井工程不存在现有环境问题。

区块内现有已完钻井场（金 224 井、金 227 井、金 230\_H 井）及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。但目前临时占地内植被尚未恢复。

现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，井场及周边均没

有污油出现。已完钻井的水基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。

### 3.2.4.2 整改建议措施

针对区域现存的环境问题，建议重点采取以下措施：

(1) 本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，采用能适应项目区自然条件的种类进行植被恢复。

(2) 尽快组织实施已完钻井场的竣工环保验收工作。

(3) 钻试作业结束后，立即拆除井场一切无用的临时构筑物，根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》的相关要求进行生态恢复，进一步减少对周边环境的影响。并按照环评批复要求尽快开展场地恢复并履行竣工环保验收手续。

## 3.3 建设项目概况

### 3.3.1 工程基本情况

#### 3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：金龙油田金龙 54 井区金 223\_H、金 226\_H 井试采地面工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部；

项目性质：改扩建；

#### 3.3.1.2 建设地点

金龙 54 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市及伊犁哈萨克自治州塔城地区沙湾市，构造位置位于准噶尔盆地西北缘中拐凸起。金龙 54 井区距克拉玛依市区东南约 50km、距金龙 2 井区约 8km，本项目金 223\_H、金 226\_H 井位于塔城地区沙湾市，距沙湾市西北约 110km，由中国石油新疆油田分公司重油开发公司负责管理运行。开发区地表条件为戈壁、沙丘，区内地势较平坦，地面海拔平均约 280m，地理位置见图 3.3-1，项目区外环境关系图见图 3.3-2。

经纬度坐标：金龙 223\_H E85°17'43.309" N45°15'42.142"

金龙 226\_H E85°16'37.874" N45°16'19.354"

### 3.3.1.3 建设规模及组成

本项目部署了 2 口采油井，均为 2 口探井转产能井，新建产能 0.193×10<sup>4</sup>t/a，新建采油井场 2 座，采用电潜螺杆泵举升工艺，配套电机功率 22kW。设置保温盒保温，保温盒内设 0.3kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

建设 2 座拉油点，配套 3 个单井储油罐（60m<sup>3</sup>），安装采油井井口装置 2 口，新建单井采油管线 40m，配套建设供配电、仪表工程等。

具体工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量	建设内容	备注
老井利用	评价井转产	2 口	2 口评价井转采油井，2 口水平井（井号：金龙 223_H、金龙 226_H）。	改建
地面工程	采油井口装置	2 座	选用 KY105-78/65 型采油井口。采用无杆泵（电潜螺杆泵）举升工艺。泵排量 60~80t/d，扬程 2700~3000m，电机投影尺寸不大于 100mm，电机功率 22kW，耐温 150℃。	新建
		2 座	改建钻井期的 2 座评价井为采油井。	改建
	单井管线	40m	新建井场至拉油点单井出油管道采 D60×3.5/20 号无缝钢管，每口单井出油管道长度为 20m，2 座单井拉油点单井出油管道合计长度 40m，管道保温采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，外包 2.0mm 厚聚乙烯做保护层。管底埋深-1.70m。	新建
		3 个	金 223_H 单井拉油点设 2 座 60m <sup>3</sup> 储油罐，金 226_H 单井拉油点设 1 座 60m <sup>3</sup> 储油罐，储存系数 0.85，有效容积 51m <sup>3</sup> 。	新建
油区配套辅助工程	供配电		采油井电源依托金龙 110kV 变电站引出的油区三线，由油区三线 123 号杆处 T 接，需新建 10kV 架空线路 7km。	新建
	消防		外部消防依托油田公司应急抢险救援中心消防二大队，油区内配备 8kg 干粉灭火器 6 具。	依托+新建
	道路		本次新建巡井道路 1.0km，就近接入周边路网。道路采用四级道路建设标准，路面宽 4m，采用砂石路面，路基采用 30cm 级配砂砾，每隔 300m 处设置错车道 1 处。道路沿线设置必要的交通指示及安全警示标识。	新建
环保工程	废气	施工扬尘	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施。	/
		施工机械废气、车辆运	各类机械及车辆均使用符合国家标准的燃料。	/



类别	名称	工程量	建设内容	备注	
依托工程	运营期	输尾气			
		输送废气	项目采油井口至拉油点采用管输工艺。	新建	
		伴生气	运营期新建单井采油管线，配套 3 个单井储油罐，伴生气放散燃烧。	新建	
	废水	施工期	管道试压废水	管道试压废水为清水，本项目试压废水少量，沉淀后用于洒水降尘。	/
			生活污水	排入生活营地临时生活污水防渗池，项目结束后由吸污车清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。	
		运营期	井下作业废水	井下作业带罐，井下作业废水（洗井液、压裂返排液、修井液）运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理。	
			采出水	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理，废水处理达标后回注油藏。	
	噪声	施工期	设备机械噪声	合理安排施工时间，设备基础减振、隔声降噪措施。	新建
		运营期	设备机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫，定期保养设备。	新建
	固废	施工期	管线施工土方	土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上。	/
			生活垃圾	井场及生活营地设垃圾收集箱，由施工单位统一收集后拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。	
		运营期	油泥（砂）	油泥（砂）委托有危险废物处置资质的单位处置。	依托
			落地油	对修井作业产生的落地原油采用清洁生产工艺（铺垫厚塑料布），进行 100%回收，对于无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥委托有危险废物处置资质的单位处置。	依托
			清管废渣	收集后委托有资质的单位处置。	依托
			废润滑油	收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。	依托
废弃防渗膜			废弃防渗膜委托有资质的单位处置。	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。	/		
金龙 2 转油站		集油区气液混输至金龙 2 转油站（30~35℃），在站内进行气液分离，采出液经过加热（40~45℃）、增压（2.0MPa）后由金龙 2 转油站转输至红山嘴油田原油处理站处理，分离出的气（0.2~0.3MPa）由金龙 2 伴生气增压站增压至 2.8MPa，输至 81# 天然气处理站处理。金龙 2 转油站设计转液规模为 150×10 <sup>4</sup> t/a(4110m <sup>3</sup> /d)，目前实际运行转液量	依托		

类别	名称	工程量	建设内容	备注
			112.2×10 <sup>4</sup> t/a(3074m <sup>3</sup> /d), 剩余转液量 37.8×10 <sup>4</sup> t/a (1036m <sup>3</sup> /d)。本项目新增采出液 0.39×10 <sup>4</sup> t/a, 依托可行。	
	红山嘴油田原油处理站		红山嘴联合站 2022 年 4 月投产, 原油处理工艺采用“一段热化学脱水+二段电脱水”脱水工艺, 原油处理站设计原油处理能力 100×10 <sup>4</sup> t/a, 实际处理量 80.4×10 <sup>4</sup> t/a, 剩余处理能力 19.6×10 <sup>4</sup> t/a, 本次新增原油处理量 0.193×10 <sup>4</sup> t/a, 依托可行。红山嘴油田原油处理站采出水设计规模 2300m <sup>3</sup> /d, 实际处理量 1900m <sup>3</sup> /d, 剩余处理能力 400m <sup>3</sup> /d, 本次新增采出水处理量 5.34m <sup>3</sup> /d, 依托可行。压裂返排液设计处理规模 1500m <sup>3</sup> /d, 实际处理量 1400m <sup>3</sup> /d, 剩余处理能力 100m <sup>3</sup> /d, 本次产生压裂返排液 0.56m <sup>3</sup> /d, 依托可行。	依托
	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司		运营期油泥砂委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。克拉玛依博达生态环保有限责任公司的经营范围有劳务输出; 收集、处置利用危险废物种类为 HW08 (矿物油); 污水治理及其再生利用, 危货运输; 容器 (储油罐) 清洗等。现有含油污泥处理线采用水—助溶剂萃取法对含油污泥进行无害化处理。设计年处理能力为 73.99×10 <sup>4</sup> t/a, 实际处理量 35×10 <sup>4</sup> t/a, 剩余处理能力 38.99×10 <sup>4</sup> t/a, 含油污泥产生量为 17.52t/a, 可满足本工程处理需求, 依托可行。	依托
	克拉玛依市第二污水处理厂		克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依市中心城以南 9 公里、217 国道南侧, 一期已于 2011 年年底正式投产运营, 处理规模为 5 万 m <sup>3</sup> /d, 出水水质为《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A。本项目生活污水产生量 0.8m <sup>3</sup> /d, 克拉玛依市第二污水处理厂可接收本项目运营期接转注气站人员产生的生活污水, 依托可行。	依托
	克拉玛依生活垃圾填埋场		克拉玛依生活垃圾填埋场二期位于石西公路 20km 处 (奎北铁路以南), 有效库容 223.6×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> , 使用年限约为 10 年。本项目施工期生活垃圾产生量为 0.6t/a, 占比很小, 克拉玛依生活垃圾填埋场可接收本项目运营期接转注气站人员产生的生活垃圾, 依托可行。	依托

### 3.3.1.4 占地情况

本工程总占地面积为 27060m<sup>2</sup>, 其中永久占地 7296m<sup>2</sup>, 临时占地 19764m<sup>2</sup>。占地类型灌木林地, 占地面积详见表 3.3-2。在施工期间, 场地平整及输电线敷设等活动将会使地表活化, 并对植被造成一定程度的破坏, 加剧水土流失。

表 3.3-2 本工程占地概况一览表

分区	总占地面积 (m <sup>2</sup> )	占地性质 (m <sup>2</sup> )		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
采油井	1250	1250	0	灌木林地	单井永久占地面积为 25m×25m。
储油罐	192	108	84	灌木林地	单井储油罐临时作业面积 8m×8m, 永久占地面积为 6m×6m。
单井采油管线	320	0	320	灌木林地	埋地敷设, 临时作业宽度约为 8m, 单井采油管线 40m。

电力线	14018	18	14000	灌木林地	架空线路 7km，临时作业宽度约为 2m。
道路	8880	5920	2960	灌木林地	道路 1.48km，路面宽 4m，施工扰动两侧各拓宽 1m
施工营地	2400	0	2400	灌木林地	设 1 处施工营地，单处临时占地 40m×60m
合计	27060	7296	19764	灌木林地	/

### 3.3.1.5 工程投资及工期安排

#### (1) 工程投资估算

项目总投资 1239.73 万元，环保投资约 52.48 万元，占总投资的 4.23%。

#### (2) 工期安排

按 2 个采油井分期施工，金 223\_H 井施工期 30 天，金 226\_H 井施工期 30 天，共 60 天。

### 3.3.1.6 劳动组织及定员

施工期施工人数合计 20 人，施工期设 1 处施工营地。

本项目运营期不新增定员，运营期人员均依托公司现有人员，由中国石油新疆油田分公司重油开发公司负责管理运行。

## 3.3.2 开发方案

### 3.3.2.1 本工程部署方案

本工程计划在金龙 54 井区将评价井金 223\_H、金 226\_H 进行试采，为后期该区储量探明及有效开发建产提供依据。开发方式采用“水平井+体积压裂”开发，单井设计产能 1.0~2.0t/d，新建产能 0.193×10<sup>4</sup>t/a。

金 223\_H、金 226\_H、金 228\_H 井基础数据情况详见表 3.3-3。

表 3.3-3 金 223\_H、金 226\_H 井基础数据表

序号	井号	层位	井数(口)	井型	井身结构	井别	完钻井深(m)	单井设计产能(t/d)	新建产能(10 <sup>4</sup> t)
1	金龙 223_H	P <sub>3</sub> w <sub>2</sub> <sup>2</sup>	1	水平井	三开	采油井	4332.31/5465.00	2.0	0.129
2	金龙 226_H	P <sub>3</sub> w <sub>2</sub> <sup>2</sup>	1	水平井	三开	采油井	4185.41/5058.00	1.0	0.064
3	合计	/	2	/	/	/	8517.72/10523	3.0	0.193

### 3.3.2.2 开发指标预测

金 223\_H、金 226\_H 井合计新建产能  $0.193 \times 10^4 \text{t}$ ，未来十年最大年产油量  $0.193 \times 10^4 \text{t}$ ，最大产液量为  $0.39 \times 10^4 \text{t}$ ，最大日产气量为  $0.24 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

表 3.3-4 金 223\_H、金 226\_H 井开发指标预测表

年份	新建产能 10 <sup>4</sup> t	井数 口	年产油 10 <sup>4</sup> t	年产液 10 <sup>4</sup> t	日产气 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	气油比 m <sup>3</sup> /t	含水率 %
2023	0.193	2	0.193	0.39	0.24	373.34	50.00
2024		2	0.14	0.21	0.18	383.43	34.38
2025		2	0.1	0.15	0.14	414.47	31.82
2026		2	0.08	0.1	0.11	410.75	20.00
2027		2	0.06	0.08	0.09	450.33	25.00
2028		2	0.05	0.06	0.08	498.71	22.22
2029		2	0.04	0.05	0.07	523.67	25.00
2030		2	0.03	0.05	0.05	469.20	28.57
2031		2	0.03	0.04	0.04	480.50	33.33
2032		2	0.03	0.03	0.03	393.25	20.00
2033		2	0.02	0.03	0.03	428.67	25.00
2034		2	0.02	0.03	0.03	375.33	25.00
2035		2	0.01	0.03	0.02	493.00	50.00
2036		2	0.01	0.03	0.02	431.00	50.00

### 3.3.3 主体工程

本项目主体工程包括采油工程、输送工程及地面工程。

#### 3.3.3.1 采油工程

采油井口：采用 KY105-78/65 型采油井口，采用无杆泵（电潜螺杆泵）举升工艺，电机功率 22kW。

清防蜡工艺：金龙 54 井区原油含蜡量分别为 3.95~5.06%。自喷期水平井以机械清蜡为主，清蜡深度 1500m，单井可根据油井结蜡情况对清蜡周期及清蜡深度进行调整。抽油期采用周期热洗或化学清防蜡，清蜡周期根据实际结蜡情况进行调整，以不影响油井正常生产为原则。

#### 3.3.3.2 输送工程

##### (1) 管线输送工艺

本项目采用“单井采出液→气液两相分离器→单井拉油罐→转油站→集中处理站”输送工艺，单井采出液经单井采油管线输送气液两相分离器，利用重力作用原理进行油气分离，分离出的采出液和伴生气。单井采出液经单井采油管线输送进入各单井配套的拉油罐，再由罐车外运至金龙 2 转油站，经缓冲、加热、增

压后输至红山嘴油田原油处理站进行处理,分离出的气由带点火装置的放散管点火放散。在各井场设置建设 1 座分离器、1 座放空火炬(8m)、60m<sup>3</sup>拉油罐(金 223\_H 井 2 座、金 226\_H 井 1 座)。

## (2) 采油井口

新建采油井场 2 座,采用电潜螺杆泵举升工艺,配套电机功率 22kW。设置保温盒保温,保温盒内设 0.3kW 防爆电加热器,压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口,同时设置安全标志牌。

根据重油开发公司提供的 2 口试采井的生产情况及油品物性,2 口试采井油品物性属中质原油,原油流动性较差,由于装车时间较长,储罐 20kW 加热器加热效果一般,需在井口增设管道加热器,经保温循环油嘴套加热后进入储油罐,减少温度损失,确保拉油生产运行平稳。本项目新建采油井场采用标准化设计,同时结合现场生产情况,井口电加热器选用 40kW 管道加热器,井口标准化图集号为通集 20140(105MPa DN65 保温油嘴加热采油井场(40kW-II型))。

## (3) 单井集油管线

新建井场至拉油点单井出油管道采 D60×3.5/20 号无缝钢管,每口单井出油管道长度为 20m,2 座单井拉油点单井出油管道合计长度 40m,管道保温采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料,外包 2.0mm 厚聚乙烯做保护层。管底埋深-1.70m。

## (4) 单井拉油点

### 1) 流程简述

油区来油气混合物进生产分离器进行气液分离,液体进入 60m<sup>3</sup>储油罐,利用储油罐自流装车外运,分离出的伴生气去带点火装置的放散管点火放散。在分离器气相出口管道上设自立式调压阀,控制分离器运行压力,保证液体进入储油罐。每个井场都增设 60m<sup>3</sup>高架拉油罐(金 223\_H 井 2 座、金 226\_H 井 1 座),放空火炬 1 座,生产分离器 1 座。单井拉油点流程示意图见图 3.3-3。

### 2) 主要设备

新建单井拉油点 2 座,拉油点设φ800×2400 气液两相分离器、60m<sup>3</sup>拉油罐及放散管。

#### ①拉油罐

根据规范要求,选用 60m<sup>3</sup>拉油罐,储存系数 0.85,有效容积 51m<sup>3</sup>。金 223\_H 单井拉油点设 2 座 60m<sup>3</sup>储油罐,金 226\_H 单井拉油点设 1 座 60m<sup>3</sup>储油罐,60m<sup>3</sup>

储油罐设在高位土台基础上以满足自流装车功能，具备储油、加热功能。

表 3.3-5 拉油罐能力计算表

井号	总液量 (m <sup>3</sup> /d)	60m <sup>3</sup> 储油罐 (个数)	储存时间 (d)
金 223_H	38.7	2	2.64
金 226_H	13.8	1	3.70

②生产分离器

根据重油开发公司提供的生产数据，按照液体停留时间为 3min 核算，设计分离器规格见表 3.3-6，本工程采用标准化设计，选用规格为 LE0.8×2.4-1.6MPa 的立式生产分离器 1 座。在分离器气相出口管道上设自立式调压阀，控制分离器运行压力。

表 3.3-6 生产分离器规格校核表

井号	处理液量 (m <sup>3</sup> /d)	停留时间 (min)	液面位置	长径比	圆整直径 (m)	圆整长度 (m)
金 223_H	38.7	3	0.5	5	0.4	1.2
金 226_H	13.8	3	0.5	5	0.3	0.9

③放散管

带点火装置的放散管设置在站场生产区全年最小频率风向上风向。经辐射热计算，可以保证放散管下部及周围人员和设备的安全。

3) 平面布置

单井拉油点设生产分离器、60m<sup>3</sup> 拉油罐、放散管。拉油罐布置于全年最小频率风向上风侧，放散管应位于储油罐最小频率风向上风向，距罐区及井口间距不得小于 30m，尽量布置在站场外地势较高处。单井拉油点平面布置图见图 3.3-4。

(5) 主要工程量

本工程集油区部分主要工程量详见表 3.3-7。

表 3.3-7 集油区部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	电潜螺杆泵	座	2	配套电机功率为 22kW
2	105MPa DN65 保温油嘴加热采油井场 (40kW-II型)	座	2	通集 20140
3	井口电加热带	km	0.1	/
4	金 223_H 单井拉油点单座含以下设施:			

序号	名称	单位	数量	备注
1)	LE0.8×2.4-1.6 生产分离器	座	1	
2)	60m <sup>3</sup> 储油罐	座	2	
3)	DN50 放散管 H=8m	根	1	
5	金 226_H 单井拉油点单座含以下设施:			通集 20241
1)	LE0.8×2.4-1.6 生产分离器	座	1	
2)	60m <sup>3</sup> 储油罐	座	1	
3)	DN50 放散管 H=8m	根	1	

### 3.3.4 辅助工程

#### 3.3.4.1 管线防腐及保温

防腐：无溶剂环氧涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

保温：地面管道保温采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，外包 2.0mm 厚聚乙烯做保护层。

管线埋至冻土深度以下。

#### 3.3.4.2 供配电工程

采油井电源依托金龙 110kV 变电站引出的油区三线，金 226\_H、金 223\_H 电源由油区三线 123 号杆处 T 接，需新建 10kV 架空线路 7km。

单井采油井场附近设 1 座杆架式变电站，负责向采油井和拉油点供电，变压器容量为 160kVA，负荷率为 58.03%。

新增变压器均采用二级能效电力变压器，电源由新建 10kV 线路引接，采用电缆直埋地敷设引至井口配电箱。主要工程量见表 3.3-8。

表 3.3-8 供配电主要工程量

序号	项目名称	单位	数量
1	10kV 架空线路干线 (3×JL/G1A-150/25)	km	7
2	10kV 真空隔离断路器 ZW32A (G) -12/T630-20A、C 相设 CT 变比为 400/5A	套	2
3	避雷器 (HY5WS-17/50 带脱离器)	组	2
4	杆架式变电站 (160kVA)	座	2
1)	电力变压器 S20-M, 10/0.4kV 160kVA D,yn11Ud%=4	台	1
2)	开关箱 AP1 JXXT-HXT 做防风防沙防雨雪处理	面	1
3)	复合绝缘跌开式熔断器 HRW11-10/100 20A	组	1
4)	10kV 避雷器 HY5WS-17/50TL (带脱离器)	组	1
5	井口部分 每口井内含	座	2
1)	户外配电箱 (铁制, 防风、防雨、防沙处理)	只	2
2)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 4×35+1×16	km	0.25

序号	项目名称	单位	数量
3)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 4×25+1×16	km	0.25
4)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 5×6	km	0.2
5)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 3×4	km	0.08
6)	1kV 户外电缆终端头 (5×35)	只	4
7)	镀锌焊接钢管 (SC32)	m	40
8)	安装抱箍	副	2
9)	防爆挠性管	根	4
10)	铜接线端子 DT-35	个	20
6	拉油点	座	2
1)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 4×35+1×16	km	0.4
2)	电力电缆 VV22-0.6/1kV 5×6	km	0.2
3)	镀锌焊接钢管 (SC50)	km	0.1
4)	镀锌焊接钢管 (SC32)	km	0.1

### 3.3.4.3 仪表自动化

#### 1) 采油井口

采油井场采用 ZigBee Pro 协议的无线仪表/无线数据采集模块+RTU 的数据采集模式，各采油井场配置相应的 ZigBee 无线仪表/数据采集模块。单井单独设置监控通信杆（单井 RTU、监控摄像机和 IP 音柱）。由于本项目采油井场部署较远，现场生产和视频数据实现就地存储，待周边系统建设完善再统一考虑上传至金龙 2 转油站及重油公司厂级生产调度中心进行集中监控。

单座螺杆泵井测控内容如下：

井口回压检测      1 点 Zigbee Pro

井口套压检测      1 点 Zigbee Pro

井口控制箱（包含电参、扭矩、转速、泵启停、变频控制等功能）1 点  
（MODBUSTCP 转 Zigbee Pro：1 点）

螺杆泵井口自带控制箱，已集成螺杆泵电参、扭矩、转速、泵启停等功能。在螺杆泵井口控制箱安装 Zigbee Pro 无线模块，将螺杆泵控制器 MODBUS TCP 协议转化为无线 Zigbee Pro 协议，数据上传至平台 RTU 箱，RTU 监控数据实现就地存储，待周边系统建设完善再统一考虑上传至金龙 2 转油站及重油公司厂级生产调度中心进行集中监控。

#### 2) 单井拉油点

根据工艺要求，新建 2 座单井拉油点（包含储油罐、气液两相分离器、管汇及放散管）。其中，储油罐配置防盗报警点（清污口、排污孔、人孔、配电柜



门)、液位监测报警点等,现场数据通过在配电柜门安装 Zigbee Pro 无线模块就近上传至单井 RTU 箱,RTU 监控数据实现就地存储,待周边系统建设完善再统一考虑上传至金龙 2 转油站及重油公司厂级生产调度中心进行集中监控。

### 3.3.4.4 供排水

#### (1) 供水水源

施工期用水节点为单井采油管线管道试压用水,施工期管道试压用水一般为充满整个管道容积的 1.5 倍,用水量较少。

运营期不新增劳动定员,用水节点主要为井下作业用水。本工程用水从白碱滩区由罐车拉运至项目区。

#### (2) 排水

施工期废水主要管道试压废水和生活污水。管道试压废水用于施工区洒水抑尘;生活污水排入井场生活污水防渗收集池(30m<sup>3</sup>),定期由吸污车拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

本项目井下作业废水(压裂液、洗井液)依托红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理,采出水依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理,达标后均回注油藏,不向外环境排放。

### 3.3.4.5 道路

本次部署 2 口井区域建有完善的路网,对外交通条件良好,但是路况稍差,坡度较大,多为砂石道路。本次修建巡井道路 1.48km,就近接入周边路网。道路采用四级道路建设标准,路面宽 4m,采用砂石路面,路基采用 30cm 级配砂砾,每隔 300m 处设置错车道 1 处。道路沿线设置必要的交通指示及安全警示标识。本项目修建道路示意图见图 3.3-5。

表 3.3-9 道路工程量表

序号	井号	道路长度(m)	道路宽度(m)	路面结构
1	金 223_H 井	710	4	四级道路(砂石道路(宽 6 米)戈壁)
2	金 226_H 井	770	4	
3	合计	1480	-	

### 3.3.5 依托可行性分析

#### 3.3.5.1 金龙 2 转油站

金龙 2 井区目前已建转油站 1 座,设计规模  $150 \times 10^4 \text{t/a}$ , 目前液量  $112.2 \times 10^4 \text{t/a}$ 。集油区气液混输至金龙 2 转油站 ( $30 \sim 35^\circ\text{C}$ ), 在站内进行气液分离, 采出液经过加热 ( $40 \sim 45^\circ\text{C}$ )、增压 ( $2.0 \text{MPa}$ ) 后由金龙 2 转油站转输至红山嘴油田原油处理站处理, 分离出的气 ( $0.2 \sim 0.3 \text{MPa}$ ) 由金龙 2 伴生气增压站增压至  $2.8 \text{MPa}$ , 输至 81# 天然气处理站处理。

金龙 2 转油站于 2022 年 3 月 1 日取得克拉玛依市生态环境局批复 (克环函 (2022) 35 号), 金龙 2 转油站至红山嘴油田原油处理站的集输管线于 2022 年 9 月 12 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复 (新环审 (2022) 172 号)。目前, 金龙 2 转油站已建设完成投入使用, 金龙 2 转油站~红山嘴油田原油处理站转液管线于 2022 年 11 月 18 日投产, 目前正在组织验收。

金龙 2 转油站工艺流程见图 3.3-6。

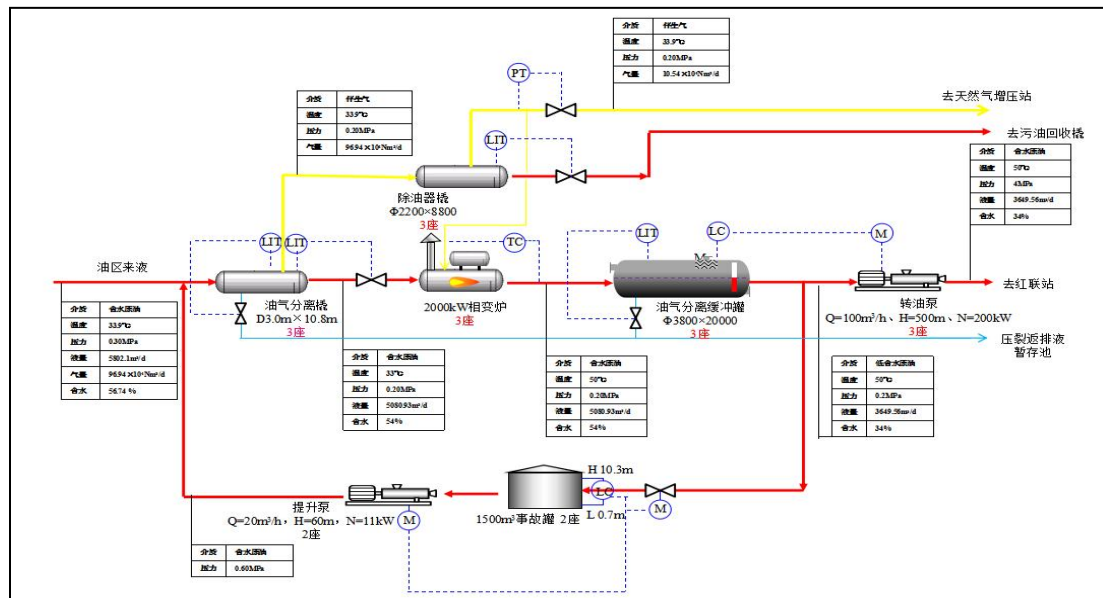


图 3.3-6 金龙 2 转油站工艺流程图

金龙 2 转油站设计转液规模为  $150 \times 10^4 \text{t/a}$  ( $4110 \text{m}^3/\text{d}$ ), 目前实际运行转液量  $112.2 \times 10^4 \text{t/a}$  ( $3074 \text{m}^3/\text{d}$ ), 剩余转液量  $37.8 \times 10^4 \text{t/a}$  ( $1036 \text{m}^3/\text{d}$ )。本项目新增采出液  $0.39 \times 10^4 \text{t/a}$ , 依托可行。

### 3.3.5.2 红山嘴原油处理站

#### (1) 原油处理

红山嘴油田原油处理站 2022 年 4 月投产, 设计处理规模  $100 \times 10^4 \text{t/a}$ , 目前实际处理量为  $80.4 \times 10^4 \text{t/a}$ , 原油处理工艺采用“一段热化学脱水+二段电脱水”脱

水工艺。工艺流程为：非常规开发区块含压裂返排液的采出液进入压力沉降罐脱出采出液中游离水及部分乳化水，压力沉降罐出低含水油（含水 20%）与常规开发区块低含水采出液混合后进入相变加热炉，加热后的含水原油（含水 20%， $P=0.30\sim 0.35\text{MPa}$ ， $T=50\sim 55^\circ\text{C}$ ）进入电脱水器，处理后的净化油（含水 0.5%， $P=0.25\sim 0.3\text{MPa}$ ）去往原油稳定系统。

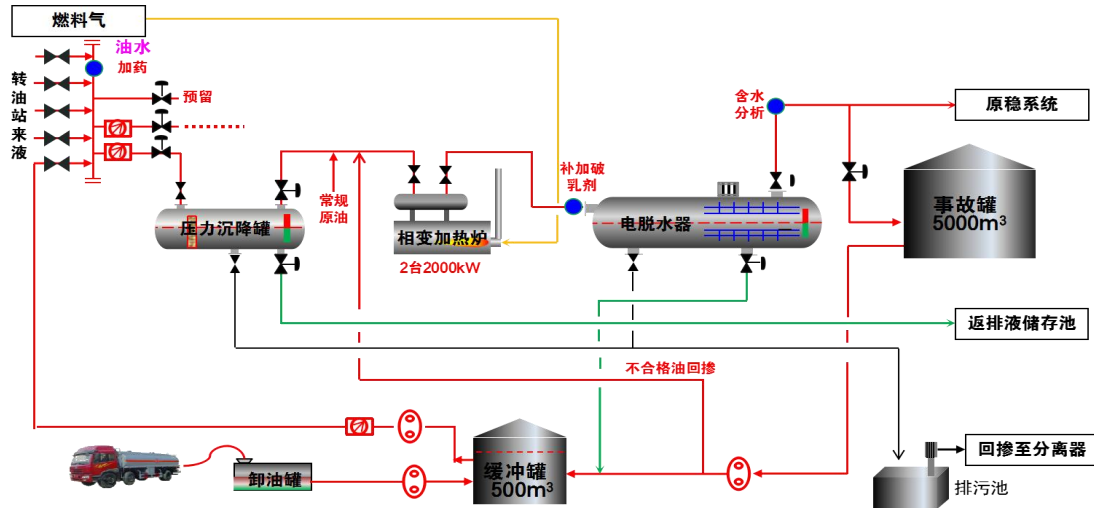


图 3.3-7 红山嘴油田原油处理站非常规处理系统工艺流程图

### (2) 采出水处理

红山嘴油田原油处理站采出水处理系统分为自建系统和第三方处理系统。自建系统采用“压力缓冲+聚结除油+反应沉降”工艺处理常规采出水，处理完后回注油田，处理能力  $1300\text{m}^3/\text{d}$ 。第三方处理系统有 1 套，采用“重力除油+气浮+过滤”工艺，可处理非常规与常规采出水，处理完后回注油田，处理能力  $2000\text{m}^3/\text{d}$ ；第三方水处理工艺示意图，见图 3.3-8。

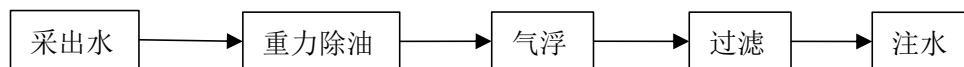


图 3.3-8 采出水注水处理工艺示意图

### (3) 压裂返排液处理

本项目压裂返排液的处理工艺主要为气浮+生化+混凝沉降+过滤( $1500\text{m}^3/\text{d}$ )。具体工艺流程如下：进水泵安装在压裂返排水储存池取水区，取水泵出口设流量计，经过计量后的污水与系统内部回收污水一起进入气浮单元，气浮出水经过中间水箱和提升泵进入生化单元，单元出水重力流进入生化后处理单元处理后进入过滤吸水水箱，然后通过过滤提升泵提升进入过滤单元，过滤出水进入外输水箱，经外输泵提升进入外排管线，在外输泵出口设外排水量流量计，在流量计之前设

不合格水回流管线，当监测到不合格出水时，排水切换至回收水箱。加药系统和专属菌培养系统分别为气浮和生化提供药剂和菌液，加药系统采用清水进行药剂配制，专属菌培养系统采用培养基进行培养。过滤反洗采用产水箱中的滤后水，该部分水未经过总出水流量及计量。反洗排水进入回收水箱。气浮排泥和生化后处理单元排泥均进入污泥箱，经过提升泵提升进入污泥脱水机进行脱水，脱水污泥输送至外运装载区，定期拉运至指定点。

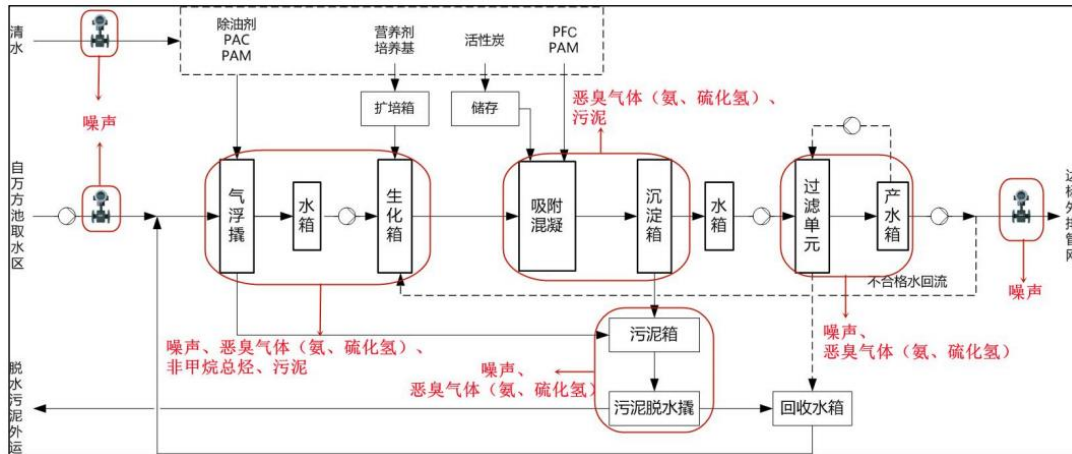


图 3.3-9 压裂返排液处理工艺流程

#### (4) 环评手续

红山嘴油田原油处理站主要负责红车拐地区（红山嘴老区、金龙-中拐油田、车排子油田、红山嘴新区）的原油、采出水、压裂返排液处理及注水任务。该工程于 2020 年 8 月取得《关于采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程环境影响报告表的批复》（克环函〔2020〕141 号）；工程在建设过程中因部分工序规模、工艺发生变化，属于重大变动重新报批，于 2022 年 9 月取得《关于采油一厂红山嘴油田原油处理站建设工程（变更）环境影响报告表的批复》（克环函〔2022〕140 号），已建设完成，目前组织验收中。

#### (5) 依托可行性

根据开发部署并结合已建站场在运情况，能力平衡见表 3.3-10。

表 3.3-10 红山嘴油田原油处理站处理系统能力平衡

红山嘴油田原油处理站	单位	设计规模	实际处理量	剩余处理量	本次新增处理量	依托可行性
原油处理	10 <sup>4</sup> t/a	100	80.4	19.6	0.193	依托可行
采出水处理	m <sup>3</sup> /d	2300	1900	400	5.34	依托可行
压裂返排液处理	m <sup>3</sup> /d	1500	1400	100	0.56	依托可行

根据上表 3.3-10，本项目新增原油、采出水和压裂返排液均能在红山嘴油田

原油处理站处理，故依托可行。

### 3.3.5.3 克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司

博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，于 2008 年 8 月正式投产运行，自主研发了助溶剂体系萃取法。主要从事油田污泥的回收处置，具备处置 HW08 废物的资质（危废经营许可证编号 6502040047，有效期限 2019 年 8 月至 2024 年 8 月）。通过助溶剂体系萃取法处理后，油田污泥可分解为土、水和油。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 100m<sup>3</sup>/d，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 300m<sup>3</sup>/d，并委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函〔2007〕28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函〔2010〕127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。博达公司于 2022 年 9 月 6 日在克拉玛依市生态环境局办理排污许可证，排污许可证编号为：91650200784680525Y001V，有效期为 2027 年 9 月 5 日。

为将油田废弃物这些废弃物进行无害化和资源化处理，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，已累计为克拉玛依油田回收处理污油泥近 50 万吨。为了达到节能减排，提高生产效率和降低生产运行成本的目的，博达环保公司在污油泥处置装置原址多次进行提升改造，处理能力提升至 73.99×10<sup>4</sup>t/a（其中含油污泥处

置装置  $49.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油田废液处理装置  $24.19 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前实际处理量  $35 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程产生油泥砂量为  $17.52 \text{t/a}$ ，由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置可行。

#### 3.3.5.4 克拉玛依市第二污水处理厂

克拉玛依市第二污水处理厂位于克拉玛依市中心城以南 9 公里、217 国道南侧，由克拉玛依天创水务有限公司建设。污水处理厂一期工程于 2011 年年底正式投产运营，处理规模为 5 万  $\text{m}^3/\text{d}$ ；二期工程于 2019 年 7 月建成投运，处理规模为 10 万  $\text{m}^3/\text{d}$ ；出水水质为《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A。

根据克拉玛依市人民政府网公布的《2021 年上半年全市废水监督性建成信息公开表》，克拉玛依天创水务有限公司第二污水厂污水外排口出水水质可以满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A。本项目生活污水产生量为  $0.8 \text{m}^3/\text{d}$ ，占比很小，克拉玛依市第二污水处理厂可接收本项目施工期施工人员产生的生活污水，依托可行。

#### 3.3.5.5 克拉玛依生活垃圾填埋场

克拉玛依生活垃圾填埋场二期位于石西公路 20km 处（奎北铁路以南），有效库容  $223.6 \times 10^4 \text{m}^3$ ，使用年限约为 10 年。本项目施工期生活垃圾产生量为  $0.6 \text{t/a}$ ，占比很小，克拉玛依生活垃圾填埋场可接收本项目施工期施工人员产生的生活垃圾，依托可行。

本项目与依托工程相对位置关系图见图 3.3-10。

### 3.3.6 运输工程

#### 3.3.6.1 运输方案

本项目需要运输的物料包括施工固体废物及运营期采出液、井下作业废水、落地原油等。

(1) 各采油井采出原油：经各单井拉油罐暂存，定期由罐车拉运至金龙 2 转油站；

(2) 运营期井下作业废水、落地原油：井区井下作业时带回收罐作业，100% 回收，经罐车拉运至红山嘴原油处理站压裂返排液处理系统处理。

### 3.3.6.2 运输路线

本项目区块距离金龙 2 转油站约 14.5km，交通运输较为方便。运输路线见图 3.3-11。

## 3.4 工程分析

### 3.4.1 工艺流程及产污环节

项目施工期、运营期的总工艺流程见图 3.4-1。

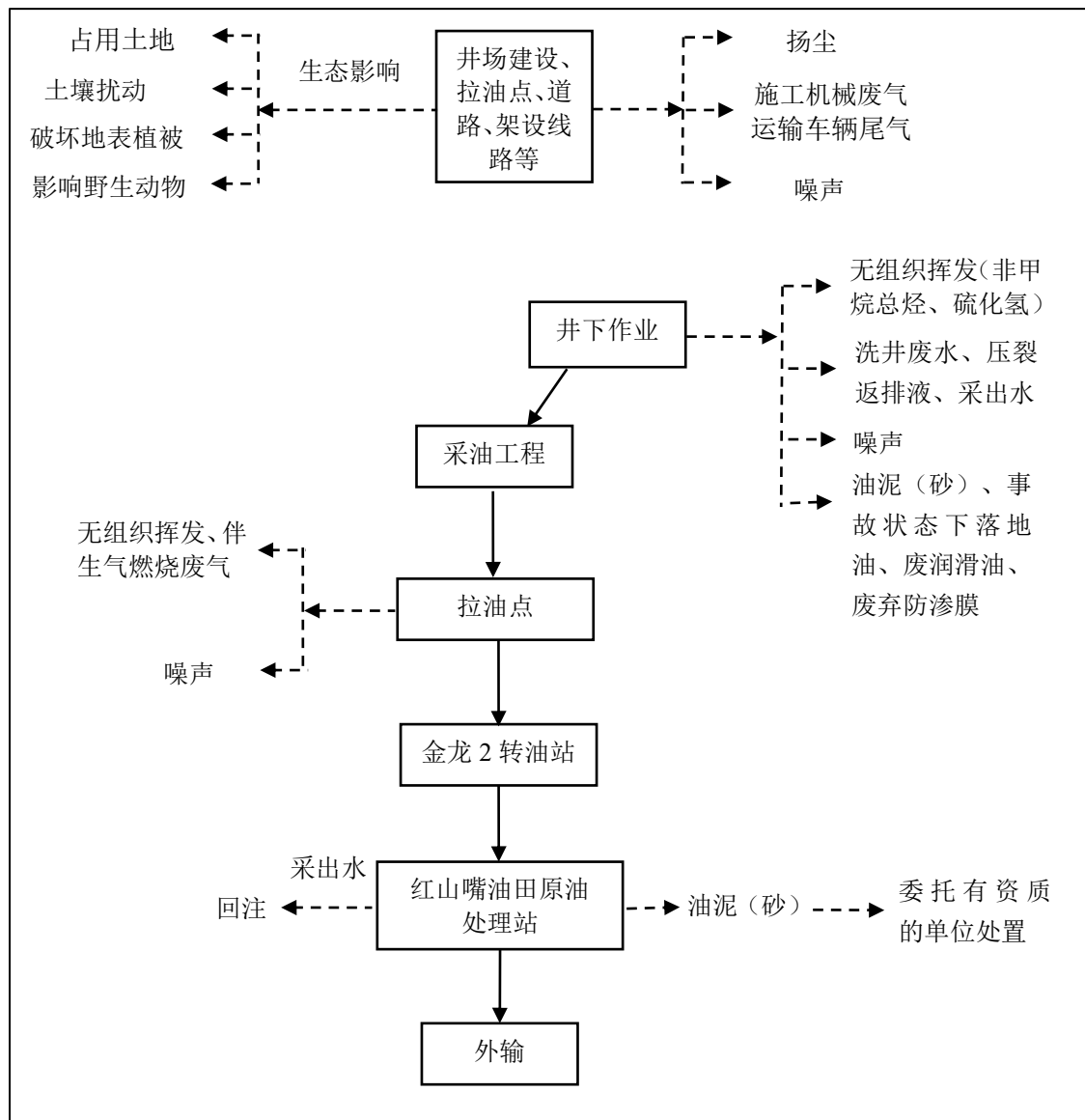


图 3.4-1 本项目工艺流程及产污节点图

#### 3.4.1.1 施工期工艺流程

本次评价的工程内容不含钻井期。施工期主要是管线敷设、设备安装、道路

施工等。

### (1) 井口设备安装

采用 KY105-78/65 型采油井口，采用无杆泵（电潜螺杆泵）举升工艺，电机功率 22kW。设置保温盒保温，保温盒内设 0.3kW 防爆电加热器。

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

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

### (2) 管线敷设工艺流程

#### ① 管线敷设

根据施工图坐标点施工放线，项目单井管线施工作业带宽 8m。管线敷设方式主要为埋地敷设，管线顶埋深-1.7m。施工过程中要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

#### ② 清管和试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

#### ③ 回填、地貌恢复

本次项目管线较短，试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。

管道敷设工艺流程见图 3.4-2。



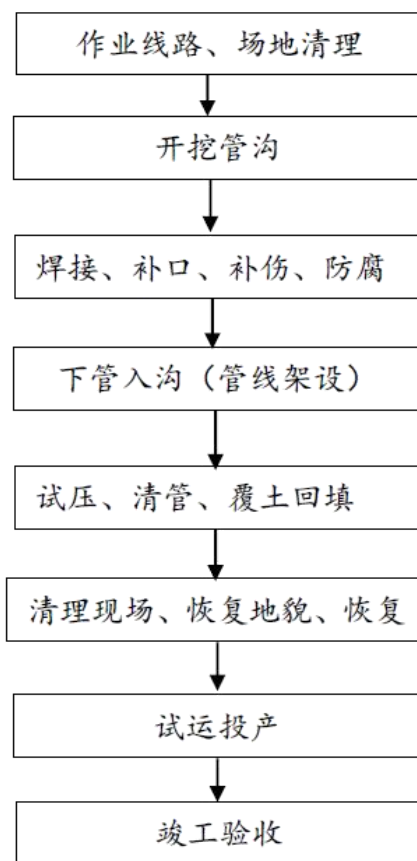


图 3.4-2 管线施工工艺流程图

### 3.4.1.2 运营期工艺流程

#### (1) 开采工艺

采用 KY105-78/65 型采油机采油。

#### (2) 采油工艺

新建采油井场 2 座，采用电潜螺杆泵举升工艺，配套电机功率 22kW。设置保温盒保温，保温盒内设 0.3kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

#### (3) 清蜡工艺

自喷期水平井以机械清蜡为主，清蜡深度 1500m，单井可根据油井结蜡情况对清蜡周期及清蜡深度进行调整。抽油期采用周期热洗或化学清防蜡，清蜡周期根据实际结蜡情况进行调整，以不影响油井正常生产为原则。

#### (4) 井下作业

井下作业是进行采油生产的主要手段之一，一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、修井、洗井、酸化、压裂、下泵、除砂等一系列工艺工程。

在钻开、测开后要进行射孔，将射孔枪下入开管中油层部位，用射孔弹或射孔液将开管射成蜂窝状孔，使原油流入开管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对油层进行处理，进一步提高原油产量。修井、洗井和除砂作业均是在采油开使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

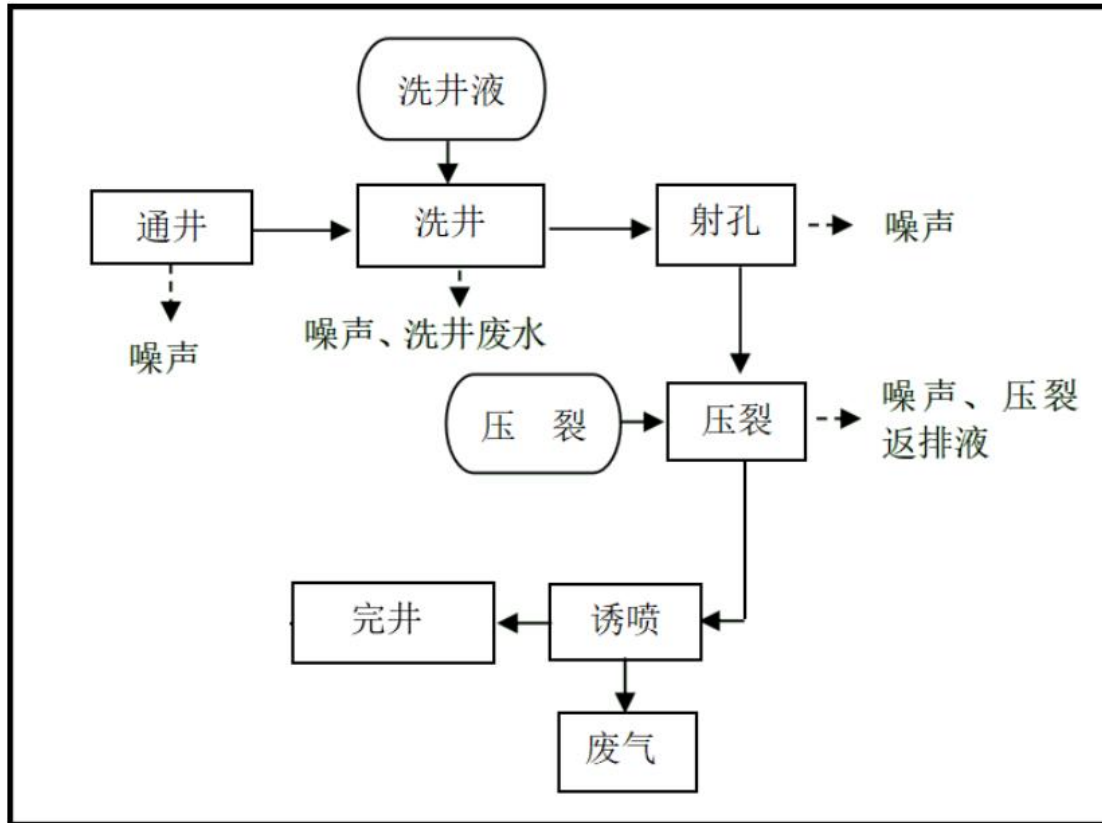


图 3.4-3 运营期井下作业工艺流程

井下作业主要产生井下作业废水、压裂液、洗井液和噪声等。

#### (4) 输送工艺

本项目采用“单井采出液→气液两相分离器→单井拉油罐→金龙 2 转油站→红山嘴油田原油处理站”输送工艺，单井采出液经单井采油管线输送气液两相分离器，利用重力作用原理进行油气分离，分离出的采出液和伴生气。采出液进入各单井配套的拉油罐（自带装车鹤管、装车泵等），再由罐车外运至金龙 2 转油站，经缓冲、加热、增压后输至红山嘴油田原油处理站进行处理，分离出的气由带点火装置的放散管点火放散。在各井场设置建设 1 座分离器、1 座放空火炬（8m）、60m<sup>3</sup> 拉油罐（金 223\_H 井 2 座、金 226\_H 井 1 座）。

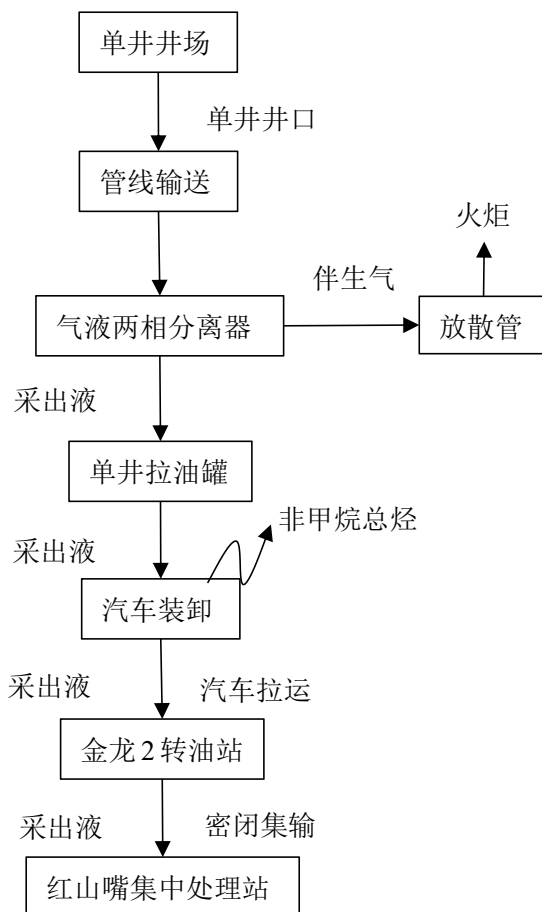


图 3.4-4 输送工艺流程及产污环节图

### 3.4.1.3 退役期封井流程

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、施工运输车辆和燃油机械排放的尾气，施工噪声及占地影响。同时井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至环保部门指定地点填埋处理。

## 3.4.2 环境影响因素汇总

本项目建设分为建设期、生产运营期和退役期三个阶段。

### (1) 建设期

本项目建设期不含钻井期，主要是转产能井的地面工程建设等施工作业内容，其环境影响因素主要是生态影响，以及施工过程中排放的污染物质导致的环境污染。建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，

并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

### (2) 生产运营期

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、输送等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

### (3) 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

油田开发过程环境影响因素识别详见表 3.4-1。

表 3.4-1 环境影响因素识别表

评价期	建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质
施工期	井场	井场	永久占地、动植物影响	临时性污染源，随作业结束而消除
	施工营地	生活污水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除
	施工营地、井场	生活垃圾	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除
	设备安装	安装井口设备的机械	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除
	管线敷设	管道试压废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除
		油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除
		排放设备、车辆尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除
		设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除
		施工固体废物（弃土）	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除
	运营期（正常工况）	油气输送	井下作业废水	石油类对地表水、地下水、土壤的影响
井场无组织废气排放			环境空气	持续性影响环境的污染源
单井拉油罐无组织废气排放			环境空气	持续性影响环境的污染源
装车无组织废气排放			环境空气	间断性污染源
拉油罐配套放散管燃烧废气			环境空气	间断性污染源
产生设备噪声			声环境	间断性污染源
含油污泥			土壤、地下水环境等，委托资质单位处置	持续性影响环境的污染源
原油生产			对当地社会经济的拉动、大气环境质量的改善	持续性影响环境的污染源
运营期（事故工况）	/	采油管线、单井拉油罐破损泄露	污染土壤、大气、火灾爆炸等危险	事故污染源
		落地油	土壤、地下水环境	事故污染源
退役期	/	封堵井眼、拆除井口装置	固废	间断性污染源
		场地恢复	生态	间断性污染源

### 3.4.3 施工期污染源与污染物分析

本项目施工期不含钻井期。施工期主要是管线敷设、设备安装、道路施工等。

#### 3.4.3.1 废气污染源

施工期废气污染源主要是施工过程中将产生少量扬尘、施工车辆运输产生的扬尘。另外，施工机械和车辆还将排放一定量废气。

(1) 施工扬尘

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

(2) 车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO<sub>2</sub> 为 5.78kg/d，SO<sub>2</sub> 为 0.064kg/d。本次施工期以 35d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.4-2。

表 3.4-2 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NOx	SO <sub>2</sub>
车辆尾气	0.075	0.044	0.20	0.0023

3.4.3.2 废水污染源

施工废水主要为井场施工产生的管道敷设产生的试压废水和钻井施工营地生活污水。

①试压废水

施工期的管道试压将产生一定量的废水，管道试压时采用的介质为中性洁净水。本项目新建 DN60 新建井单井管线 40m，管道试压用水量一般为充满整个管道容积的 1.5 倍，会产生少量试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

②生活污水

本项目施工期设生活营地 1 处，施工人员 20 人，按每人每天用水 50L 计算，施工天数 60 天，生活用水 60m<sup>3</sup>。生活污水产生量为用水量的 80%，预计生活污水产生量为 248m<sup>3</sup> (0.8m<sup>3</sup>/d)。生活污水排入井场防渗收集池，由施工单位定期用吸污车拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

3.4.3.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见见表 3.4-3。

表 3.4-3 施工期主要噪声源情况

设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))
地面工程建设	运输车辆	8 辆	80-95
	推土机	1 台	90-100
	挖掘机	2 台	80-95
	电焊机	1 台	90-100

#### 3.4.3.4 固体废物

##### (1) 管线施工土方

管线施工土方主要来自于埋地敷设管线开挖造成的土方。开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

##### (2) 生活垃圾

本项目不包含钻井期，施工期主要为拉油点、管线、道路等地面工程，施工期设 1 处施工营地，施工人员生活垃圾产生量按每人每天产生 0.5kg 计，施工期 60 天，施工人数 20 人，预计生活垃圾产生量为 0.6t，统一收集后运送至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置。

#### 3.4.3.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、井口设备安装、道路施工等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地面积为 27060m<sup>2</sup>，其中临时占地 19764m<sup>2</sup>，永久占地 7296m<sup>2</sup>。占地类型灌木林地。

#### 3.4.4 运营期污染源分析及污染物排放

运营期环境影响因素主要体现在采油、输送过程中无组织排放的挥发性有机物及单井放空燃烧烟气；废水主要为井下作业废水、采出水等；固体废物主要为清罐底泥和事

故状态下产生的含油污泥。噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声、拉油罐车和巡检车辆的交通噪声等。

### 3.4.4.1 废气污染物

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，在油气输送过程中产生烃类废气，主要为采油井场和管线无组织挥发的烃类废气；拉油点装油过程中产生的烃类尾气；油罐大小呼吸产生的烃类尾气；伴生气燃烧废气。

#### ①油气管线烃类挥发

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

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

式中：

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

$\alpha$ —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（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

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

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

$n$ —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数； $t_i$ —核算时段内密封点  $i$  的运行时间，h，本次取 8760h。

根据上述公式计算油气输送处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.4-4。

表 3.4-4 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		eTOC (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
油气管线	连接件	0.028	22	0.016
	阀门	0.064	19	0.032
	法兰	0.085	9	0.02
合计				0.068

#### ②拉油点装载过程中烃类挥发



在油气装卸环节产生的挥发性有机化合物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为 NMHC。参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械工业出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，非甲烷总烃产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰，本工程采出液采用单井拉油的方式生产，产污系数取 0.4‰，按本工程新建原油产能计算 1930t/a，则 NMHC 排放量为 0.772t/a。

### ③拉油点储罐呼吸无组织烃类

各单井拉油罐会有非甲烷总烃的无组织排放，这些烃类气体主要成分为 C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> 的烃类物质，这是本工程特征大气污染物。烃类气体主要产生于原油存储、转运过程。原油存储于储油罐内，由于罐内气体空间温度差异，引起可挥发烃类气体经呼吸阀排出，被称为“小呼吸”；储罐内在收发油品时，由于油气空间容积的变化，导致油气呼出或外界空气的吸入，也会造成烃类挥发，被称为“大呼吸”。

单井拉油罐设计参数表，见表 3.4-5。

表 3.4-5 拉油罐设计参数表

井号	储罐名称	数量	周转周期	设计温度	介质	设备类型	储罐直径 (m)	罐壁高度 (m)	介质密度 (kg/m <sup>3</sup> )
金 223_H	60m <sup>3</sup> 原油储罐	2	2.64d	≥55℃	原油	固定顶罐	5.2	3.2	872.4
金 226_H	60m <sup>3</sup> 原油储罐	1	3.7d	≥55℃	原油	固定顶罐	5.2	3.2	872.4

烃类气体排放量根据美国石油学会推荐的计算油罐储存损耗的公式对拟建油罐非甲烷总烃气体挥发进行理论计算。

小呼吸产生计算：小呼吸排放是油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种变化引起蒸汽的膨胀和收缩而产生的蒸汽排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。

$$LB=0.191 \times M (P / (100910 - P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times FP \times C \times K_C$$

式中：

LB—固定顶罐的小呼吸排放量（kg/a）；

M—储罐内蒸汽的分子量；（美国石油学会推荐 64）

P—在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；按饱和压力计，12290.8Pa；

D—罐的直径；5.2m；

H—平均蒸汽空间高度（m）；H=0.1m；

T—一天之内的平均温度差（°C）； T=10°C；

FP—涂层因子（无量纲）；FP=1.25；

C—用于小直径罐的调节因子（无量纲）；直径在 0~9m 的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，计算得 C 取值为 0.8；

$K_C$ —产品因子（石油原油  $K_C=0.65$ ，其它的有机液体取 1.0）。

计算结果：单座 60m<sup>3</sup> 原油储罐“小呼吸”产生量为 0.031t/a，则 3 座储罐“小呼吸”产生量为 0.093t/a。

大呼吸产生计算：油罐进油时，由于油面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油，所呼出的油蒸气造成油品蒸发的损失。油罐向外发油时，由于油面不断降低，气体空间逐渐增加，罐内压力减小，当压力小于呼吸阀控制真空度时，油罐开始吸入新鲜空气，由于油面上方空间油气没有达到饱和，促使油品蒸发加速，使其重新达到饱和，罐内压力再次上升，造成部分油蒸气从呼吸阀呼出。

可由下式估算固定顶罐的大呼吸排放：

$$L_w=4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_C$$

式中：

$L_w$ —固定顶罐的工作损失（kg/m<sup>3</sup>）；

$K_N$ —周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K）确定  $K \leq 36$ ， $K_N=1$ ； $36 < K \leq 220$ ， $K_N=11.46 \times K^{-0.7026}$ ； $K > 220$ ， $K_N=0.26$ ；本项目金 223\_H 井周转周期按 2.64d，则  $K_N$  取值 0.36，金 223\_H 井周转周期按 3.7d， $K_N$  取值 0.45。

计算结果：金 223\_H 单座 60m<sup>3</sup> 原油储罐“大呼吸”产生量为 0.077t/a，金 226\_H 单座 60m<sup>3</sup> 原油储罐“大呼吸”产生量为 0.096t/a，则 3 座储罐“大呼吸”产生量为 0.343t/a。

储罐呼吸产生量结果表，见表 3.4-6。

表 3.4-6 储罐呼吸产生量结果表

井号	储罐名称	数量	“小呼吸”产生量	“大呼吸”产生量	挥发烃产生总量
金 223_H	60m <sup>3</sup> 原油储罐	2 座	0.093t/a	0.154t/a	0.343t/a
金 226_H	60m <sup>3</sup> 原油储罐	1 座		0.096t/a	

#### ④伴生气燃烧放空烟气

原油伴生气是一种与石油共生的天然气，主要成分是甲烷、含有少量的乙烷、丙烷、

丁烷等，与天然气成分类似。伴生气是一种与石油共生的天然气，开采初期产生量较大，之后逐年递减，本区区块油层中本身不含硫化氢，由于项目开发，压入油层的压裂液和原油中含硫物质发生反应生成少量的硫化氢。本项目伴生气含硫量参照《天然气》（GB 17820-2018）中一类气含硫量（20mg/m<sup>3</sup>）。

项目单井储油罐经气液分离器分离出的伴生气由火炬点燃放空处理，火炬高度均为 8m。

根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m<sup>3</sup> 的天然气产生的废气量为 10.89m<sup>3</sup>，每燃烧 10000m<sup>3</sup> 的天然气产生的 SO<sub>2</sub> 为 1.5kg，每燃烧 10000m<sup>3</sup> 的天然气产生的 NO<sub>x</sub> 为 6.3kg。根据开发指标预测，本次评价 2 口井最大日产气量为 0.24×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。

表 3.4-7 伴生气放散燃烧烟气排放情况一览表

井口数量	燃烧天然气量 万 m <sup>3</sup> /a	烟气量 (万 m <sup>3</sup> /a)	污染物排放情况 (t/a)	
			NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
2 口井	0.24	2.61	0.0015	0.00036

#### 3.4.4.2 废水污染物

运营期工作人员对油井定期进行巡检，不新增劳动定员，工作人员由运营单位中国石油新疆油田分公司重油开发公司调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为油气开采井下作业废水、采出水、压裂返排液。

##### ①井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”系数，计算洗井废水的产生量（详见下表）。

表 3.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次	6122	回收回注	0

根据勘探开发情况，本项目油藏为低渗透层，采油井均为低渗透油井，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 3.4-9。

表 3.4-9 井下作业废水产生及排放情况一览表

污染物	排污系数	井数（口）	产生量（t/次）	平均周期	产生浓度（mg/L）
洗井废水	27.13t/井次	2	54.26	每 2 年 1 次	/
化学需氧量	34679g/井次	2	0.069		1271.65
石油类	6122g/井次	2	0.012		221.16

井下作业（洗井）废水严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废水收集罐收集后运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理，无废水外排。正常情况下井下作业废水不会对地下水产生不利影响。

### ②压裂返排液

本项目运营期压裂、修井作业过程中会产生一定量的废洗井液、压裂液。在根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数核算详见表 3.4-10。

表 3.4-10 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	产生量 t	排放量
井下作业	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	50.58	0
	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m <sup>3</sup> /井	无害化处理/处置/利用	306.42	0

本项目均为低渗透油井，作业区井下作业每 2 年 1 次，经计算 2 口油井井下作业过程中产生的废洗井液 50.58t/次（25.29t/a）、废压裂液 306.42t/次（153.21t/a）。本项目废洗井液、废压裂液拉运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理。处理达标的上清液满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准限值后回注油藏。

### ③采出水

根据开发方案，本项目 2 口井采出水最大产生量为 1950m<sup>3</sup>/a（5.34m<sup>3</sup>/d），依托红山嘴油田原油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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油藏，不外排。

#### 3.4.4.3 噪声污染源

运营期间的噪声源主要包括井场、拉油站中各类机泵以及原油罐车的运输噪声等，噪声排放情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 运营期室外噪声排放情况（单位：dB（A））

序号	位置	声源源强	空间相对位置（m）			声源源强dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	井场	抽油机	30	50	10	75-80	采用低噪声设备，局部	间断

	及拉油作业						加装隔声罩	
2	井下作业 (压裂、修井等)	72	35	0	80-95	独立基础，加减振垫，采用软连接	连续	
3	罐车	57	32	1	60-90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断	

### 3.4.4.4 固体废物

运营期工作人员对油井定期进行巡检，不新增劳动定员，工作人员由运营单位中国石油新疆油田分公司重油开发公司调剂解决，故不新增生活垃圾。本项目生产过程中产生的固体废物主要是油泥（砂）、废润滑油、废弃防渗膜，非正常工况下还会产生落地原油。

#### ①油泥（砂）

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 3.4-12。

表 3.4-12 石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

本项目产能  $0.193 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油泥（砂）最大产生量为  $17.52 \text{t/a}$ 。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程产生的油泥（砂）属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08。本项目的 3 座  $60 \text{m}^3$  储油罐的依托的金龙 2 转油站定期清罐产生的油泥（砂）由重油公司直接委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

#### ②废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约  $0.05 \text{t/a}$ ，本项目 2 口采油井废润滑油产生量为  $0.1 \text{t/a}$ 。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 900-214-08，应委托有危险废物处置资质的单位处置。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》中“3.7 设备检修与维护过程中产生的危险废物为废矿物油、废弃的含油抹布和劳保用品等，属于间歇产生，收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。

### ③废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 2 口油井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 1.0t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 0.5t/a。

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

### ④事故状态下落地原油

正常工况下无固体废物产生，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。综上所述，正常工况下本项目无固体废物产生。

事故状态下产生的落地油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。项目事故状态下产生一定量的落地油，上层能收集的落地油送至红山嘴油田原油处理站处理，受浸染的土壤为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为：071-001-08，危险特性为毒性和易燃性，含油污泥产生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，不在项目区贮存。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2021 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.4-13。

表 3.4-13 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	油泥(砂)	清罐	半固态	油砂混合物	17.52	√	/	《国家危险废物名录》（2021 年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	废润滑油	机械设备检修	液态	石油类	0.1	√	/	
3	废防渗膜	油井作业场地	固态	石油类	0.5t/a	√	/	

4	落地原油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油	少量	√	/	
---	------	-----------------	----	----	----	---	---	--

综上，固体废物的产生和排放汇总见表 3.4-14。

表 3.4-14 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	油泥(砂)	危险废物	清罐	半固态	油砂混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	17.52	委托有资质的单位处置
2	废润滑油		机械设备检修	液态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	0.1	收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置
3	废弃防渗膜		油井作业场地	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	0.5t/a	委托有资质的单位处置
4	落地原油		井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	少量	作业单位 100% 回收，事故状态下原油落地后，上层能收集的回收送至红山嘴油田原油处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥委托有资质的单位处置

本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.4-15。

表 3.4-15 运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	油气输送	无组织挥发	非甲烷总烃	0.068t/a	0.068t/a	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等。无组织排放
	拉油点装车		非甲烷总烃	0.772t/a	0.772t/a	拉油点的装车采用顶部净没式装载方式。无组织排放
	拉油点储罐		非甲烷总烃	0.343t/a	0.343t/a	储油罐采用固定顶罐，罐体保持完好。无组织排放
	伴生气燃烧废气		SO <sub>2</sub>	0.00036t/a	0.00036t/a	放散燃烧，无组织排放
			NO <sub>x</sub>	0.0015t/a	0.0015t/a	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等。无组织排放

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废水	井场	井下作业废水	工业废水量	54.26t/次	0	作业单位自带回收罐回收作业废水，运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理达标后回注油藏
			COD	0.069t/次	0	
			石油类	0.012t/次	0	
		压裂作业	废洗井液（修井）	50.58t/次	0	
			废压裂液	306.42t/次	0	
采出水	/	1950m <sup>3</sup> /a	0	经红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏		
固体废物	集中处理站	油泥（砂）		17.52t/a	0	委托有资质的单位处置
	机械设备检修	废润滑油		0.1t/a	0	收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置
	油井作业场地	废弃防渗膜		0.5t/a	0	委托有资质的单位处置
	井场	落地油（t/a）		少量	0	作业单位 100%回收，事故状态下原油落地后，上层能收集的回收送至红山嘴油田原油处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥委托有资质的单位处置
噪声	井场	抽油机		75-80dB（A）		选用低噪声设备，减振垫、定期维护保养
		井下作业（压裂、修井等）		80~95dB（A）		选用低噪声设备
		罐车、巡检车辆		60~90dB（A）		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等

### 3.4.5 事故状态环境影响因素分析

油田开发和生产过程，从采出液开采及拉运等各个环节可能都会因工程设计、人为或自然因素等原因造成不同性质的工程污染事故。对于本工程的开发建设，可能出现事故主要有井喷、储罐泄漏及井漏事故，这些事故都会使环境受到一定的污染。

#### （1）井喷事故

井喷主要是在井下作业中发生的事故。本工程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，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

#### （2）储罐泄漏

由于单井储罐或者拉油罐车的储罐因腐蚀导致罐体破裂，采出液发生泄漏，造成环境污染。

#### （3）井漏事故



井漏事故一般发生在井下作业修井过程中。通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下水层和油层造成一定的污染和危害。

本工程运营期井喷、井漏及储罐泄漏等事故状态下会产生落地油。原油落地后，上层能收集的原油回收送至红山嘴油田原油处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

#### （4）管线泄漏

由于单井出油管线因腐蚀导致管道破裂，采出液发生泄漏，造成环境污染。

### 3.4.6 服役期满环境影响分析

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、施工运输车辆和燃油机械排放的尾气，施工噪声及占地影响。同时井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至环保部门指定地点填埋处理。

## 3.5 清洁生产水平分析

本工程为石油开采项目，生产过程主要为采出液开采及拉运及井下作业等。针对项目特点，本次评价对采出液开采及拉运和井下作业的先进性进行清洁生产分析。

### 3.5.1 清洁生产技术和措施分析

本项目不包括钻井期。

#### （1）原油输送及处理清洁生产工艺

①采用全自动控制系统对主要采油和输送工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使输送系统的安全性、可靠性得到保证。

#### ②油气输送采用单罐拉油流程

本项目 2 口井采出液输送采用单井管线+单罐拉油的方式进行。从井口到储油罐采用单井管输方式，从储油罐至金龙 2 转油站采用汽车拉运的方式。本项目各储油罐均采用固定顶罐，单罐容积 60m<sup>3</sup>，设计有呼吸阀且罐体保持完好；运输采用密闭的拉油罐车，装载采用顶部净没式装载方式，采取上述措施可减少烃类物质的挥发量。

### ③油气管线输送流程

本项目井口至储罐采用管输方式，项目在管线输送方案充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式和油井回压，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

### ④优化布局，减少建设用地

对井场、拉油点按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，避免切割沙漠，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

#### (2) 运营期井下作业清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

④在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至红山嘴油田原油处理站处理达标后，回注油层；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，上层能收集的落地油送至红山嘴油田原油处理站处理，受浸染的土壤为含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

#### (3) 节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

③采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

#### (4) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入中国石油新疆油田分公司重油开发公司安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

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

### 3.5.2 清洁生产水平分析

参照《石油天然气开采业 清洁生产评价指标体系（试行）》，对金龙 54 井区清洁生产水平作出评价。

#### （1）评价指标体系

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

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

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1～表 3.5-3。

#### （2）评价指标体系计算

##### ①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： $P_1$ ——定量评价考核总分值；

$n$ ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$ ——第  $i$  项评价指标的单项评价指数；

$K_i$ ——第  $i$  项评价指标的权重值。

### ②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中： $P_2$ ——定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$ ——定性评价指标体系中第  $i$  项二级指标的得分值；

$n$ ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

### ③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： $P$ ——清洁生产综合评价指数；

$P_1$ ——定量评价指标考核总分值；

$P_2$ ——定性评价指标考核总分值。

表 3.5-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	<5	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m <sup>3</sup> /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m <sup>3</sup> /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	具备	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10

		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业,落地原油运至红山嘴油田原油处理站进行处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	中国石油新疆油田分公司重油开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	中国石油新疆油田分公司重油开发公司已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.5-2 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65	<50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	—	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	0
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5

		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5			
定性指标										
一级指标	指标 分值	二级指标			指标 分值	本工程				
						本工程指标	得分			
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5		
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置		10	有套管气回收装置	7.5
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施		10	井下作业时带罐作业	7.5
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	注水采油		10
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	本项目 2 口井采用单井拉油的方式运至金龙 2 转油站，再管输至红山嘴油田原油处理站	0	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	建立了 HSE 管理体系并通过认证		10		
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	中国石油新疆油田分公司重油开发公司已完成清洁生产审核		20		
		制定节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划		5		
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	按要求执行		5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	按要求执行		5		
		老污染源限期治理项目完成情况			5	已完成		5		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	污染和排放满足总量控制和减排要求		5		

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-3。

表 3.5-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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



根据 2.8.5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 相符性分析, 本项目清洁生产情况, 本项目建设符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中的相关要求。

### 3.5.3 清洁生产结论

根据清洁生产综合评价指数判定:

井下作业定量指标 100 分、定性指标 100 分, 综合评价 100 分;

采油(气)作业定量指标 80 分、定性指标 84 分, 综合评价 82 分。

综上, 本项目综合评价指数平均得分  $P > 90$ , 属于清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施, 高效利用并节约使用各类能源、资源(水、土地等); 使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备; 制定了合理有效的废物管理方案, 减少了油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量, 实现了废物的循环利用与资源化利用。

## 3.6 污染物排放总量控制

### 3.6.1 总量控制原则

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

### 3.6.2 污染物总量控制因子

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

#### (1) 废气污染物

本项目主要废气污染物为油气输送过程中无组织挥发的非甲烷总烃和伴生气燃烧废气。

①总量控制指标: VOCs、NO<sub>x</sub>;

②建议考核指标: 非甲烷总烃;

(2) 废水污染物

生产过程中产生的采出水和井下作业废水，均经处理达标后回注，不外排。

### 3.6.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

本项目不包含钻井期，施工期主要为地面建设，建设时间较短，排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>，均为无组织排放，无组织排放量估算量分别为 1.183t/a、0.00036t/a、0.0015t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标。

## 4 环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境概况

#### 4.1.1 地理位置

金龙 54 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市及伊犁哈萨克自治州沙湾市，构造位置位于准噶尔盆地西北缘中拐凸起。金龙 54 井区距克拉玛依市区东南约 50km、距金龙 2 井区约 8km。

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区伊犁哈萨克自治州塔城地区沙湾市，塔城地区沙湾市位于新疆准噶尔盆地南缘，东接石河子市，南依和静县，西邻奎屯市、独山子区，北连克拉玛依市。沙湾行政区域面积为 13110km<sup>2</sup>。项目区地理位置见图 3.3-1。

#### 4.1.2 地形、地貌

金龙 54 井区总的地貌特征是广阔平坦的戈壁滩，海拔高度 270m~500m。地势是西北高于东南，北-南和西-东的坡度均为 2%。项目区位于山脉与盆地之间，西北缘是南、北走向的扎依尔山脉（成吉思汗山），山势较低，海拔高度 600m~800m，由构造剥蚀低山和丘陵地形组成；南部为独山子山，海拔高度 1283m；东南面是戈壁滩，一直伸展到准噶尔盆地中部的沙漠区。金龙 2 区块地貌以平原为主。

#### 4.1.3 水文地质

##### （1）地表水

金龙 54 井区位于玛纳斯河（以下简称玛河）下游小拐乡境内、玛纳斯湖上游段。玛河发源于天山北坡的依连哈比尔尕山，流域内地势由东南向西北倾斜，干流全长约 324km（河源至小拐），集水面积 5156km<sup>2</sup>，平均海拔高程 3000m。沿程有花牛沟、韭菜萨依、吉兰德、回回沟、希喀特萨依、哈熊沟、芦苇沟、大（小）白杨沟、清水河等支流，在肯斯瓦特水文站以上汇入干流。河流出口后，地势变缓、泥沙大量堆积，形成坡降平缓的山前冲洪积倾斜平原，径流在此被分解，

在洪积扇缘一带有大量的泉水出露。洪积扇以下，为广阔的冲积平原区，与古尔班通古特沙漠接壤，尾闾进入玛纳斯湖。

玛河洪水主要集中于七、八月份的汛期。洪水的成因，以高温期的冰川及永久性积雪融化为主，以降水补给为辅。金龙 54 井区所在河段位于夹河子水库下游 206km 处，海拔 270~300m，地形平坦开阔。目前从小拐乡以下至玛纳斯湖上百公里的河段，除泄洪期有来水外，其它年份基本处于断流状态。

## (2) 地下水

### ①地下水类型及含水岩组划分

根据玛湖地区已钻井资料，项目区埋藏有 2 种类型地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类裂隙孔隙水。

#### 1) 第四系松散岩类孔隙水

在金龙 54 井区，第四系松散沉积物广泛分布，底界埋深 15-26m，下部以灰绿色、灰黄色粉细砂岩、泥质砂岩为主，上部以灰色、浅灰黄色冲积物、洪积物为主，厚度数十米不等，地表为亚砂土、亚粘土夹粉细砂。通过现场实地调查，潜水位埋深在 1.56~5.5m 之间。

#### 2) 第三系碎屑岩类裂隙孔隙水

在金龙 54 井区一带，第三系含水层顶板埋深在 33~40 米之间，单井涌水量一般为 501.372~543.416m<sup>3</sup>/d，矿化度 2.26~37.75g/L，为微咸水~盐水，水化学类型由 Cl·SO<sub>4</sub>-Na 型向 Cl-Na 型水转化。

### ②地下水补给、径流、排泄条件

项目区大部分位于冲洪积细土平原，上覆潜水补给来源于渠系入渗、农田灌溉入渗、降水入渗及下伏承压水的越流补给，下伏承压水主要接受侧向径流补给。地下水径流方向总体为西南-东北向。地下水径流条件较差，以垂向交替运动为主。在含水层内部存在深部承压水的顶托补给，以及上覆潜水与下伏承压水之间的越流补给。地下水的排泄方式主要为细土平原区的人工灌溉开采，油田生产开采，植物蒸腾也是其排泄之一。

### ③地下水化学特征

项目区地势平缓，岩性颗粒变细，径流条件差，潜水埋深浅，蒸发浓缩作用增强，在地下水处于滞流状态及温度不断增高情况下，产生脱碳酸作用，使水中

的  $SO_4^{2-}$  离子相应增加，潜水多为高矿化的微咸水、咸水，局部还有盐水、卤水。水化学类型主要是  $SO_4^{2-}\cdot Cl-Na\cdot Cl$  型水，最终向  $Cl\cdot SO_4^{2-}$  和  $Cl\cdot Na$  型水，矿化度  $1\sim 3g/L$ 。零星沙漠一带，矿化度大于  $3g/L$ ，局部可达  $50g/L$ 。

承压（自流）水水质普遍较好，矿化度小于  $1g/L$ ，地下水类型以  $HCO_3\cdot SO_4-Ca$  型、 $SO_4\cdot HCO_3-Ca\cdot Na$  型水为主，适合灌溉。项目区水文地质示意图见图 4.1-1。

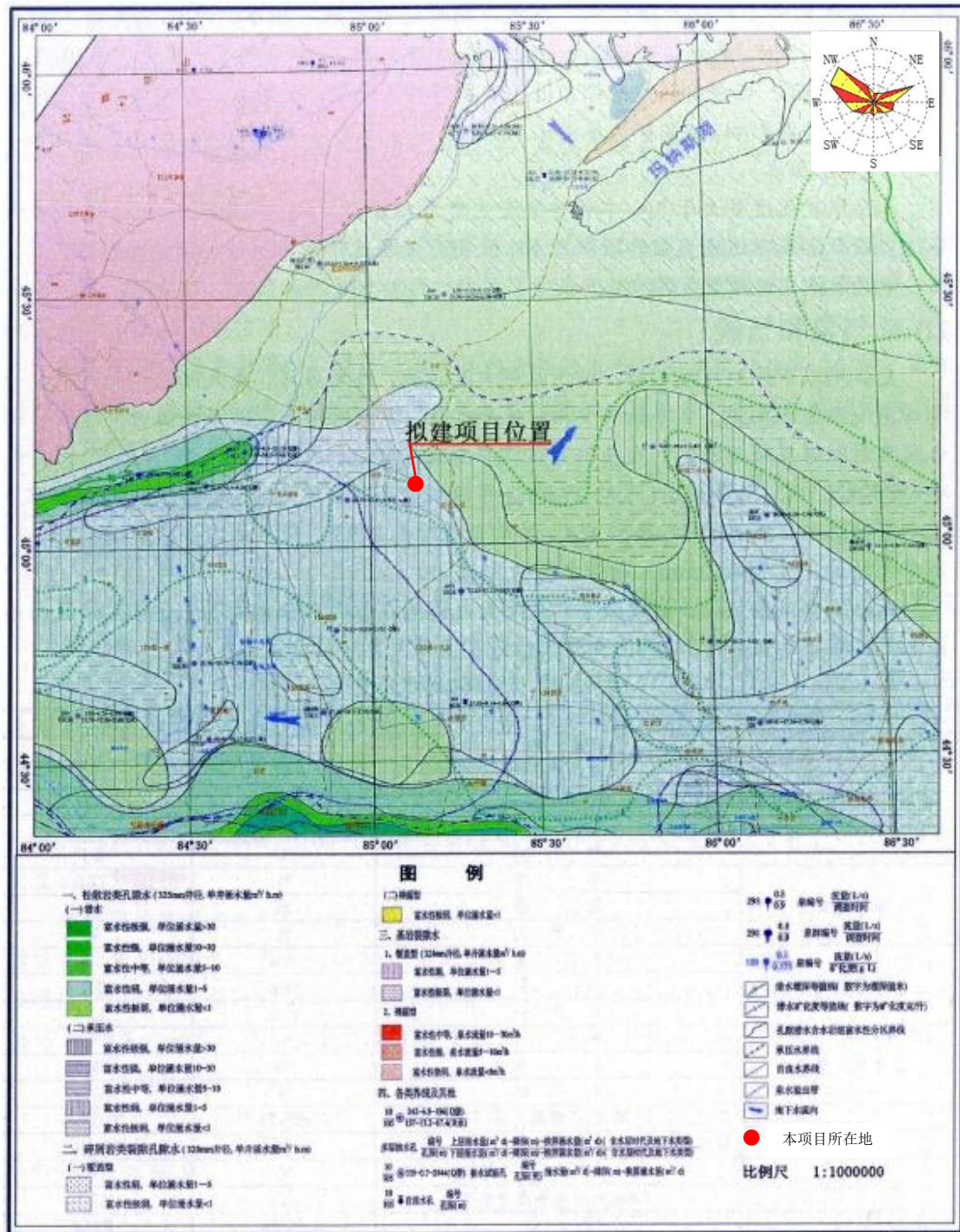


图 4.1-1 区域水文地质图

#### ④地下水流场

依据《玛纳斯湖区域水文地质普查报告》工作区地层由南向北缓倾斜的单斜构造，地下水径流方向为由南向北以及地表水由南向北的流向，地下水的补给来源为天山北坡，地下水径流方向为从南向北径流，金龙 54 井区为地下水径流区。

### 4.1.4 气候气象

本项目区深居欧亚大陆腹地，远离海洋。因高山阻隔，海洋季风的湿润水汽很难到达本地上空，属大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季气温回升快且时间漫长，而春秋两季时间短且极不稳定。

本工程地处准噶尔盆地西北缘中拐凸起，属典型的大陆性沙漠气候，冬夏气温差悬殊，年温差大，夏季干热，冬季寒冷，降水稀少，蒸发量大，气候干燥，春秋两季风沙大，地面气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 评价区域气象资料

名称		单位		数值
气温	最冷月平均	°C		-16.7
	最热月平均	°C		27.5
	极端最高	°C		42.9
	极端最低	°C		-35.9
	年平均	°C		8.1
相对湿度	冬季	%		77.0
	夏季	%		32
	年平均	%		48
平均风速	冬季	m/s		1.5
	夏季	m/s		5.1
	年平均	m/s		3.7
主导风及频率	冬季	%		NW/9
	夏季	%		NW/32
	年平均	%		NW/22
极大风速及风向	厚度/雪荷	mm/Pa		250/400
	平均值/极值	cm/cm		163.4/197
最大积雪厚度	-0.8m 处历年各月平均值	°C		11.9
最大冻土深度	-1.6m 处历年各月平均值	°C		11.3
大气压力	冬季	102	Pa	980.6
	夏季	102	Pa	958.9

## 4.2 环境空气现状调查与评价

### 4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

#### 4.2.1.1 区域环境空气质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境空气质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统发布数据，塔城地区 2022 年 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年均浓度分别为 4μg/m<sup>3</sup>、10μg/m<sup>3</sup>、32μg/m<sup>3</sup>、14μg/m<sup>3</sup>；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 0.6mg/m<sup>3</sup>，O<sub>3</sub> 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 104μg/m<sup>3</sup>；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于达标区。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表 （单位：μg/m<sup>3</sup>）

项目	平均时段	现状浓度	标准值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均	4	60	6.67	/	达标
NO <sub>2</sub>	年平均	10	40	25	/	达标
PM <sub>10</sub>	年平均	32	70	45.71	/	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均	14	35	40	/	达标
CO（mg/m <sup>3</sup> ）	年平均	/	/	/	/	达标
	24 小时平均第 95 百分位数	0.6	4	15	/	达标
O <sub>3</sub>	年平均	/	/	/	/	达标
	8 小时平均第 90 百分位数	104	160	0.65	/	达标

由上表可知，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准限值。因此项目所在区域为达标区。

#### 4.2.1.2 其他污染物环境质量监测

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，本项目采用实测方式进行调查。监测单位是新疆天熙环保科技有限公司。

##### （1）监测点位信息

项目区设 1 个监测点，监测点位信息见表 4.2-2。监测布点详见图 4.2-1。

表 4.2-2 其他污染物补充监测点位基本信息

监测点编号	监测位置	监测坐标	监测因子
G1	项目区下风向	E 85°18'20.075" N 45°15'14.779"	非甲烷总烃、硫化氢

##### （2）监测时间及频率

监测时间为 2023 年 7 月 25 日~7 月 31 日，连续监测 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。

##### （3）采样及分析方法

采样方法按《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2017
硫化氢	可见分光光度法	GB11742-1989

(4) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m<sup>3</sup>。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m<sup>3</sup> 的要求。

(5) 评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状监测结果表

监测项目	平均时间	标准值 (mg/Nm <sup>3</sup> )	浓度范围 (mg/Nm <sup>3</sup> )	最大浓度占 标率 (%)	超标率 /%	达标情况
非甲烷总烃	1h	2.0	0.46-1.18	59	—	达标
硫化氢	1h	0.01	ND	/	—	达标

注：ND 表示未检出。

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 0.46~1.18mg/m<sup>3</sup> 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m<sup>3</sup>；硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m<sup>3</sup> 的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

### 4.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

(1) 引用地下水监测点位

本次 W1、W2 地下水监测数据引用《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，W3、W4、W5 地下水监测数据引用《金龙 2 区块密闭改造项目环境影响报告书》，其合理性分析见表 4.3-1。地下水监测布点图见图 4.3-1。

表 4.3-1 地下水引用数据合理性分析表



序号	分析角度	《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》		《金龙2区块密闭改造项目环境影响报告书》			本项目	引用点位合理性判定
		W1	W2	W3	W4	W5		
1	所属含水层	潜水		潜水			潜水	同一含水层
2	水文地质	第四系孔隙含水层		第四系孔隙含水层			第四系孔隙含水层	同一水文地质单元
3	水化学类型	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ·Cl-Na·Ca		SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ·Cl-Na·Cl			SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ·Cl-Na·Cl	同化学类型
4	监测点方位	侧向	侧向	上游	侧向	下游	-	-
5	与本项目相对距离/km	25km	8.5km	24km	14km	30km	-	相对合理
6	时效	2021年11月11日		2022年7月17日	2022年7月16日		2023年7月	三年有效期内

通过表4.3-1可知，本项目地理位置、所属含水层、水化学类型与所引用地下水点位的地理位置、所属含水层、水化学类型一致，引用地下水数据点位距离相对合理，同时监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数据具有代表性，有效性。本次W1、W2地下水监测数据引用《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，W3、W4、W5地下水监测数据引用《金龙2区块密闭改造项目环境影响报告书》。

地下水监测点与本项目的位置关系详见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测点布置

编号	样品编号	监测点位坐标	与本项目位置关系	地下水类型	监测类型	水位 (m)	监测时间
W1	GW2-区块井	E 84°57'02.63" N 45°18'40.37"	东北侧(侧向) 24.91km	潜水	水质	81.6	2021年11月11日
W2	GW4-区块两侧水井	E 85°15'17.26" N 45°21'03.76"	东南侧(侧向) 13.57km	潜水	水质	75.3	2020年12月6日
W3	136团四连2#	E 85°04'49.12" N 45°06'07.37"	西南侧(上游) 24km	潜水	水质	80	2022年7月17日
W4	金龙水2井	E 85°12'15.00" N 45°23'24.00"	西北侧(侧向) 14km	潜水	水质	8.5	2022年7月16日
W5	D2	E 85°23'51.65" N 45°31'57.07"	东北侧(下游) 30km	潜水	水质	7.5	2022年7月16日

## (2) 监测项目

W1、W2 监测因子包括 27 项基本水质因子水位、水温、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥

发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、 $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 。

W3、W4、W5 监测因子包括 30 项基本水质因子水位、水温、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、铁、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、 $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $SO_4^{2-}$ 、 $Cl^-$ 。

### (3) 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)以及《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)规范规定的方法进行。

### (4) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准,其他因子采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准。

### (5) 评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

pH 的单项污染指数表达式为:

$$\begin{aligned} \text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时;} & S_{pH,j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}} \\ \text{pH}_j > 7.0 \text{ 时;} & S_{pH,j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0} \end{aligned}$$

式中:  $C_{ij}$ —水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度, mg/L;

$C_{si}$ —i 因子的评价标准, mg/L;

$S_{pH,j}$ —pH 标准指数;

$\text{pH}_j$ —j 点实测 pH 值;

$\text{pH}_{sd}$ —标准中的 pH 值的下限值;

$\text{pH}_{su}$ —标准中的 pH 值的上限值。

### (6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水水质监测及评价结果

项目	III 类标准 值	W1		W2		W3		W4		W5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH 值(无量纲)	6.5-8.5	7.1	0.	7.1	0.2	7.93	0.62	7.53	0.35	7.24	0.16
水温	/	16	/	15	/	13	/	15.3	/	15.3	/
耗氧量	≤3.0	0.7	0.23	2.18	0.73	0.59	0.20	<b>4.45</b>	<b>1.48</b>	1.78	0.59
总硬度	≤450	162	0.36	246	0.55	<b>448</b>	<b>1.00</b>	<b>3360</b>	<b>7.47</b>	<b>2280</b>	<b>5.07</b>
溶解性总 固体	≤1000	853	0.853	<b>2427</b>	<b>2.427</b>	<b>1236</b>	<b>1.236</b>	<b>28050</b>	<b>28.05</b>	<b>18240</b>	<b>18.24</b>
挥发酚类	≤0.002	ND	/	0.00	0.15	0.0013	0.65	0.0019	0.95	0.0017	0.85
氨氮	≤0.50	0.258	0.516	0.27	0.548	0.112	0.224	<b>0.847</b>	<b>1.694</b>	0.234	0.468
氰化物	≤0.05	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氟化物	≤1.0	<b>2.32</b>	<b>2.32</b>	<b>2.61</b>	<b>2.61</b>	<b>1.92</b>	<b>1.92</b>	<b>1.96</b>	<b>1.96</b>	0.35	0.35
氯化物	≤250	140	0.56	<b>792</b>	<b>3.168</b>	<b>498</b>	<b>1.992</b>	<b>13946</b>	<b>55.784</b>	<b>9314</b>	<b>37.256</b>
硝酸盐氮	≤20	0.186	0.0093	0.37	0.0185	0.12	0.006	0.3	0.015	1.66	0.083
亚硝酸盐 氮	≤1.0	ND	/	ND	/	0.005	0.005	0.02	0.02	0.004	0.004
碳酸根	/	11	/	ND	/	0	/	0	/	0	/
重碳酸根	/	201	/	271	/	123	/	62.9	/	154	/
硫酸盐	≤250	152	0.608	<b>458</b>	<b>1.832</b>	<b>480</b>	<b>1.92</b>	<b>2709</b>	<b>10.836</b>	<b>2036</b>	<b>8.144</b>
铬(六价)	≤0.05	0.006	0.12	0.009	0.18	ND	/	ND	/	ND	/
石油类	≤0.05	0.02	0.4	0.02	0.4	0.003	0.06	0.03	0.6	0.03	0.6

铁	≤0.3	/	/	/	/	0.04	0.13	0.11	0.37	0.05	0.17
锰	≤0.10	0.09	0.9	0.03	0.3	0.06	0.6	0.38	3.8	0.07	0.7
砷	≤0.01	<b>0.0133</b>	<b>1.33</b>	0.0004	0.04	ND		ND	/	ND	/
汞	≤0.001	0.00038	0.38	0.00041	0.41	0.000134	0.134	0.000158	0.158	0.000199	0.199
镉	≤0.005	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
钾	/	0.63	/	0.26	/	1.36	/	50	/	64.5	/
钠	/	121	/	304	/	386	/	7520	/	5580	/
钙	/	21.1	/	35.8	/	39.6	/	830	/	851	/
镁	/	10.9	/	17.9	/	20	/	1220	/	219	/
铅	≤0.01	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	/	/	/	/	/	411	/	2570	/	1890	/
Cl <sup>-</sup>	/	/	/	/	/	343	/	1420	/	9040	/

注：对于未检出的项目，占标率采用二分之一检出限进行计算。

监测结果表明，监测因子耗氧量、总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、砷未达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。调查区耗氧量、总硬度、溶解性总固体、氯化物和硫酸盐超标的原因：本区地下水为天然劣质水分布区，属高矿化度的咸水-盐水-卤水，氟化物、砷超标原因因为项目所在区域地下水水质天然背景值较高。

## 4.4 声环境现状调查与评价

### (1) 监测时间

声环境现状委托新疆天熙环保科技有限公司进行现场监测。本次布设 8 个噪声监测点位，分别为已建的金 223\_H 井、金 226\_H 井四周。具体监测布点图见图 4.2-1。

监测时间为 2023 年 7 月 28 日，昼夜各监测 1 次。监测因子为监测点的昼间和夜间的等效连续 A 声级。

### (2) 监测方法

测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声进行声压级测量（以 A 声级计）；测量仪器：AWA6228+型多功能声级计。

### (3) 评价标准

本项目区噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，具体噪声标准值见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境评价标准 单位:dB(A)

点位	类别	昼间	夜间
项目区	2 类	60	50

### (4) 监测结果

项目区声环境质量现状监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境现状监测与评价结果 单位:dB(A)

监测点编号	监测点位	监测时段		标准值	是否达标
		昼间	夜间		
N1	金 223_H 井场东南侧外 1m	41.4	38.8	昼间 60, 夜 间 55	达标
N2	金 223_H 井场西南侧外 1m	42.1	39.1		
N3	金 223_H 井场西北侧外 1m	41.6	38.7		
N4	金 223_H 井场北东侧外 1m	41.1	38.3		
N5	金 226_H 井场东侧外 1m	41.9	39.0		
N6	金 226_H 井场南侧外 1m	41.5	38.8		
N7	金 226_H 井场西侧外 1m	41.6	39.0		
N8	金 226_H 井场北侧外 1m	42.2	38.8		

### (5) 评价结果

由监测结果可以看出：项目区噪声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，声环境质量现状较好。

## 4.5 土壤环境现状调查与评价

本次评价采用现场实测法和调查法来评价区域土壤环境质量状况，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 6 的要求布设监测点，本项目共布设 6 个采样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，1 个表层样，占地范围外布设 2 个表层样。监测项目详见表 4.5-1，监测布点图 4.2-1。

表 4.5-1 土壤监测点位布设表

编号	位置/井号	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	金 223_H 井	85°17'42.24"	45°15'43.489"	柱状样	项目占地范围内	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷
T2	金 223_H 井	85°17'43.401"	45°15'44.182"	柱状样	项目占地范围内	
T3	金 226_H 井	85°16'37.644"	45°16'21.627"	柱状样	项目占地范围内	
T4	金 226_H 井	85°16'36.602"	45°16'20.350"	表层样	项目占地范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃
T5	金 223_H 井外	85°17'43.962"	45°15'46.058"	表层样	项目占地范围外	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、锌
T6	金 226_H 井外	85°16'40.155"	45°16'17.074"	表层样	项目占地范围外	

注：柱状样采样深度 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m；表层样采样深度 0~0.2m。

### （3）监测时间和监测频率

监测时间：委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，T1~T6 采样时间为 2023 年 7 月 9 日。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

### （2）监测与评价结果

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）

(GB15618-2018) 表 1 中风险筛选值标准。监测结果见表 4.5-2~表 4.5-4。

表 4.5-2 土壤现状监测及评价结果 (占地范围内) 单位: mg/kg

序号	污染物项目	单位	T4	第二类用地 筛选值	达标情况
1	pH 值	无量纲	8.12	/	/
2	总汞	mg/kg	0.204	38	达标
3	总砷	mg/kg	12.7	60	达标
4	六价铬	mg/kg	ND	5.7	达标
5	铅	mg/kg	18.9	800	达标
6	镉	mg/kg	0.24	65	达标
7	铜	mg/kg	19	18000	达标
8	镍	mg/kg	21	900	达标
9	石油烃(C10-C40)	mg/kg	42	4500	达标
10	氯甲烷	μg/kg	ND	37	达标
11	氯乙烯	μg/kg	ND	0.43	达标
12	1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND	66	达标
13	二氯甲烷	μg/kg	ND	616	达标
14	反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	54	达标
15	1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND	9	达标
16	顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	596	达标
17	氯仿	μg/kg	ND	0.9	达标
18	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND	840	达标
19	四氯化碳	μg/kg	ND	2.8	达标
20	苯	μg/kg	ND	4	达标
21	1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	5	达标
22	三氯乙烯	μg/kg	ND	2.8	达标
23	1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	5	达标
24	甲苯	μg/kg	ND	1200	达标
25	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND	2.8	达标
26	四氯乙烯	μg/kg	ND	53	达标
27	氯苯	μg/kg	ND	270	达标
28	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	10	达标
29	乙苯	μg/kg	ND	28	达标
30	间, 对-二甲苯	μg/kg	ND	570	达标
31	邻-二甲苯	μg/kg	ND	640	达标
32	苯乙烯	μg/kg	ND	1290	达标
33	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	6.8	达标
34	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND	0.5	达标
35	1,4-二氯苯	μg/kg	ND	20	达标
36	1,2-二氯苯	μg/kg	ND	560	达标
37	2-氯苯酚	mg/kg	ND	2256	达标
38	硝基苯	mg/kg	ND	76	达标

序号	污染物项目		单位	T4	第二类用地 筛选值	达标情况
39	萘		mg/kg	ND	70	达标
40	苯胺	4-氯苯胺	mg/kg	ND	260	达标
		2-硝基苯胺	mg/kg	ND		达标
		3-硝基苯胺	mg/kg	ND		达标
		4-硝基苯胺	mg/kg	ND		达标
41	苯并(a)蒽		mg/kg	ND	15	达标
42	蒽		mg/kg	ND	1293	达标
43	苯并(b)荧蒽		mg/kg	ND	15	达标
44	苯并(k)荧蒽		mg/kg	ND	151	达标
45	苯并(a)芘		mg/kg	ND	1.5	达标
46	茚并(1,2,3-cd)芘		mg/kg	ND	15	达标
47	二苯并(a,h)蒽		mg/kg	ND	1.5	达标

表 4.5-3 土壤现状监测及评价结果（占地范围内） 单位：mg/kg

序号	污染物项目	T1			T2			T3			第二类用地 筛选值	达标 情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#		
1	pH 值	7.78	7.96	7.85	7.57	7.56	7.31	7.97	7.88	7.75	/	/
2	总汞	0.29	0.13	0.03	0.12	0.04	0.17	0.23	0.05	0.13	38	达标
		0	2	2	8	0	1	3	8	1		
3	总砷	6.49	8.16	11.8	13.5	14.9	11.2	4.26	4.45	4.00	60	达标
4	六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
5	铅	17.4	13.1	9.3	13.9	10.6	18.6	19.8	19.1	20.1	800	达标
6	镉	0.28	0.24	0.41	0.26	0.27	0.26	0.29	0.24	0.39	65	达标
7	铜	22	18	20	23	23	18	28	25	22	1800 0	达标
8	镍	26	22	23	25	23	21	31	29	24	900	达标
9	石油烃 (C10~C40 )	22	21	22	24	24	24	83	82	88	4500	达标

表 4.5-4 土壤现状监测及评价结果（占地范围外） 单位：mg/kg

序号	污染物项目	T5	T6	筛选值	达标 情况
		1#	1#		
1	pH 值	8.08	8.17	/	/
2	总汞	0.127	0.024	3.4	达标



序号	污染物项目	T5	T6	筛选值	达标情况
		1#	1#		
3	总砷	14.5	14.2	25	达标
4	六价铬	ND	ND	250	达标
5	铅	18.7	19.8	170	达标
6	镉	0.26	0.14	0.6	达标
7	铜	22	22	100	达标
8	镍	23	21	190	达标
9	锌	65	61	300	达标
10	石油烃(C10~C40)	21	34	4500	达标

由此可以看出，本项目占地范围内监测点土壤满足《土壤环境质量 建设用 地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）二类标准筛选值的标准， 占地范围外监测点土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试 行）（GB15618-2018）表1中风险筛选值标准。

## 4.6 生态环境现状调查与评价

### 4.6.1 生态系统调查与评价

#### 4.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目涉及的生态功能区为“II准噶尔盆地温性 荒漠与绿洲农业生态区II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区 23. 古尔 班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区”，主要内容及发展方向见表 4.6-1， 位置关系见图 2.9-2。

表 4.6-1 生态功能区评价

生态功能分区单元			主要 生态 服务 功能	主要生态 环境问题	主要生态 敏感因子、 敏感程度	主要保 护目标	主要保护 措施	适宜发展方 向
生态区	生态亚 区	生态功 能区						
II 准噶尔 盆地温性 荒漠与绿 洲农业生 态区	II3 准 噶尔盆 地中部 固定、 半固定 沙漠生 态亚区	23. 古 尔班通 古特沙 漠化敏 感及植 被保护 生态功 能区	沙漠 化控 制、生 物多 样性 维护	人为干 扰范 围扩 大、 工程 建设 引起 沙漠 植被 破坏、 鼠害 严重、 植被 退化、 沙漠 化构 成对 南缘 绿洲 的威	生物多 样性 及其 生 境高 度敏 感， 土地 沙 漠化 极度 敏感， 土壤 侵蚀 高度 敏感、 土壤 盐渍 化轻 度敏 感	保护沙 漠植 被、防 止沙 丘活 化	对沙漠 边缘 流动 沙丘、 活化 沙地 进行 封 沙育 林、退 耕还 林（ 草）， 禁止 樵采 和放 牧，禁 止开 荒	维护固 定、半 固定 沙漠 景观 与植 被，治 理活 化沙 丘， 遏制 蔓延

				肋			
--	--	--	--	---	--	--	--

### 3.6.1.2 生态系统调查

本工程生态系统主要为荒漠生态系统。

野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群构成系统的次级和顶级生物主体。主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏较难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的区域外围，所以在防止土地荒漠化、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

### 4.6.2 植被现状调查与评价

评价区植被类型同属蒙新区、新疆荒漠区，北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—玛纳斯湖州。受气候及水分条件限制，项目区植物种类贫乏，常见植被主要为荒漠旱生种类，群落结构简单，主要植被类型为白梭梭、多枝怪柳，主要群系类型为梭梭群系，伴生植物多为超旱生灌木或超旱生半灌木，地表干燥，植被稀疏，植被覆盖率约 5%。

生态评价区域内主要植物名录见表 4.6-2。植被类型图见图 4.6-1。

表 4.6-2 区域植物种类及分布环境

序号	中文名	学名	主要分布生境	
			荒漠	草甸
1	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	
2	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++	+
3	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
4	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	++	
5	沙生角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	
6	钠猪毛菜	<i>Salsola nitraria</i>	++	
7	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	++	
8	粗茎梯翅蓬	<i>Climacoptera subcrassa</i>	++	
9	柔毛节节盐木	<i>Halimocnemis villosa</i>	++	
10	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	++	+
11	叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++	
12	鹤虱	<i>Lappula semiglabra</i>	++	
13	四稜芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	
14	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	++	
15	木蓼	<i>Atraphaxis frutescens</i>	++	

16	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++	
17	优若藜	<i>Eurotiaceratoides</i>	++	
18	盐生木	<i>Ilijinia regelii</i>	++	+
19	合头草	<i>Sympegma regelii</i>	++	
20	白皮沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	+	
21	施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
22	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
23	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+	
24	骆驼刺	<i>Alhagi sparsifoila</i>	+	
25	盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	+	
26	芦苇	<i>Phrogmites australis</i>	+	++
27	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i>		+
28	大花野麻	<i>Poacynum hendersonii</i>		+
29	花花柴	<i>Karelinia caspia</i>	+	++
30	刚毛怪柳	<i>T.hispida</i>		+
31	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>		+
32	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>		++
33	拂子茅	<i>Calamagrostis epigejos</i>		++
34	赖草	<i>Leymus secalinus</i>		++
35	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>		++
36	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>		++
37	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	++	+
38	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>		++

注：++为多见；+为少见。

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021年版），胀果甘草为国家II级保护植物，根据《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）的通知》（新政办发〔2007〕175号），项目所在地区内分布的野生植物中梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草为自治区I级保护植物，是典型的荒漠植物及优良固沙植物，项目采油井口及井场、管线占地范围内未见，本项目不占用、不破坏国家及新疆地方重点保护植物（梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草）。

#### 4.6.3 动物现状调查与评价

##### （1）野生动物类型

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界——中亚亚界——蒙新区——西部荒漠亚区——准噶尔盆地小区。占地范围内植被盖度较低，野生动物生存条件较差，主要栖息分布着一些耐

旱型荒漠野生动物，如沙狐、子午沙鼠、沙百灵等，野生动物分布密度和种群数量相对较小，具体详见表 4.6-3。

表 4.6-3 区域常见动物组成

序号	中文名	学名	分布
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	++
2	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+
3	东疆沙蜥	<i>p.grumgrizimaloi</i>	++
4	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	+
5	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>	++
6	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	+
7	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	+
8	灰雁	<i>Anser anser</i>	±
9	鸢	<i>Milvus korschun</i>	+
10	漠鸢	<i>Sylvia nana</i>	+
11	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+
12	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	+
13	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+
14	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+
15	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	+
16	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	+
17	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	+
18	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	+
19	沙鸟	<i>Oenanthe isabllina</i>	+
20	小嘴乌鸦	<i>Corvus frugilegus</i>	+
21	红隼	<i>Falco naumanni</i>	+
22	猎隼	<i>Falco cherrclg</i>	+
23	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i>	+
24	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	+
25	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+
26	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+
27	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+
28	赤颊黄鼠	<i>Citellus erythrognvs</i>	+
29	形田鼠	<i>Ellobius talpinus</i>	+
30	灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	+
31	小林姬鼠	<i>Apodemus sylvaticus</i>	+
32	黄兔尾鼠	<i>Lagarus lutenus</i>	+
33	大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	+
34	赤狐	<i>Vulpes vulpes</i>	+
35	狼	<i>Canis cuus</i>	+
36	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	+
37	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	+

38	虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>	+
39	草原斑猫	<i>Felis libyca</i>	+

注：++多见种 +常见种 ±偶见种。

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021年版），红隼、猎隼、虎鼬为国家I级重点保护野生动物，狼、沙狐、赤狐、鹅喉羚、云雀、草原斑猫为国家II级重点保护野生动物；根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75号），虎鼬为自治区I级重点保护野生动物。

#### （2）野生动物现状评价

由于油田已开发多年，区块内有多条油田公路通过，并且该油区的开发建设活动时间较长，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化。

### 4.6.4 土壤类型调查现状

根据国家土壤信息服务平台数据，占地范围内土壤类型为盐土，盐土（solonchak）含水溶性盐类较多的低产土壤。表面有盐霜或盐结皮；pH值一般不超过8.5。盐土中常见的水溶性盐类有钠、钾、钙、镁的氯化物、硫酸盐、碳酸盐和碳酸氢盐等。根据成土过程及土壤形态特点，可分为草甸盐土、滨海盐土、沼泽盐土、洪积盐土、残余盐土、碱化盐土6个亚类。土壤类型图见图4.6-2。

### 4.6.5 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的土地利用类型示意图，土地利用类型为灌木林地，详见图4.6-3。

### 4.6.6 水土流失现状

根据“新水水保〔2019〕4号文”，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km<sup>2</sup>；重点治理区面积283963km<sup>2</sup>，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、

天山北坡诸小河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本工程所在塔城地区沙湾市属于天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，塔城地区水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度及中度侵蚀面积 58153.31km<sup>2</sup>，占县域面积的 8.73%，强烈及以上侵蚀面积 4059.95km<sup>2</sup>，占县域面积的 23.34%，本工程区域水土流失类型以风力侵蚀为主，主要侵蚀土地利用类型为灌木林地。

#### **4.6.7 区域沙化土地现状**

项目所处区域为塔城地区沙湾市。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年），该市沙化土地动态变化情况见表 4.6-4，土地沙化现状详见图 4.6-4。

表 4.6-4 区域的沙化土地动态变化情况（单位：公顷）

行政区域	时间	总面积	沙化土地面积													有明显沙化趋势的土地	其他土地类型	
			计	流动沙地	半固定沙地		固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁			
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地									天然固定沙地
塔城地区沙湾市	第五次	12999 38.39	20331 5.48	0	12314. 93	0	12314.9 3	1515 73.62	0	15157 3.62	0	2189 8.34	0	0	0	17528.5 9	164394 .61	932228. 3
	第四次	12879 88.6	20234 2.15	0	18377. 61	0	18377.6 1	1555 91.77	0	15559 1.77	0	2382 2.86	0	0	0	4549.91	105039 .96	980606. 49
	动态变化	11949 .79	973.3 3	0	-6062. 68	0	-6062.6 8	-4018 .15	0	-4018. 15	0	-192 4.52	0	0	0	12978.6 8	59354. 65	-48378. 19

#### **4.6.8 与重要生态敏感区的位置关系**

区域内无文物古迹分布，也无地下水源保护区。

#### **4.7 区域污染源调查**

区域内无其他工业污染源分布。



## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 施工期环境影响分析与评价

#### 5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）管线敷设、道路工程、供电线架空敷设等在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

##### 5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场、管道敷设、供电线架设等地面过程中会产生扬尘。如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

##### （1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023W}$$

式中：Q—起尘量，kg/吨·年；

$V_{50}$ —距地面 50 米处风速，m/s；

$V_0$ —起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 $\mu\text{m}$  时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 $\mu\text{m}$  时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径(μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度(m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径(μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度(m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径(μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度(m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50~100m 为较重污染带，100~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m<sup>3</sup> 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

## (2) 车辆行驶扬尘

据文献报导，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left( \frac{v}{5} \right) \left( \frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left( \frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m<sup>2</sup>。

表 5.1-2 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m <sup>2</sup> )	0.2 (kg/m <sup>2</sup> )	0.3 (kg/m <sup>2</sup> )	0.4 (kg/m <sup>2</sup> )	0.5 (kg/m <sup>2</sup> )	1.0 (kg/m <sup>2</sup> )
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效的控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

### 5.1.1.2 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO<sub>2</sub>。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO<sub>2</sub>1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m<sup>3</sup> 和 0.13mg/m<sup>3</sup>，日平均浓度分别为 0.13mg/m<sup>3</sup> 和 0.062mg/m<sup>3</sup>，均可达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

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

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

### 5.1.2 施工期地下水环境影响分析

施工期废水主要为管道试压废水和生活污水。

#### (1) 管道试压废水

管道试压采用中性洁净水，试压废水为清净下水，废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，用于施工期洒水抑尘，不会对项目区地下水产生影响。

#### (2) 生活污水

钻井生活污水水质与居民生活污水相近似，生活污水排入井场防渗收集池，定期由吸污车拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

因此，正常的管线埋设试压废水和生活污水对地下水造成影响的很小。

### 5.1.3 施工期声环境影响分析

施工期噪声主要是各类施工机械及机动车辆产生的噪声，声压级一般为 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《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

### 5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目不包含钻井期，施工期设 1 处施工营地，营地内设置垃圾箱，施工期施工人员产生的生活垃圾一起统一收集，由施工单位清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。施工期产生的固体废物主要为建筑垃圾和土石方。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，废包装物等无法再利用的集中堆放，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。

施工土方在管线施工结束后全部用于回填管沟，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

### 5.1.5 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

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

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

#### (2) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要为单井井场、单井储油罐的建设和单井管线的敷设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。施工结束后地表逐渐进入自然恢复阶段。

## 5.2 运营期环境影响预测与评价

### 5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

#### 5.2.1.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，项目运营期单井加热采用电加热，无燃气加热炉废气污染物排放。本项目的废气污染物主要为油气输送、处理及储存过程无组织排放的烃类气体及伴生气放空的燃烧废气。

#### (1) 相关判定

本工程大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污

染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

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

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

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

②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 5.2-1。

表 5.2-1 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	-35.9°C	42.9°C	1.5m/s	10m

③预测因子和预测源强

本项目主要污染源调查参数见表 5.2-2。

表 5.2-2 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源名称	海拔高度 (m)	矩形面源			年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)	
		长度 (m)	宽度 (m)	有效高度 (m)			污染物	排放速率
油气输送	294	45	35	1	8760	正常	NMHC	0.0078
拉油点装载过程	294	45	35	3.2	8760	正常	NMHC	0.088
拉油点储罐大小呼吸	294	45	35	3.2	8760	正常	NMHC	0.039
伴生气燃烧烟气	294	45	35	8	8760	正常	SO <sub>2</sub>	4.11×10 <sup>-5</sup>
							NO <sub>x</sub>	1.71×10 <sup>-4</sup>

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 2.5-2。

(5) 预测结果

本项目无组织排放非甲烷总烃预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 预测结果表

下风向 距离/m	油气输送		拉油点装载过程		拉油点储罐大小呼吸	
	预测质量 浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	预测质量 浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	预测质量 浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%
20	19.91	9.95500E-001	61.161	3.05805	27.576	1.37880
50	29.305	1.46525	84.235	4.21175	37.979	1.89895
75	34.715	1.73575	72.56	3.62800	32.715	1.63575
100	35.016	1.75080	81.235	4.06175	36.627	1.83135
150	31.647	1.58235	79.25	3.96250	35.732	1.78660
200	27.489	1.37445	71.846	3.59230	32.393	1.61965
500	12.037	6.01850E-001	53.595	2.67975	24.164	1.20820
1000	5.4901	2.74505E-001	33.803	1.69015	15.241	7.62050E-001
1500	3.2012	1.60060E-001	22.424	1.12120	10.11	5.05500E-001
2000	2.1762	1.08810E-001	16.193	8.09650E-001	7.301	3.65050E-001
下风向 最大质量 浓度 及占标 率	35.32	1.76600	84.301	4.21505	38.009	1.90045
D10%最 远距离 /m	0		0		0	
最大浓 度落地 点距离 /m	87		51		51	

本项目伴生气放空的燃烧废气估算结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 预测结果表

下风向距离/m	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>	
	预测质量浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	预测质量浓度/ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%
25	0.0097306	1.94612E-003	0.0404732	2.02366E-002
50	0.013733	2.74660E-003	0.0571206	2.85603E-002
75	0.012773	2.55460E-003	0.0531276	2.65638E-002
100	0.011933	2.38660E-003	0.0496338	2.48169E-002
150	0.010764	2.15280E-003	0.0447715	2.23858E-002
200	0.010104	2.02080E-003	0.0420263	2.10132E-002
500	0.0058259	1.16518E-003	0.0242321	1.21161E-002
1000	0.0030786	6.15720E-004	0.012805	6.40250E-003
1500	0.0019241	3.84820E-004	0.00800304	4.00152E-003

2000	0.0013509	2.70180E-004	0.00561889	2.80945E-003
下风向最大质量浓度及占标率	0.013783	2.75660E-003	0.0573286	2.86643E-002
D10%最远距离/m	0		0	
最大浓度落地 点距离/m	52		52	

由估算结果可知：各井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为  $84.301\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 4.22%，D10%未出现，非甲烷总烃到达区块边界浓度和最大落地浓度均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值  $4\text{mg}/\text{m}^3$ ）； $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  无组织排放的最大落地浓度分别为  $0.013783\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $0.0573286\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，D10%未出现，其最大落地浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控限值要求（ $\text{SO}_2$  无组织排放浓度限值  $0.4\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{NO}_x$  无组织排放浓度限值  $0.12\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

综上所述，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

#### （6）大气环境影响评价结论

本工程采出物经气液分离器分离得采出液和少量的伴生气，采出液采用罐车拉运至红山嘴油田原油处理站处置，本项目设计单井配拉油罐，伴生气放散火炬燃烧，大气污染物产生量较少，且项目区大气扩散条件较好，经预测各大气污染物浓度贡献值较小，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）中周界外浓度最高点浓度限值要求。项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目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。

#### 5.2.1.2 大气污染物核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.2-5。

表 5.2-5 大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物	主要污染	国家或地方污染物排放标准	核算年排
-----	-----	------	--------------	------



			标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
井场、 拉油点	非甲烷 总烃	油区做好 日常维护、 做好密闭 措施	非甲烷总烃排放参照执行 《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 中企业 边界污染物控制要求	井场、站场边界 无组织挥发产生 的非甲烷总烃 1h 平均浓度限 值 4mg/m <sup>3</sup>	1.183
伴生气 燃烧	SO <sub>2</sub>	完全燃烧 后放散	《大气污染物综合排放标 准》(GB16297-1996) 中 无组织排放监控浓度	0.4	0.00036
	NO <sub>x</sub>			0.12	0.0015

### 5.2.1.3 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表详见表 5.2-6。

表 5.2-6 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等 级与范 围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价因 子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>2</sub> 排 放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、 O <sub>3</sub> 、CO) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢、SO <sub>2</sub> 、 NO <sub>x</sub> )				包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标 准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评 价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二 类区 <input type="checkbox"/>	
	环境基准年	(2022) 年						
	环境空气质 量现状调查 数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>				现状补充 监测 <input checked="" type="checkbox"/>
	现状评估	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源 调查	调查内容	本项目正常排放 源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排 放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建 项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域 污染 源 <input type="checkbox"/>
大气环 境影响 预测与 评价	预测模型	AER MOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTA L2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网络模 型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	

	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物）		包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>		C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>	C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% <input checked="" type="checkbox"/>	C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (/) h	C 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>	C 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>		C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% <input type="checkbox"/>		k >-20% <input type="checkbox"/>
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）	监测点位数（1）	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境保护距离	距（/）厂界最远（/）m		
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> : (0.00036) t/a	NO <sub>2</sub> : (0.0015) t/a	颗粒物: (/) t/a VOCs: (1.183) t/a
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项				

### 5.2.2 运营期地下水环境影响分析

据前节工程分析，本工程拟部署的 2 口采油井单井拉油，新建 60m<sup>3</sup> 拉油罐（金 223\_H 井 2 座、金 226\_H 井 1 座），因此本次评价针对 60m<sup>3</sup> 拉油罐油品泄漏和管线输送泄露对地下水产生的影响进行预测。

#### 5.2.2.1 正常工况

##### (1) 生产废水对地下水影响分析

运营期，本工程废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

本工程采出水和井下作业废水均依托红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注地层。回注地层与区域地下水处于不同层系，超出本区域地下水含水层的深度。在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。故正常情况下，采出水和井下作业废水不外排，对地下水影响很小。

#### （2）油泥（砂）对地下水影响分析

本工程在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据新疆油田公司的作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。新疆油田公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

#### （3）各类管线对地下水影响分析

本工程各类管线均是全封闭系统，管线输送采用柔性复合管及高压玻璃纤维管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深-1.7m，管线埋设区域的地下水埋深大于 30m，正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

#### （4）小结

运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本工程采出水和井下作业废水可以依托红山嘴油田原油处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注地层，回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层，在正常情况下不会对其产生影响；管线输送是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

因此，正常状况下，本工程在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小。

### 5.2.2.2 事故工况

运营期非正常工况下，废水污染源主要为井漏、油水窜层、井喷、管线的采

出液和井下作业废水、储油罐的泄露，污染物有石油类、COD、总硬度、氯离子、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐氮等染特征因子，其中最重要、最典型的污染因子为石油类。

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

#### （1）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于采油井周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

#### （2）油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表

层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

本次评价的两口井为评价井转产能井，固井工程不在本次评价范围内，前期钻井工程中一开井段使用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 500m 左右，下入 339.7mm 表层套管，采用内管注固井工艺固井，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。二开采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至 3415m，下入 244.5mm 油层套管，水泥返至地面。三开采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至井深，下入 139.7mm 油层套管，固井水泥返至地面。根据地下水资料可知，本项目钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，有效隔离含水层与井内原油的交换，有效保护地下水层。

由油井、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，油井废弃，在长期闲置过程中，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，固井水泥被腐蚀，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

### （3）井漏事故对地下水的影响

#### ①钻井泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Na}^{+}$ 、石油烃等，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。

#### ②回注水对地下水的影响

油田回注水是将水注入含有储层中原来被油、气、水所充填孔缝中，以将剩余油气驱出孔缝实现采收，但石油储集层往往位于地下几百至几千米，所以油田

注水一般对表层水和浅层地下水没有影响。不过注水井大多是一些废弃或者出油极小的井，如果固井质量不好，井壁可能出现裂缝，注水后可能会发生井漏的情况，一旦渗漏点位于地下含水层附近，漏出物直接进入含水层，并会沿水力坡降方向迁移，可能造成地下水的污染。

项目区域埋藏地下水类型为第三系碎屑岩类裂隙孔隙水，第三系含水层顶板埋深在 33~40 米之间，本项目钻井目的层深约 5058~5465m，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。不论采油井还是注水井，在钻井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，对含水层进行固封处理，确保固井质量的合格率达到 100%，固井水泥帽深度达到目标采水层深度以下，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层，污染地下水的可能性较小。

#### (4) 事故状态下原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土壤中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。

##### ① 泄漏源强

本次评价针对管线输送、60m<sup>3</sup>拉油罐油品泄漏导致原油泄漏对地下水产生的影响进行预测。

### A、管线输送全管径泄露

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 5min 考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部 (MMS) 管道油品泄漏量估算导则 (MMS2002-033) 给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： $V_{rel}$ —集输管线油品泄漏量， bbl（1 桶=0.14 吨）；

$V_{pipe}$ —管段体积，  $ft^3$ （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， $r$  取 0.03m，长度取 40m；

$f_{rel}$ —最大泄漏量，取 0.2；

$f_{GOR}$ —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量， bbl。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）计算公示如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中： $Q$ —管道流量（标准桶/天），流速 0.8m/s；

$t$ —关闭阀门时间（分钟），取 5min。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大原油泄漏量为 0.6t，按照表层土壤对污染物截留率 90% 计算，进入含水层原油为 0.06t。

### B、拉油罐油品泄漏

本工程按最不利情况考虑假设条件，假设储油罐底部出现穿孔（孔径 20cm）且防渗层全部失效，其泄漏速度  $Q_L$  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，kg/s；

$C_d$ ——液体泄漏系数，取 0.62；

$A$ ——裂口面积， $m^2$ ；0.002 $m^2$ ；

$\rho$ ——泄漏液体密度；872.4 $kg/m^3$ ；

$P$ ——容器内介质压力，Pa；2500kPa；

$P_0$ ——环境压力，Pa；取 101.325kPa；

$g$ ——重力加速度，9.8 $m/s^2$ ；

$h$ ——裂口之上液位高度，m，在此取 3.2m。

据上表可知，原料泄漏速率为 8.64 $kg/s$ ，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则 1 座拉油罐泄漏油品量约为 5.18t，采出液中最少含水率为 20%，本工程原油泄漏量约为 4.14t，由于罐区均按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行防渗，进入含水层含油量为 2.07 $kg$ 。

### ②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

### ③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

$x$ 、 $y$ ——计算点处的位置坐标；

$t$ ——时间(d)；

$C(x,y,t)$ —— $t$ 时刻点  $x,y$  处的示踪剂浓度(g/L)；



M—含水层厚度(m);

$m_M$ —瞬时注入的质量(kg);

U—水流速度(m/d);

$n_e$ —孔隙度, 无量纲;

$D_L$ —纵向弥散系数( $m^2/d$ );

$D_T$ —横向 y 方向的弥散系数( $m^2/d$ );

$\Pi$ —圆周率;

#### ④参数选取

根据金龙 2 井区《金龙 2 区块密闭改造项目环境影响报告书》(新环审(2022)172 号)地下水水质参数, 模型中所需参数及来源见表 5.2-7。

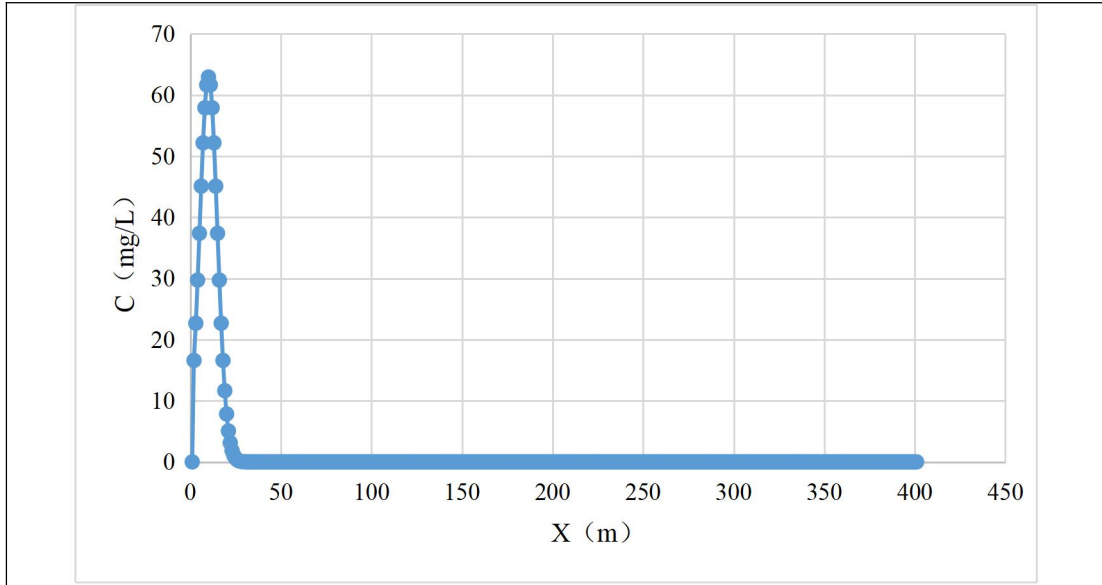
表 5.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	管线输送参考数值	拉油罐参考数值
1	$m_M$	瞬时注入的质量	60kg	2.07kg
2	t	时间	100d、500d、1000d	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	100m	100m
4	u	水流速度	0.1m/d	0.1m/d
5	$D_L$	纵向弥散系数	0.12 $m^2/d$	0.12 $m^2/d$
6	$D_T$	横向 y 方向的弥散系数	0.012 $m^2/d$	0.012 $m^2/d$
7	$n_e$	有效孔隙度	0.2	0.2

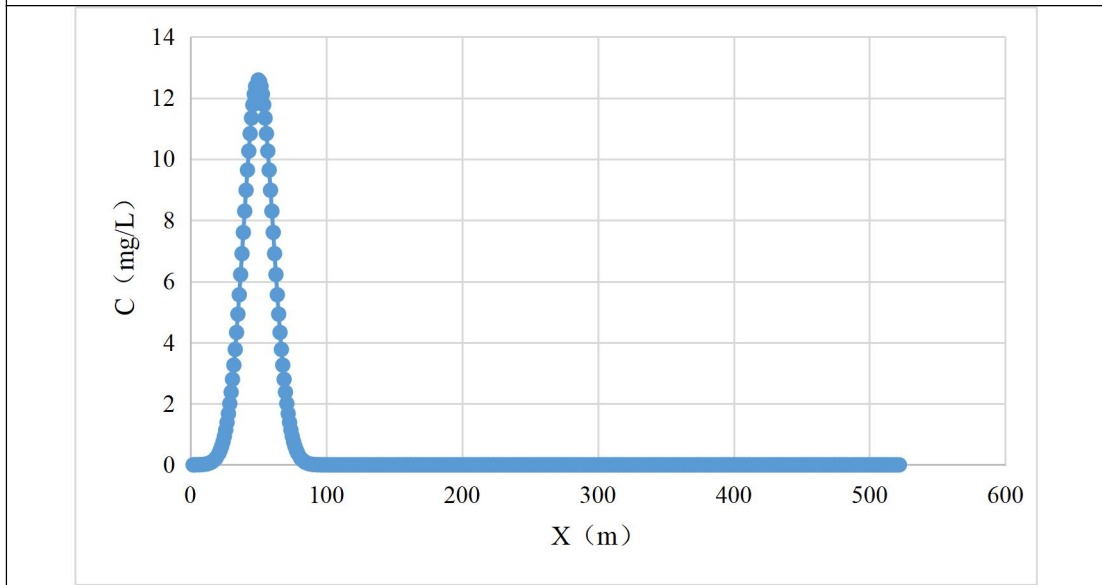
#### ⑤预测结果

##### a、管线输送

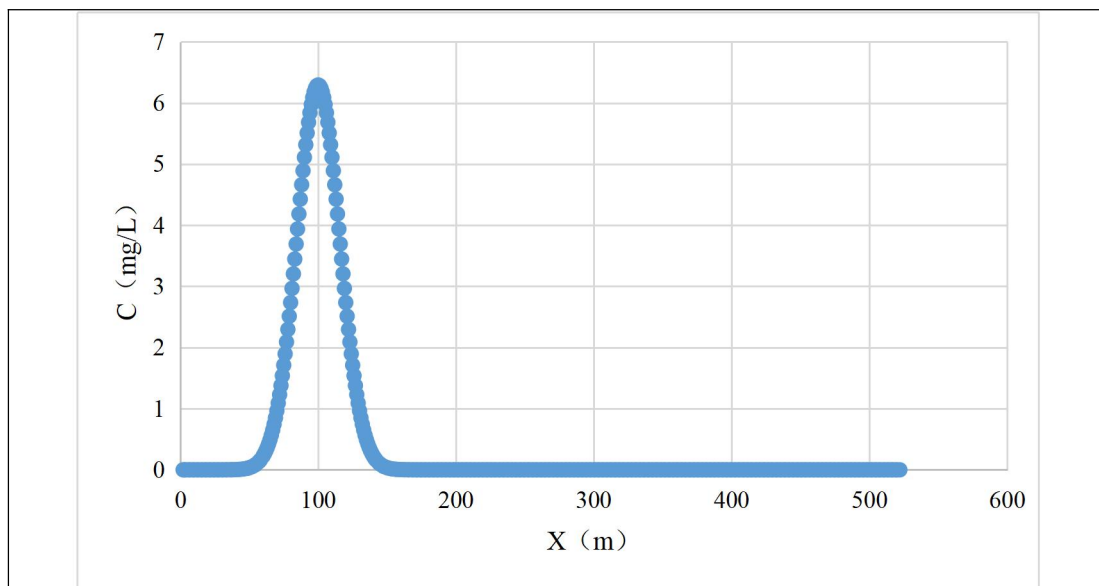
当输送管线发生全管径泄漏发生泄漏时, 石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-1。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



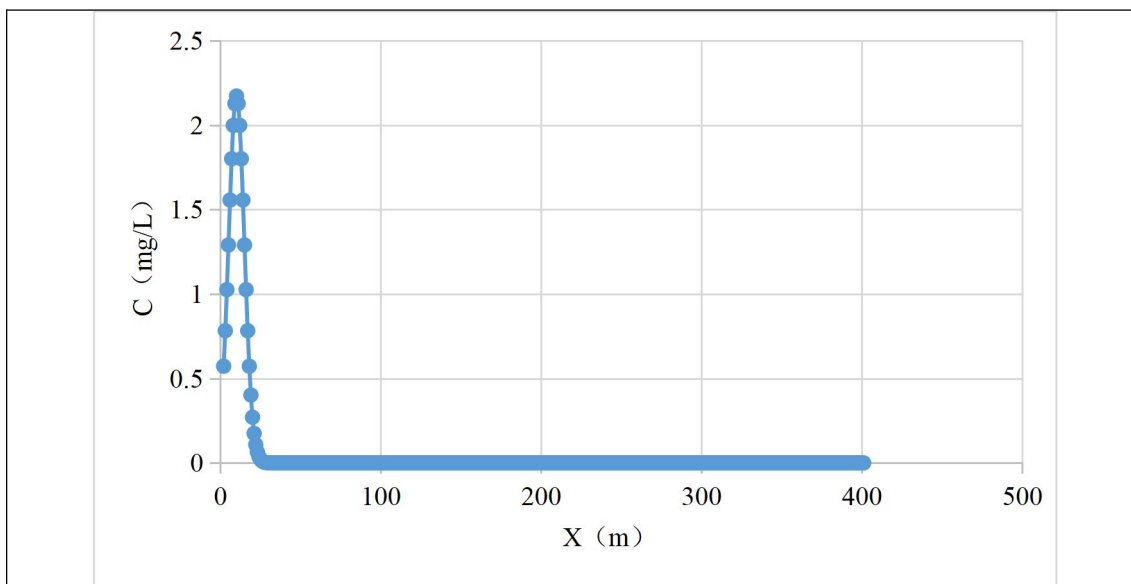
泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-1 输送管线发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

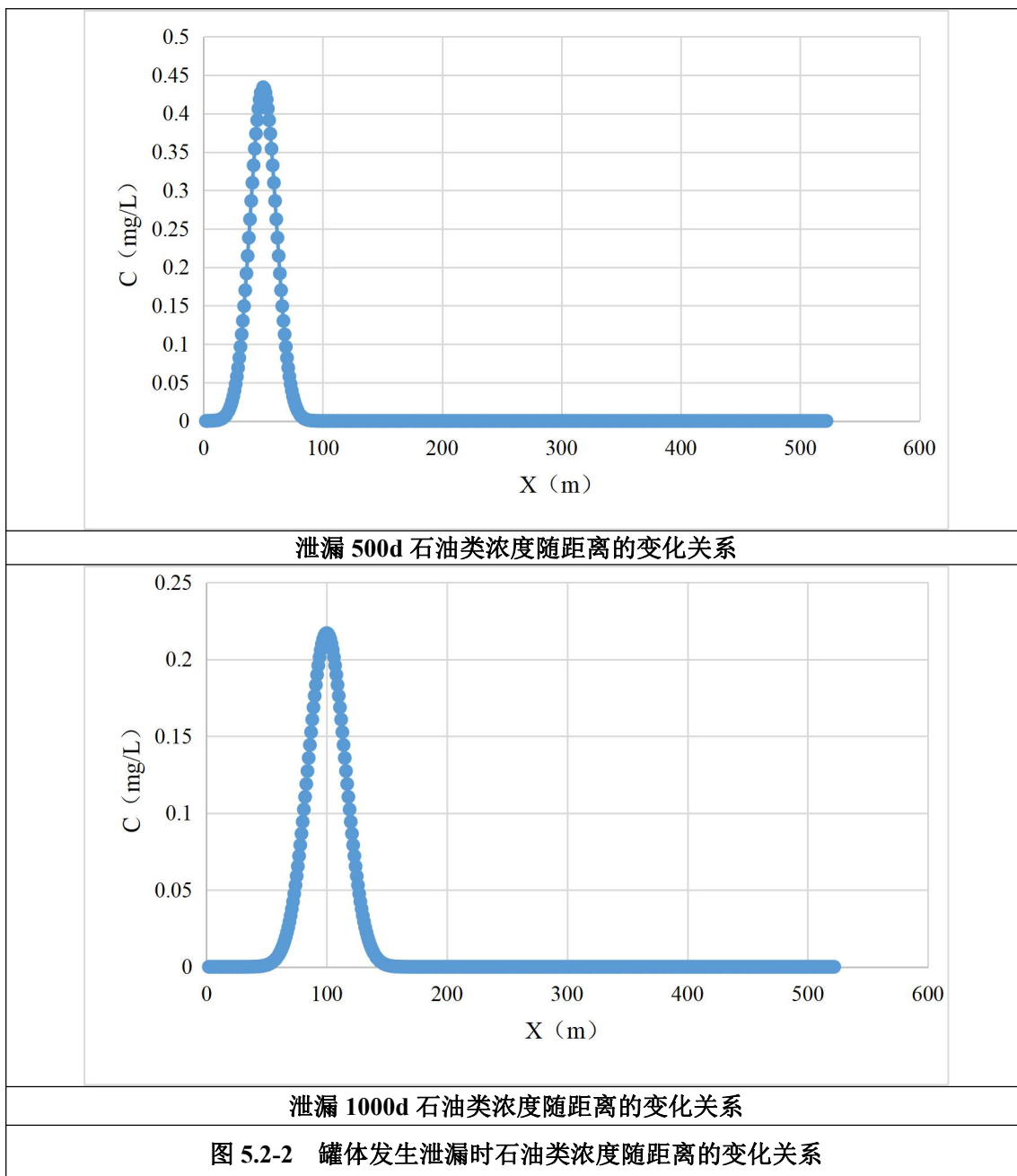
从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，输送管线发生全管径泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 10m、50m、100m。随着时间增加，污染范围有所增加。

b、拉油罐罐体：

当接转注气站内罐体发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-2。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，罐体发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 10m、50m、100m。随着时间增加，污染范围有所增加。

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 20cm，泄漏的原油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。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。

### 5.2.2.3 地下水环境影响评价结论

运营期井下作业废水送至红山嘴油田原油处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排，正常情况下不会对项目区地下水环境产生不良影响。

运营期对地下水可能产生不利影响的主要是事故状态下单井储油罐破裂导致原油泄漏进入地下水，项目评价范围内不存在地下水保护目标，若及时采取有效措施治理污染，可避免对地下水造成污染。综上所述，本工程运营期建设单位在采取本报告提出的地下水保护措施，并加强事故防范、应急处理，本工程对地下水环境造成的影响不大。

### 5.2.3 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场的各类机泵以及井下作业设备噪声。

#### (1) 预测源强

项目噪声源主要为井场机泵、井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 85~90dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB(A) 计，其运行噪声不高于 70dB(A)。项目工程主要噪声源强见表 5.2-8。

表 5.2-8 项目主要噪声源强情况表（单位：dB(A)）

序号	位置	声源名称	声源源强 dB(A)	声源控制措施	衰减后源强 dB(A)	运行时段	距厂界的相对位置 (m)			
							东	南	西	北
1	井场	螺杆泵	75-80	选用低噪声设备，减振垫、定期维护保养	55	连续	20	15	25	20
2	井场	井下作业（压裂、修井等）	80~95	选用低噪声设备	70	偶发	20	15	25	20
3	交通噪声	罐车、巡检车辆	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	65	间断	20	15	25	20

#### (2) 预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间

60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(3) 预测模式

本工程井场噪声源主要为井场的机泵和井下作业噪声，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的 A 声级；

$r$ —预测点距声源距离，m；

$r_0$ —参考位置距离声源距离，m。

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

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

式中：

$T$ ——计算等效声级的时间；

$N$ ——为室外声源个数；

$M$ ——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级( $L_{eq}$ )计算公式：

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

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

$L_{eqb}$ ——预测点的背景值，dB(A)。

(4) 预测结果

项目建成后，正常工况下，井场场界噪声预测结果见表 5.2-9。

表 5.2-9 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测	测点位置	固定声	贡献	现状监测值	预测值	评价	达标
----	------	-----	----	-------	-----	----	----

点编号		源距厂界距离/m	值	昼间	夜间	昼间	夜间	标准	情况
单口井	东侧外 1m	20	45.28	41.4	38.8	46.77	46.16	昼间 60,	达标
	南侧外 1m	15	47.78	42.1	39.1	48.82	48.33		
	西侧外 1m	25	43.34	41.6	38.7	47.95	44.62	夜间	
	北侧外 1m	20	45.28	41.1	38.3	46.68	46.07	50	

由预测结果可知，运营期项目区厂界四周噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，工程实施后不会对周围以及魔鬼城声环境产生明显影响。

(5) 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.2-10。

表 5.2-10 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m 小于 200m					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比				100%	
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>					
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m 小于 200m					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效连续 A 声级）		监测点位数（8）		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是油泥（砂）、废润滑油、废弃防渗膜和事故下的落地油。

### （1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，根据《国家危险废物名录》（2021 年本，部令第 15 号），油田生产运营过程中产生含油污泥作为废矿物油类，属于危险废物（废物类别 HW08）。本工程油泥（砂）主要为红山嘴油田原油处理站、拉油点的原油储罐产生的清罐底泥，清罐底泥产生量 17.52t/a，属于危险废物（071-001-08），交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。

表 5.2-11 本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
油泥(砂)、落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和炼制产生的油泥和油脚	T/I

### （2）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供资料，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 2 口采油井废润滑油产生量为 0.1t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，应委托有危险废物处置资质的单位处置。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》中“3.7 设备检修与维护程中产生的危险废物为废矿物油、废弃的含油抹布和劳保用品等，属于间歇产生，收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。

### （3）废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 2 口油井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 1.0t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 0.5t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗膜属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包



装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

#### (4) 落地原油

油田在修井、采油等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收。井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因项目区处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后上层能收集的原油回收送至红山嘴油田原油处理站处理，无法收集的原油和受侵染的土壤等清罐底泥属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### (5) 危险废物运输环境影响分析

拟建项目危险废物从产生环节运输到有资质的第三方处置，要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输；严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求。

严格落实上述要求后，危险废物对运输路线沿线环境敏感点的影响较小。综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

### 5.2.5 运营期土壤环境影响分析

本工程土壤影响类型与途径见表 5.2-12，影响因子见表 5.2-13。

表 5.2-12 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期		√	√					
服务期								

满后								
----	--	--	--	--	--	--	--	--

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.2-13 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
采油管线	/	垂直入渗、地面漫流	石油类	/

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

### 5.2.5.1 正常工况下

#### (1) 管线临时占地对土壤环境的影响

本工程管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

#### (2) 落地原油影响

正常工况下，油气输送过程中落地油对土壤的污染主要集中在表层 0~20cm，仅在采油井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，环评要求将受原油污染的土壤清理后按照危险废物进行转移处置，影响不大。

### 5.2.5.2 非正常工况下

#### (1) 井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明：岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验，结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好，龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱，盐土的渗透性非常小；风沙土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，向风沙土内输入石油类物质 100d 后，石油类集中分布在 0~20cm 表层土壤内，0~5cm 土壤截留了约 90% 以上的输入原油，

由此可以推断其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林，2009）中的实验结果，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。本项目所在地的土壤类型为风沙土，石油对土壤的污染主要在 0~20cm 的表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

### （2）单井出油管线泄漏

若本项目单井出油管线发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散。从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0~20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据新疆油田多年来实际运行情况，类比其他油田开发区块，本工程原油开采项目对土壤环境质量基本不会造成不良影响。

### （3）土壤影响预测

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的相关要求，本工程土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

本工程污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

①项目污废水产生情况

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

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。考虑管线发生泄露对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④预测情景设定

类比数据来自同类型管道非正常工况下，管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。类比《昌吉油田吉 38 块芦苇沟组致密油藏开发先导试验工程环境影响报告书》中同类型管线事故泄漏情况，土壤类型一致、预测事故类型一致，具有可类比性。

⑤类比分析结果

预测结果见图 5.2-3。

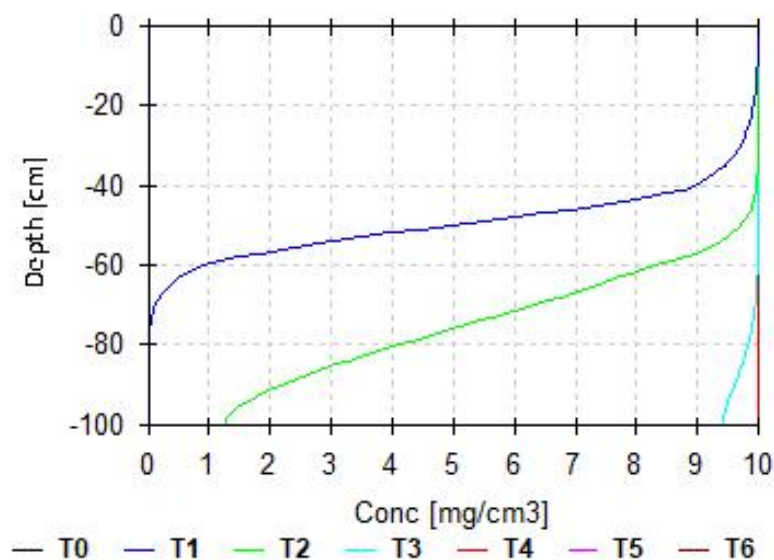


图 5.2-3 持续渗漏 100 天不同深度观测点石油烃浓度图

从上图可以看出，非正常工况下，输油管线持续渗漏 100 天的情况下，不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值，说明发生泄漏事故后不会对周

围土壤产生明显影响。

综上，运营期加强环境管理，可以通过管线压力的变化，实时监控，若发现压力数据异常变化，快速降低，则发生了管线泄漏事故，快速找到泄漏点，及时采取相应治理措施，泄漏的上层能收集的原油回收送至红山嘴油田原油处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置，根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低、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。事故情况下，管线中的石油烃因破损泄漏石油类通过垂直入渗方式进行土壤，在土壤中不断积累浓度，但未超出《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 中的建设用地土壤污染风险筛选值。因此，项目建设对土壤环境的影响是可以接受的。

### 5.2.5.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响自查表详见表 5.2-14。

表 5.2-14 土壤环境影响自查表

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两者兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(2.46) hm <sup>2</sup>				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input checked="" type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	同上				
	所属类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a <input type="checkbox"/> ； b <input type="checkbox"/> ； c <input type="checkbox"/> ； d <input type="checkbox"/> ；				
	理化特性	-				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	0~20cm	
柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样			

工作内容		完成情况			备注
	现状监测因子	GB15618-2018 表 1 中镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，石油烃、pH、共 10 项。 GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量			
	评价因子	石油烃			
	评价标准	GB15618√；GB36600√；表 D.1；表 D.2；其他√			
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求			
影响预测	预测因子	/			
	预测方法	附录 E√；附录 F□；其他（√）			
	预测内容	影响范围（项目边界外 1km 区域）影响程度（较小）			
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制√；过程防控√；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	GB15618-2018 表 1 中镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，石油烃、pH、共 10 项。 GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量	5 年一次	
	信息公开指标	石油烃			
评价结论	建设项目对土壤环境影响可以接受				
注 1：“□”为勾选项，可√，“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。					
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表					

### 5.3 退役期影响分析

随着油田开采年限的增加，储量逐渐下降，最终将进入退役期。退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、采油井清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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。

采油井井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，随后根据周边区域的自然现状对灌木林地进行恢复，使采油井恢复到与周边生态环境相协调的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，采油井范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

## 5.4 生态环境影响分析

### 5.4.1 生态影响因素及类型

#### (1) 生态影响类型

本工程总占地面积为 27060m<sup>2</sup>，其中临时占地 19764m<sup>2</sup>，永久占地 7296m<sup>2</sup>。占地类型灌木林地。施工期间，场地平整及输电线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。

#### ① 占地影响

地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构功能。在施工期工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。井场施工、管线敷设作业本身要占用一定面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员踩踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身，工程施工占地属于暂时性影响，致使植被被砍伐、铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，而井场等地面建设属于永久性占地，将会使原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

本工程占地主要包括临时占地和永久占地，将暂时或永久破坏土地原有使用功能。本总占地面积为 27060m<sup>2</sup>，其中临时占地 19764m<sup>2</sup>，永久占地 7296m<sup>2</sup>。临时占地主要为单井拉油、供电线敷设、管线敷设等施工场所，施工结束后，临时占地可恢复原有使用功能；永久占地主要为采油井、单井拉油储油罐占地。

#### ② 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形十分复杂，主要污染源集中在采出液开采、井下作业和采出液拉运过程。污染源具有分布广、污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性与双重性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境和土壤环境被污染的程度和固体废物的产生量及处置方式。

## (2) 生态环境影响因素

对于本工程来讲，主要是管道和采油井建设活动造成的环境影响。

在工程建设过程中产生的主要生态影响是占地和对地表原生环境产生扰动。因施工活动造成的生态影响是暂时的，待施工期结束后影响即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复。

### 5.4.2 对植被的影响分析

本项目输送管道、井场、拉油点建设及道路工程是造成植被破坏的主要原因，其中以拉油点、道路和管道建设的影响最为显著。

#### (1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、拉油点、道路、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目位于荒漠地区，土地类型为灌木林地，胀果甘草为国家Ⅱ级保护植物，梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草为自治区Ⅰ级保护植物。项目区生物量按照 0.75t/hm<sup>2</sup> 计算，本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.4-1。

表 5.4-1 评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积 (hm <sup>2</sup> )	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
灌木林地	永久占地	井场	0.125	0.094	永久
		储油罐	0.0108	0.0081	永久
		管线	0	0	/
		电力线	0.0018	0.0014	永久
		道路	0.592	0.444	永久
	临时占地	井场	0	0	1
		储油罐	0.0084	0.0063	1



	管线	0.032	0.024	1
	电力线	1.4	1.05	1
	道路	0.296	0.222	1
	施工营地	0.24	0.18	1
	合计	2.7	2.03	/

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 1.97hm<sup>2</sup>，永久占地面积为 0.73hm<sup>2</sup>。在油田开发后，灌木林地植被将进行恢复，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。

#### (2) 道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建单井道路。在道路修建过程中，除了路基永久性占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

#### (3) 管线敷设对植被的影响

输送管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的输送管线管径较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

#### (4) 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。

但评价区内植被盖度极低，小于 5%，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

### 5.4.3 对灌木林地影响分析

井区在施工过程中总占地面积为 27060m<sup>2</sup>，在完井后的 2~3 年中，将影响占地范围内的植被初级生产力。占地类型为灌木林地，其生物损失量按

0.75t/(hm<sup>2</sup>·a)计算，生物损失量约为 2.03t/a。本项目占地范围内植被覆盖度较低，且随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾，只要加强施工管理，项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

#### 5.4.4 对动物的影响分析

本工程施工期对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，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。评价范围内红隼、猎隼、虎鼬为国家Ⅰ级重点保护野生动物；狼、沙狐、赤狐、鹅喉羚、云雀、草原斑猫为国家Ⅱ级重点保护野生动物；虎鼬为自治区Ⅰ级重点保护野生动物。要求对国家和自治区重点保护野生动物进行保护。

##### (1) 施工期对动物的影响

施工建设过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，会使雀类、鼠类等伴人型野生动物的种类数量增加，但会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。

通过对施工人员加强环保宣传，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理要求，可以有效的保护野生动物，施工过程基本不妨碍野生动物的生息繁衍。要求项目选址避让野生动物分布集中区域。

##### (2) 运营期对动物的影响

施工期结束后，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，仅有少量的工作人员在项目区内定期巡检，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于站场和管线沿线等人员活动较多的区域。野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环

境保护的宣传工作，员工的环保意识。特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

#### 5.4.5 对土地利用变化的影响分析

本项目井场、道路、拉油罐区等地面建设属永久性占地，即将土地利用类型由灌木林地转变为工程建设用地。

临时性占地则在破坏植被的基础上还对土壤环境产生不利影响。土壤有机质的分解使表土内有机质含量大幅度降低，不利于植被恢复，临时占地还使土壤的富集过程受阻，使土壤生产力下降这将使生态系统的敏感性增强，更易遭到破坏。但在严格执行生态保护与恢复措施的情况下，被临时占地破坏的土地及其生态功能将逐渐得到恢复。此外，因临时和永久性占地面积占评价区域面积比重不大，因此总体上建设工程会对区域内土地利用变化造成的影响较小。

#### 5.4.6 水土流失影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

##### (1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

##### (2) 土壤贫瘠及含盐量变化

引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，

另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

### (3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

### (4) 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目总占地面积 2.7hm<sup>2</sup>，其中涉沙工程主要包括管线敷设工程、道路工程、拉油点建设工程、架空输电线路建设，占地类型为灌木林地。

本项目井场的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期管线敷设工程、道路工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

## 5.4.7 生态系统结构与其功能的影响分析

### (1) 对生态系统结构、功能的影响

本工程施工期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，造成的不利影响均在可接受的范围内。

### (2) 生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统主要为荒漠生态系统。

项目区植物种类贫乏，常见植被主要为荒漠旱生种类，群落结构简单，主要植被类型为小半乔木荒漠，主要群系类型为梭梭群系，伴生植物多为超旱生灌木或超旱生半灌木，地表干燥，植被稀疏，植被覆盖率约 5%。其中梭梭为自治区 I 级保护植物。拟建工程在油田勘探建设期施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，施工占地、机械碾压及人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。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。

### (3) 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、道路、油田设施有规律地相间组成。拟建工程占地面积小，且项目区周边有已开发的油田生产区，项目实施后可以与现有的油田开发区域景观相协调。

## 5.4.8 突发性事故影响

### (1) 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对环境造成严重破坏的主要事故类型为采出液泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很

小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

#### (2) 突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生井喷事故时，采油井周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

### 5.4.9 退役期生态环境影响分析

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

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

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

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

### 5.4.10 生态影响评价结论

本工程建设区域内没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响和事故状态下油品泄漏对土壤环境的污染，占地类型为灌木林地。项目所在区域地表植被较稀疏，由工程造成的生物量损失不大，不会造成区域的生物多样性下降。

表 5.4-2 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占地 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围） 生境 <input type="checkbox"/> （ <input type="text"/> ) 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ <input type="text"/> ) 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ <input type="text"/> ) 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="text"/> ) 其他 <input type="checkbox"/> （ <input type="text"/> )
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： $(0.022) \text{ km}^2$ ；水域面积（ <input type="text"/> ) $\text{ km}^2$
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>

工作内容	自查项目
结论	
注：“□”为勾选，可√；“（）”为内容填写项。	

## 5.5 采出原油运输过程影响分析

### 5.5.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left( \frac{v}{5} \right) \left( \frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left( \frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m<sup>2</sup>。

表 5.5-1 为一辆 10 吨罐车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.5-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.5-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 （单位：kg/km·辆）

车速 \ 清洁	0.1 (kg/m <sup>2</sup> )	0.2 (kg/m <sup>2</sup> )	0.3 (kg/m <sup>2</sup> )	0.4 (kg/m <sup>2</sup> )	0.5 (kg/m <sup>2</sup> )	1.0 (kg/m <sup>2</sup> )
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.5-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效的控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.5-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60



综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

### 5.5.2 噪声影响

运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

### 5.5.3 环境风险影响

要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见 5.6.6.9 节）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

## 5.6 环境风险评价

### 5.6.1 评价目的和评价重点

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号）、《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号）等对拟建项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

### 5.6.2 评价依据

#### 5.6.2.1 评价工作等级

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本项目环境风险进行简单分析。

#### 5.6.2.2 评价范围

本工程风险评价等级为简单分析，不设置环境风险评价范围。

## 5.6.3 环境风险调查

### 5.6.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子。本工程主要为油气开采项目，且本项目三开钻井液使用的是白油基钻井液体系，结合本项目特性和钻井液体系表以及主要成分的理化性质，筛选环境风险评价因子主要为原油、天然气。

#### （1）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.6-1。

表 5.6-1 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C <sub>5</sub> 至 C <sub>11+</sub> 烃类的混合物，并含有少量的大于 C <sub>8</sub> 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20°C-200°C 之间，挥发性好。 <b>【主要用途】</b> 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	<b>【燃烧和爆炸危险性】</b> 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 <b>【健康危害】</b> 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	<b>【操作安全】</b> 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 <b>【储存安全】</b> 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火

	<p>花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p><b>【运输安全】</b>                  运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链,槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋,防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置,禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶,勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>
<p>应急处置原则</p>	<p><b>【急救措施】</b>                  皮肤接触:脱去污染的衣着,用大量流动清水彻底冲洗。                  眼睛接触:立即翻开上下眼睑,用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟,就医。吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时,立即进行人工呼吸。就医。                  食入:催吐,就医。</p> <p><b>【灭火方法】</b>                  消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服,在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音,必须马上撤离。灭火剂:雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p><b>【泄漏应急处置】</b>                  切断火源:在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等),以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收,然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下,就地焚烧。如大量泄漏,利用围堤收容,然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

(2) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体,对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气还有少量二氧化碳、氮气等气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.6-2。

表 5.6-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

<p>化学品名称</p>	<p>化学品中文名称</p>	<p>天然气</p>		
	<p>化学品英文名称</p>	<p>Natural gas dehydration</p>		
<p>成分/组成信息</p>	<p>主要有害成分</p>	<p>甲烷</p>		
	<p>分子式</p>	<p>CH<sub>4</sub></p>	<p>分子量</p>	<p>16.05</p>
<p>危险特性</p>	<p><b>【危险性类别】</b>                  第 2.1 类易燃气体。侵入途径:吸入。                  健康危害:空气中甲烷浓度过高,能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时,可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离,可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。  <b>【环境危害】</b>对环境有害。  <b>【燃爆危险】</b>易燃,与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
<p>急救措施</p>	<p><b>【皮肤接触】</b>如果发生冻伤,将患部浸泡于保持在 38°C~42°C 的温水中复温。</p>			

	<p>不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>【有害燃烧产物】一氧化碳。</p> <p>【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p> <p>储存注意事项:钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】生产过程密闭，全面通风。</p> <p>【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具(半面罩)。</p> <p>【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>【身体防护】穿防静电工作服。</p> <p>【手防护】戴一般作业防护手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.42 （-161.4℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定

	爆炸极限	5~15% (V%)	引燃温度	537°C
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC <sub>50</sub> ：50%(小鼠吸入，2h)。 LD <sub>50</sub> ：无资料。			
生态学资料	【其它有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

### 5.6.3.2 生产系统危险识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、输送管道、拉油点。

#### (1) 采油井危险性识别

**井喷事故风险：**井喷为采油井常见事故。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

**井漏事故风险：**钻井期若施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发油气上窜造成地下水污染等。

#### (2) 输送管道危险性识别

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

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程天然气外输管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、

管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因应素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患：这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成折皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

### （3）拉油点危险性识别

拉油点等管线输送、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。

### （4）罐车原油泄漏

本项目单井采出液由罐车拉运至金龙 2 转油站，经缓冲、加热、增压后输至红山嘴联合站进行处理，因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，采出液拉运过程有泄漏事故发生风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

## 5.6.3.3 风险潜势初判及评价等级

项目涉及的主要危险物质为原油、伴生气（天然气）。涉及的风险为运行过程中储存罐、输送管线破损造成的油类物质和天然气的泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \dots + \frac{qn}{Qn}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

当  $Q < 1$  时，环境风险潜势为 I。

当  $Q \geq 1$  时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目 Q 的确定见表 5.6-3。

表 5.6-3 建设项目 Q 值确定表

序号	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 $q_n$	临界量 $Q_n$	Q 值	风险潜势等级
1	采油管线	原油	0.1	2500	$4 \times 10^{-5}$	I
2		天然气	$8.07 \times 10^{-5}$	10	$8.07 \times 10^{-6}$	
3	井场储罐	原油	209.38	2500	0.084	
合计			-	-	0.084	-

注：①原油密度按照  $0.8724 \text{t/m}^3$  计，60mm 单井出油管线长度 40m，则管线容积为  $0.11304 \text{m}^3$ ，则计算可得管线中原油在线量为 0.1t。②按照项目区伴生气的平均密度为  $0.7139 \text{kg/m}^3$  计算，本项目伴生气量约  $8.07 \times 10^{-5} \text{t}$ 。③井场拉油点储罐总容积  $240 \text{m}^3$ ，则计算原油储存最大量为 209.38t。

根据上表计算结果，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

#### 5.6.3.4 风险类型识别

##### （1）环境风险类型

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

##### （2）风险途径识别

本项目在生产作业过程中涉及到的物料主要为油类物品和天然气，各物料在输送、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的的可能性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（ $\text{SO}_2$ 、CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性，污染大气环境。

#### 5.6.3.5 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 2.7-1。

#### 5.6.4 环境风险影响分析

#### 5.6.4.1 管线、储罐泄露事故影响分析

##### (1) 原油泄漏对大气环境的影响

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

##### (2) 原油泄漏对地下水的影响

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

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

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

##### ① 石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0cm~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的的天性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油



类污染物进入地下浅水的可能性较小。

## ②采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水在 14d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

## (3) 原油泄漏对生态环境的影响分析

### 1) 对土壤的影响

井喷、管线及单井拉油原油储罐泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响农作物和自然植被的生长，并可影响局部的生态环境。

井喷、管线及单井拉油原油储罐发生泄漏时，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。

井喷发生后，一般需要 1~2d 才能得以控制，据类比资料显示，井喷持续时间 2d 井喷污染范围在半径约 300m 左右。

原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

### 2) 对植被的影响

管线和储罐破裂导致油品泄漏对公益林中自然植被影响主要分为三种途径：

一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；  
二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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。

由于本项目占地类型为灌木林地，井喷持续时间 2d，污染范围在半径约 300m 左右，在此事故状态下，发生泄漏，使林地中的土壤理化性质发生变化，破坏土壤结构，影响土壤的通透性、降低土壤质量，油污黏在农作物根系上，形成一层黏膜，阻碍植物根系养分和水分的吸收，引起根系腐烂，影响林地中自然植被的生长。

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

#### ①接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

#### ②间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

### 5.6.4.2 原油运输对环境的影响分析

本项目单井采出液经拉油车拉运至金龙 2 转油站，经缓冲、加热、增压后输

至红山嘴联合站进行处理，原油运输路线如图 3.3-10 所示。由图可知，原油运输过程中沿途无集中居民区，运输路线有少量的灌木林地、其他草地和沼泽地分布。

拉油车在运输途中由于设备腐蚀、车祸等原因存在漏油及引发火灾、爆炸等风险事故的可能。泄露的油品可能会对沿途土壤和植被造成不利影响，引起土壤板结，影响土地功能，进而影响荒漠植被的生长。一旦发生火灾爆炸有可能导致植被燃烧，造成农作物、植被等的大量死亡。

根据《危险货物运输应急救援指南 第 3 部分：救援距离》(GB/T 39652.3-2021) 中表 A.1 原油大量泄露情形下的防护距离作为拉油车泄露的影响距离：初始隔离距离为 60m，日间防护距离 500m；夜晚防护距离为 700m。

#### 5.6.4.3 井喷事故对环境的影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1~2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对井喷事故现场周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

#### 5.6.4.4 井漏事故对环境的影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

#### 5.6.4.5 风险对生态环境的影响分析

原油对植物的影响主要通过油膜覆盖植物叶片和覆盖土壤表面来进行的，当植物叶片被油膜覆盖时，植物叶片气孔被堵塞，植物蒸腾通道受阻，CO<sub>2</sub> 的交换

受到限制，引起植物叶片高温胁迫和叶片光合效率降低，尤其是影响湿地植物的氧气输送，如堵塞叶片气孔等，同时原油对地表的覆盖会妨碍土壤与氧气之间的交换，影响植物的生长。

### 5.6.5 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

中国石油新疆油田分公司重油开发公司全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 5.6-4。

表 5.6-4 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台帐建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台帐
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

#### 5.6.5.1 消防设施及安全管理

### (1) 消防设施

采油井场不设消防水设施。本项目的输送系统为管输方式，易燃易爆和可燃物料在操作条件下置于管道中，各个连接处采用密封措施。采油井场和单井拉油点配备 8kg 干粉灭火器 6 具，井场和单井拉油点的移动消防配置见通集 20140、通集 18301。

### (2) 消防安全管理

金龙 54 井区外部消防依托油田公司应急抢险救援中心消防二大队，消防人员共 91 名，配备消防车 16 台，其中泡沫消防车 4 辆，载泡沫液 47.85 吨，清水 111 吨，30min 内能到达现场。

## 5.6.5.2 安全生产管理

新疆重油公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，新疆重油公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

## 5.6.6 风险事故防范措施

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

### 5.6.6.1 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，发现固井质量不合格，及时采取措施，保证固井质量合格。

③固井作业时选用了优质水泥浆固井，保证了固井质量合格。运营期要定期对固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，及时采取修补措施。

④井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

#### 5.6.6.2 单井管线风险防范措施

①单井管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

②定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

③完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

④在运营期间，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，使危害影响范围减小到最低程度。

⑤严禁在管线近旁严禁动土开挖。

#### 5.6.6.3 井喷预防措施

在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，天然气、原油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至红山嘴油田原油处理站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

#### 5.6.6.4 窜层污染事故风险防范措施

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

②利用已有的或者新开发的水井，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一年采样一次，分析项目为石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

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

#### 5.6.6.5 原油泄漏事故防范措施

(1) 所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)的要求，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

(2) 加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

(3) 建设涉及到的管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐。

(4) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油泄漏事故发生。

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

(6) 确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

(7) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(8) 操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

(9) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

(11) 在管线系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上的安全保护设施，

如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(12) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

(14) 加强对管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

(16) 制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

#### 5.6.6.6 危险废物运输风险防范措施

(1) 危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）并制定内部转移、转运制度。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

#### 5.6.6.7 单井拉油罐事故风险防范措施

(1) 拉油罐区平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离。

(2) 在储罐区严格用火管理；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 原油储罐应进行防腐，焊接要经过 100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础。

(4) 加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 根据《建筑设计防火规范》《化工装置设备布置设计技术规定》等要求，原油储罐区设置 50cm 高围堰，围堰规格为 40.3m×14m，围堰区底部用 HDPE 防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

(6) 站场内的油罐区、装卸区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设



备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(7) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

(8) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(9) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃可燃气体报警装置，以便及时发现事故隐患。

(10) 优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

#### 5.6.6.8 罐车运输过程风险防范措施

(1) 车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。

(2) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。

(3) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。

(4) 出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，确保车辆安全状况和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

(5) 采出液装卸，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

(6) 行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，行车途中要勤于检查，当行驶一定时间后要查看车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由有相应危

险废物处理资质的单位回收、处置。

(7) 检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

#### 5.6.6.9 废水、废液运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 车辆在采出液装卸过程中应安装隔热和熄灭火星装置，并配装导静电橡胶拖地带装置。

(6) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(7) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(8) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

#### 5.6.6.10 重视和加强管理

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

(1) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识

识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

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

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

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

(7) 对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

## 5.6.7 风险事故应急处理措施

### 5.6.7.1 火灾、爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩带或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

(7) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时

监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

#### 5.6.7.2 突发有毒气体扩散事件的处理

- (1) 采取有效措施，尽快切断污染源。
- (2) 迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。
- (3) 布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、气压、风向、风力等）。
- (4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。
- (5) 对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

#### 5.6.7.3 安全防护

- (1) 应急人员的安全防护  
现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。
- (2) 受灾群众的安全防护
- (3) 协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

#### 5.6.7.4 油气泄漏应急措施

- (1) 管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的原油漫流。汇集在堤内的地表油，用罐车及时收集拉运至红山嘴油田原油处理站处理，将受污染的土壤委托有相应处置资质单位进行处理。
- (2) 发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。
- (3) 泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

(4) 若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

(5) 事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

(6) 严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

#### 5.6.7.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至红山嘴油田原油处理站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

#### 5.6.7.6 拉油罐车运输事故应急处置措施

根据《危险货物运输应急救援指南 第 2 部分：应急指南》(GB/T 39652.2-2021) 指南 131，制定拉油罐车发生运输事故的应急处置措施：

第一时间拨打运单中的应急电话，如果运单中的电话不可用或者无人接听，拨打国家或地方应急机构的电话；作为一个紧急预防措施，泄漏区域四周应被隔离至少 50m 米。撤离无关人员；停留在上风向；远离低洼区；进入封闭区域时先通风。

防护用品：佩戴自给正式呼吸器（SCBA）；穿戴制造商专门推荐的化学防护服，这些防护服不能保温或仅能部分保温；一般消防防护服在火灾场所只能提供有限的防护作用，在直接接触该物质的泄漏场所达不到应有的防护效果。

疏散：根据《危险货物运输应急救援指南 第 3 部分：救援距离》（GB/T 39652.3-2021）中表 A.1 原油大量泄露情形下的防护距离作为拉油车泄露的影响距离：初始隔离距离为 60m，日间防护距离 500m；夜晚防护距离为 700m。

如果槽罐车着火，四周隔离 800m，也可考虑一开始就撤离 800m。

#### 应急响应

轻微火灾：用干粉、二氧化碳、水幕或者抗溶泡沫灭火剂灭火。

重大火灾：通过水幕、喷水雾或抗溶泡沫灭火剂灭火；

在没有危险的情况下，从事故现场运走盛有此类物质的容器；筑坝拦截消防用水以便后续处理，不要让货物分散；采用水幕或喷水雾法灭火，不要用直流水枪灭火

槽罐车着火：灭火时要与火源保持尽可能大的距离或用遥控水枪或水炮；用大量水来冷却罐体直到火势被扑灭；如果容器的安全阀发出响声或容器变色，要迅速撤离；切记远离被火吞没的槽罐车。在遇到特大火势时，使用遥控水枪或者水炮灭火；如果不可行，撤离火灾区域让其自行燃烧。

溢出或者泄漏：在未着火泄漏区处理事故，应穿戴全封闭蒸气防护服；消除所有点火源（泄漏区附近严禁吸烟、点火、火花或其他明火）；处理物品所用的所有设备应接地；不要触摸或者在泄漏的材料上行走；在确保安全前提下，终止泄漏；防止泄漏物进入封闭区域；抑制蒸气泡沫可以用来减少蒸气；

少量泄漏：用干燥的土、砂石或者其他不燃烧的材料盖住或者吸收，然后转移到容器里以便后续处理；

使用干净的防爆器具收集吸附材料；

大量泄漏：在泄漏液体前构筑围坝以便后续处理；

水幕可减少蒸气，但在封闭区域不能防止着火。

## 急救

确保医疗人员对所涉及的泄漏物质有足够的认知并采取了足够且恰当的方式保护自己；

将患者转移到新鲜空气区域；

打电话给 120 或者医疗急救机构；

当患者不能呼吸时，采取人工呼吸措施；

如果患者吸入或吞食此类物质，请不要施行口对口人工呼吸；如果需要做人工呼吸，要戴单向阀袖珍式面罩或在其他合适的医用呼吸器辅助下进行；

如果患者呼吸困难，请给予人工吸氧；

脱掉并隔离遭受污染的衣服和鞋袜；

若皮肤或眼睛不慎接触到此类物质，立即用自来水冲洗至少 20min；

用肥皂和水进行冲洗并淋浴；

万一灼伤，立刻用冷水长时间冷却受伤的皮肤，如果衣服粘附在皮肤上，请不要试图立刻脱下；

保持患者温暖和安静；

暴露于此类物质（包括吸入、吸食和皮肤接触）所引起的反应可能延后。

### 5.6.8 环境风险应急预案

本工程投产后归属中国石油新疆油田分公司重油开发公司管理，重油公司目前采用的环境风险防范措施较为齐全，重油公司已制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，编制完成了《新疆油田分公司重油开发公司突发环境事件专项应急预案》，该应急预案于 2023 年 3 月 9 日在克拉玛依市生态环境局完成备案（备案编号：650204-2023-013-M）。重油公司配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司重油开发公司突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程应急预案应急处置措施如下：

#### 5.6.8.1 井场泄漏处置

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

#### 5.6.8.2 拉油罐泄漏处置

### (1) 拉油罐泄漏

- ①若拉油罐出现泄漏，确定泄漏源的位置；
- ②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；
- ③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；
- ④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；
- ⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；
- ⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；
- ⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；
- ⑧事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

### 5.6.8.3 管道泄漏处置

#### (1) 输油管道破裂泄漏时

- ①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；
- ②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；
- ③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；
- ④组织输油管道泄漏的围控、处置；
- ⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；
- ⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

#### (2) 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

- ①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；
- ③组织现场消防力量进行灭火；
- ④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；



⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

#### 5.6.8.4 井喷失控处置

①伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

a 应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b 监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

c 现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

d 条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

②引发火灾、爆炸时

a 现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

b 井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

c 依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

③遇险人员应急撤离条件

a 井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

b 空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

c 由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

d 由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

### 5.6.9 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为输送管线破裂泄漏、储罐泄露、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、严格执行应急预案和应急处置的基础上，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

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

表 5.6-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	金龙油田金龙 54 井区金 223_H、金 226_H 井试采地面工程
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区沙湾市金龙 54 井区
地理坐标	金龙 223_H: E85°17'43.309" N45°15'42.142" 金龙 226_H: E85°16'37.874" N45°16'19.354"
主要危险物质及分布	原油和伴生气
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能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。
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）	在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平

	可接受。
--	------

表 5.6-6 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。				
风险调查	危险物质	名称	石油	伴生气		
		存在总量	210.38t	8.7×10 <sup>-5</sup> t		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数	10 人	5km 范围内人口数 100 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） 5 人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1 口	F2 口	F3 口
			环境敏感目标分级	S1 口	S2 口	S3 口
	地下水	地下水功能敏感性	G1 口	G2 口	G3 口	
		包气带防污性能	D1 口	D2 口	D3 口	
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 口	10≤Q<100 口	
		M 值	M1 口	M2 口	M3 口	
		P 值	P1 口	P2 口	P3 口	
环境敏感程度		大气	E1 口	E2 口	E3 口	
		地表水	E1 口	E2 口	E3 口	
		地下水	E1 口	E2 口	E3 口	
环境风险潜势		IV <sup>+</sup> 口	IV 口	III 口	II 口	
评价等级		一级 口	二级 口	三级 口	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄露 <input checked="" type="checkbox"/>	火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 口	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 口	经验估算法 口	其他估算法 口	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB 口	AFTOX 口	其他 口	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m			
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m					
	地表水	最近环境敏感目标___，到达时间___h				
	地下水	下游厂区边界到达时间___d				
最近环境敏感目标___，到达时间___d						
重点风险防范措施		安装防喷器和控制装置				
评价结论与建议		本项目无重大危险源，在风险防范措施和应急预案落实到位后，环境风险处于可接受水平				

## 6 环境保护措施论证分析

### 6.1 施工期环境保护措施

#### 6.1.1 施工期大气环境保护措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

(1) 在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

(2) 井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

(3) 单井出油管线在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.7m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

(4) 散装运输的车辆应完好，定时检修汽车档板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。

(5) 对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

(6) 风速过大时，应停止施工作业。

(7) 使用符合国家标准的柴油，并定期对机械、设备和运输车辆进行保养维护。

#### 6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管线试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

(2) 施工生活污水排入防渗污水收集池后定期清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

### 6.1.3 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振措施。

(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。

### 6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

(2) 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。

(3) 施工营地内设置垃圾箱，施工期施工人员产生的生活垃圾一起统一收集，由施工单位清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场。

(4) 施工结束后，施工场地废物全部进行清理，做到“工完、料尽、场地清”，对可回收物优先回收利用，不能回收利用的送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

### 6.1.5 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) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 为减少本工程建设过程中对项目区土壤的扰动和破坏，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018）、《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禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

③禁止一切在沙化土地封禁保护区范围内破坏植被的活动。

④应当按照林业或其他有关行政部门的技术要求进行治理,并按规定进行经济补偿。

### 6.1.6 施工期生态环境保护措施

#### (1) 采油井、单井拉油生态环境保护措施

①对本工程的临时占地和永久占地合理规划,严格控制临时占地面积。

②在设计中明确各采油井和单井拉油的占地面积,施工作业严格按照设计规定进行建设,不得随意改变、调整施工区域,单井采油井永久占地不得超过 625m<sup>2</sup>。单井拉油的永久占地不得超过 36m<sup>2</sup>。

③施工结束后,对采油井永久占地进行地面硬化处理,以减少风蚀量。

#### (2) 管线工程生态保护措施

①应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查,合理规划,严格控制临时占地面积,尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内,不应随意扩大,尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设。尽量避开植被茂密区域,避让梭梭、白梭梭等分布区域,若无法进行避让,需对保护植物进行移植保护。

②在保证顺利施工的前提下,应尽可能缩小施工作业宽度,以减少临时占地影响,将施工期对环境不利影响降到最低限度。管线敷设时,管线施工作业带宽度不得超过 8m。

③划定施工作业范围和路线,严格控制和管理运输车辆及机械施工作业范围,采用拉设彩条等方式限定行驶范围,所有车辆采用“一字”行驶,避免并行开辟新路。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内,确定作业路线,不得随意改线。

④管沟开挖,尽可能做到土壤的分层堆放,分类回填,特别是表层土壤应分层堆放,在施工完毕后回铺于地表,减轻对土壤的破坏,以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地,根据管径的大小尽可能少占地。

⑤施工中要作到分段施工,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。

#### (3) 道路工程生态保护措施要求

①无道路区域作业车辆“一”字型行驶，道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围，不得破坏国家Ⅱ级保护植物（胀果甘草）和自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草）。

②道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建井场道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域，并全线避让国家Ⅱ级保护植物（胀果甘草）和自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草），不占用、不破坏。

③道路施工作业宽度控制在 4m。

④严禁在道路两侧取弃土。

（4）对自然植被和野生动物的生态保护措施要求

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，最大限度减少对自然植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物（尤其是梭梭等保护植物），尤其是保护植物。

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自然植被；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，最大限度减少对自然植物生存环境的踩踏破坏，严禁捕杀任何野生动物。

④强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

⑤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。

⑥强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

⑦加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让对野生的动物的惊扰。

⑧本项目对永久占地和临时占用地应依法办理征地手续，对农田、林地按照相关法律法规进行补偿和恢复。

(5) 对保护植物的生态保护措施要求

经调查，项目区域有重点保护野生植物梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草分布。本项目不占用、不破坏国家及新疆地方重点保护植物（梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草）。

对于荒漠、保护植物的生态保护要求如下：

①避让：设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物，项目采油井口、道路及输送管线在选址选线阶段尽量避让国家及新疆地方重点保护植物（梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草），本项目输送管线较短（40m），2口井区域建有完善的路网，对外交通条件良好，但是路况稍差，本项目修缮原有道路，可对保护植物进行避让。

②减缓：严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆应结合梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草的分布情况，在限定的路线范围内行使，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

③补偿：本项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿。

④强化风险意识：确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物收集，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠保护植物生存环境造成威胁。

(4) 对灌木林地的生态保护措施要求

①本项目施工前，应向当地相关主管部门办理用地手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

②对油田区域内的井场、站场临时性占地等合理规划，严格控制占地面积，



尤其要避开梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草。合理选线，管道和伴行道路充分结合，避绕梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草。

③严格控制施工范围：集油管线施工作业带宽度控制在 8m，并尽量避让梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草。

④严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路。

⑤制定严格的施工操作规范，加强对施工人员的宣传和教育，严禁随意砍伐梭梭。

⑥施工结束后，对工程征占范围内的植被进行恢复。

#### (5) 输电线路施工生态保护措施

①做到分层开挖，分层堆放，分层回填；根据实际情况，采取适当偏移等措施；

②加强对施工器具、施工现场的管理，妥善处置施工中的各类废弃物，避免施工结束后废弃物对生态环境造成危害。

#### (6) 其他生态保护措施要求

①在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

②工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对农田、林地进行生态经济补偿。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工、单井拉油储罐施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

## 6.2 运营期环境保护措施

### 6.2.1 运营期大气环境保护措施

#### 6.2.1.1 油罐储存挥发性有机废气污染治理措施

本项目 2 口井采用单井拉油的方式生产，井场配套建设 60m<sup>3</sup> 油罐（采出液储罐），在油品储运过程中会产生无组织挥发烃类。

##### (1) 本项目 VOCs 污染防治技术措施

金 223\_H、金 226\_H 单井拉油点储罐内暂存物质为区块采出液，属于未经

脱水处理的未稳定原油,根据《油田地面工程设计节能技术规范》(SY/T6420-2016)中“5.10 原油储存”的要求:油田储油罐应采用立式钢制油罐,未稳定原油储罐应选用固定顶油罐。

因此,本项目参考《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》《2016年 国家先进污染防治技术目录(VOCs)》(环境保护部公告第2016年第75号)和《油田地面工程设计节能技术规范》(SY/T6420-2016)的要求:

①油类储罐:均为固定顶罐,撬装 60m<sup>3</sup> 钢制油罐。

②装载工序控制措施:严格控制储存、装卸损失,原油装卸必须采取顶部浸没式装载等方式。

### (2) 储罐类型及容积选择的合理性分析

金 223\_H、金 226\_H 井单井站均采用 60m<sup>3</sup> 的固定顶储油罐,储罐内暂存物质为采出液(油气水混合物)。

#### ①容积确定

该罐运行成熟稳定,考虑避免极端天气等突发因素导致溢油、停产情况发生,60m<sup>3</sup> 容积罐出现问题可随时调剂,不影响区块的正常生产,根据“标准化设计的思路”建设 60m<sup>3</sup> 罐,根据区块产液波动可进行罐数量增减吊装调配,施工快捷方便,快速建产,因此本项目储油罐容量确定为 60m<sup>3</sup>。

#### ②储罐类型确定

根据《油田地面工程设计节能技术规范》(SY/T6420-2016)中“5.10 原油储存”的要求:油田储油罐应采用立式钢制油罐,未稳定原油储罐应选用**固定顶油罐**。

根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准(二次征求意见稿)》编制说明:未稳定原油储罐应选用**固定顶油罐**,未稳定原油中含有大量挥发性组分,若采用浮顶罐,由于降压产生的大量闪蒸气容易破坏浮顶罐的密封结构,甚至会发生密封结构破坏、浮顶沉没等故障。

### (3) 储油罐挥发性有机物控制措施

①本项目各储罐均采用固定顶罐,单罐容积 60m<sup>3</sup>,要求设计有呼吸阀。按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中固定顶罐的要求,固定顶罐罐体应保持完好,不应有孔洞及缝隙,除计量、检查、维

护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

②固定顶罐不符合上述规定的，应在 90 天内完成修复或排空储罐停止使用。若延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

③编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

在采取上述措施后，结合预测结果分析，采油井 NMHC 的厂界及拉油点无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

### 6.2.1.2 油气输送挥发性有机物无组织排放控制措施

（1）各井场采油装置、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

（2）本项目各储罐均为固定顶罐，单罐容积 60m<sup>3</sup>，运输采用密闭的拉油罐车，装载采用顶部净没式装载方式，密闭罐车规格一般为 27m<sup>3</sup>，不超过 500m<sup>3</sup>，采出液、净化原油的转移满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中 5.2、6.1、6.2 的要求。

（3）挥发性有机物无组织排放控制管理措施

①采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

②本项目油气输送过程废气主要为无组织挥发性有机物。井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。

一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气输送过程中烃类及油的排放量。

③对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气输送管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

### 6.2.1.3 采用单井拉油方式可行性分析

由于金 223\_H、金 226\_H 井距离集输系统分别为 10km、8.4km，距集输系统较远，集输管网建设工程量较大，无法密闭集输，因此本项目拟采用单井拉油方式生产，项目所在区域运行过程中随着开采程度的变化，如集输管网建成，应

采取集输生产工艺。

#### 6.2.1.4 伴生气放空燃烧可行性分析

本项目 2 口井采用单井拉油的方式生产，井场安装了油气分离器，分离的伴生气在井场经带点火装置放散管放空。本项目放散管不低于 8m。采用加强管理措施，减少天然气的泄漏量，严禁伴生气直接放空。

### 6.2.2 运营期废水污染防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水（洗井水）和采出水。

#### 6.2.2.1 井下作业废水

（1）井下作业废水的产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照新疆油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水拉运至红山嘴油田原油处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后，全部回注含油层。

（2）井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（3）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（4）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量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。

（5）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

#### 6.2.2.2 采出水

本项目原油处理系统产生的采出水依托红山嘴油田原油处理站进行处理，达标后回注含油层，不向外环境排放。

#### 6.2.2.3 单井采油管线和单井拉油储罐地下水污染防治措施

采用高质量的单井采油管线和单井拉油原油储罐，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止原油泄漏。定期对管线及单井拉油原油储罐进行检查，一旦发现异常，及时维修和更换，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。

## 6.2.3 地下水污染防治措施

### 6.2.3.1 总体原则

地下水污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

(1) 主动控制，即从源头控制措施，主要包括在井口、钻井设备等位置采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

(2) 被动控制，即末端控制措施，主要包括井场地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在井场可能受到污染的区域地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至有资质单位处置；

(3) 应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理；

(4) 各污染区防渗设计采取地上污染地上防治，地下污染地下防治的设计原则。

### 6.2.3.2 污染防治措施

(1) 确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

(2) 落实地下水分区防控。

#### ①井场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，确定本项目防渗分区见表 6.2-1。

表 6.2-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
罐区、排污池	一般防渗区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$
仪表区、操作区	简单防渗区	一般地面硬化

各分区应根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗处理：

A、一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$  的黏土层的防渗性能；

B、地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

C、当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

### ②管道的防护措施

a. 输送管线敷设前，加强对管材质量的检查，防止因管材质量缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

b. 在输送管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

c. 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

d. 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

### （3）污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中要求，由于本项目区地下水评价范围内无人工开采水井，且项目区与附近井区的水文地质情况和地下水流向基本一致，项目类型和产排污情况与附近井区也基本一致，所以本工程可利用井区附近和上游现有地下水井进行水质监测，并在项目区下游合适地段布设 1 处地下水监测点进行污染跟踪监测（可利用现有井），在监测水质的同时监测地

下水水位。监测计划、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向中国石油新疆油田分公司重油开发公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
W3	金龙 54 井区的上游、项目区和下游各布设 1 个	潜水层	1 次/年	pH、石油类、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、氟化物、铜、砷、六价铬
W2				
W5				

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向重油公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

a 定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

b 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

③地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到新疆油田公司重油分公司的应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ❖ 应急预案的日常协调和指挥机构。
- ❖ 各部门在应急预案中的职责和分工。
- ❖ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

- ❖ 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

#### b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ❖ 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

- ❖ 查明并切断污染源。

- ❖ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

- ❖ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

- ❖ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

- ❖ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

- ❖ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

### 6.2.4 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的品质。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

- (1) 在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控



制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

(2) 如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

(3) 一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

### 6.2.3 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) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(4) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转

经以上措施，各采油井场界能够满足《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。

### 6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期固废均不在经常贮存，各类固体废物污染防治措施如下：

#### 6.2.4.1 油泥（砂）

本项目生产过程中所产生的油泥（砂）属于危险废物，编号为 HW08，交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行无害化处置。

①清罐产生的含油污泥直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在站场内暂存。

②运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷

排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(2) 管理要求

①含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

②含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，委托第三方有资质的公司进行处置。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

③含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案；

④含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移管理办法》，将危险废物转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案；

⑤禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

含油污泥处置后满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）限值，可用于油田开发区域井场及通井路铺筑，建设单位应对克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司含油污泥处置进行跟踪、监督，确保含油污泥处置后产生的还原土满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）限值。

#### 6.2.4.2 落地原油

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

(2) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

(3) 地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产

的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

#### 6.2.4.3 废润滑油、废弃防渗膜

井下作业产生的废弃防渗膜委托有资质的单位进行处置。废润滑油收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

#### 6.2.4.4 危险废物运输环境影响分析

##### (1) 危险废物运输

项目区事故状态下的落地油来自采油井。采油井产生的危险废物在收集和运输过程中使用专用车辆及专用容器进行收集，不能与其他物质混装。项目场地不设置危险废物暂存场地。

针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日实施）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物产生单位管理计划制定指南》等其他有关规定的要求。

##### (2) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目危险废物运输和处置委托有危险废物运输和处置资质的第三方单位。要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输。

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。

#### 6.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

(2) 单井储油罐清罐底泥交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

(3) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强采油井及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

### 6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量。对站场周边的绿化要选择本地植物种类，已对工程永久占地造成的生物量损失进行生态补偿。

(2) 定期检查管线、储油罐，如发生管线老化、接口断裂，及时更换和维修。

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

(4) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(5) 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。车辆在有野生动物出现的地区行驶时，严禁鸣笛。

(6) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

## 6.3 退役期环境保护措施

### 6.3.1 大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

### 6.3.2 水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对

各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

### 6.3.3 噪声污染防治措施

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

### 6.3.4 固废及土壤污染防治措施

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

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

### 6.3.5 生态环境保护措施

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

#### (1) 扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工过程中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

#### (2) 固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

(3) 及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

(4) 确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

(5) 井场地表恢复

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

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

(5) 加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的自治区I级保护植物：梭梭和白梭梭，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，严禁踩踏破坏。加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏自治区I级保护植物的法律后果。

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

### 6.3.6 生态恢复治理方案

#### 6.3.6.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

①禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。

②油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环

境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

### 6.3.6.2 采油井生态恢复治理

#### (1) 采油井生态恢复治理范围

本工程采油井建设所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

#### (2) 生态环境恢复治理措施

①施工结束初期，对永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子，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。

### 6.3.6.3 管线生态恢复

#### (1) 管线生态恢复治理范围

本工程需新建管线 40m，该范围内需进行生态环境恢复治理。

#### (2) 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构。施工结束后，尽快分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

工程施工结束后采用人工播撒种子的方式进行植被恢复，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。

#### (3) 植被恢复措施及恢复要求

①工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用人工撒播种子的方式对区域植被进行恢复，临时占地的植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

②工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，采油井恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并

与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

#### 6.3.6.4 道路生态恢复治理

##### (1) 道路生态恢复治理范围

本项目需修建简易油田公路，路面宽度 4m，临时占地 2960m<sup>2</sup>，该范围内需进行生态环境恢复治理。

##### (2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施路面用简易砂石铺设，路宽控制在 4m，施工作业带宽度控制在 8m，不设路肩及路基。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。

##### ②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式对区域内的植被进行恢复，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。

##### (3) 植被恢复要求

植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

#### 6.3.6.5 闭井期生态保护恢复与重建措施

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

##### (1) 井场生态恢复与重建措施

①严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

②对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

③保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

④在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

⑤井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，



然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

⑥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。在服务期满施工过程中，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。

⑦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。

#### (2) 道路管线生态恢复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，及时恢复原有植被和生态景观，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

②部分道路可以作为当地交用地，不必恢复；其余道路应恢复为原土地利用类型。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

## 6.4 防沙治沙措施

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

### 6.4.1 防治目标

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到的区域基本为原始的戈壁荒漠地带，只有零星植被分布，植被覆盖度小于 5%，地表大面积裸露，景观单调。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

### 6.4.2 防沙治沙措施

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015.3），本工程土壤类型为盐土，故本工程所在区域属于非沙化区。在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集—临时存放—施工结束后再覆盖—洒水的方式。

（2）禁止人为破坏项目区以外的植被。不得随意碾压项目区内其它植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

（3）严禁在戈壁滩和荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（4）植物措施：项目采油井口、采油管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（5）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

（6）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。

### 6.5 水土保持方案

井场、道路等施工扰动，将使井场及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能

将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

### 6.5.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

### 6.5.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

### 6.5.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于塔城地区沙湾市管辖。

**项目建设区：**指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

**直接影响区：**项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

### 6.5.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

#### （1）采油井

①为保护土地资源，在施工前，对施工区所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在施工区周边修筑地边埂；施工结束后，覆土压实覆盖一层砾石（6cm）或戈壁料，防止风蚀现象发生。

②植物措施：选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让国家Ⅱ级保护植物（胀果甘草）和自治区Ⅰ级保护植物（梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

③施工区范围采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量；临时土方采取防尘网苫盖措施，防止大风吹蚀临时堆土，减少施工期新增水土流失量。

#### （2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良

好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

### （3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

### （4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种。

### （5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

## 7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

金龙 54 井区的开发建设必将带来较大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

### 7.1 经济效益分析

项目总投资 1239.73 万元，其中环保投资 52.48 万元，占总投资的 4.23%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

### 7.2 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。

本项目开发是对新疆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，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

### 7.3 环境经济损益分析

#### 7.3.1 环境损失分析

##### （1）开发建设期环境效益分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

##### ①工程占地造成的环境损失；

- ②突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- ③其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和输送管道占地以及计量站、混输泵站建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

### 7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从地面设施建设、生产运营期及退役期。经估算该项目环境保护投资约 52.48 万元，环境保护投资占总投资的 4.23%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 主要环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	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	2
		生态保护	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	0.5
		水土保持	水土保持（土壤扰动面积）	9.18
	废气	采油井和管线施工产生的施工扬尘	严格按国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	0.5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	0.5
	环境风险	井控装置	井口防喷器、放喷管线、放喷池	16.8
可燃气体报警器		可燃气体报警器	1	
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等	2
		伴生气燃烧	带点火装置的放散管，分离的伴生气完全燃烧	1

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资(万元)
			放散	
	废水	井下作业废水、废压裂液、废洗井液	由罐车送至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理	2
	噪声	采油井、站场噪声	采用低噪声设备、基础减振、隔声等	2
	固体废物	清罐底泥、落地原油、废弃防渗膜	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置	2
		废润滑油	收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。	
	地下水	原油泄漏、井喷等	防渗	1
退役期	固体废物	2 个采油井、单井储油罐及管线拆除的建筑垃圾	拆除各采油井及相关地面设施，截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至建筑垃圾填埋场	1
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后场地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	2
环境管理	环境监理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施		9
合计				52.48

## 7.4 环境经济损失分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 52.48 万元，环境保护投资占总投资的 4.23%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。



## 8 环境管理与监测计划

### 8.1 环境管理

#### 8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

重油公司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。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托中国石油新疆油田分公司重油开发公司完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。本区块由中国石油新疆油田分公司重油开发公司设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

#### 8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

##### 8.1.2.1 生产区环境管理

###### (1) 日常环境管理

###### ① 搞好环境监测，掌握污染现状

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

在生产过程中，油田采出水全部回注，不外排。

废气污染源的控制是重点加强对油气输送过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染。

### ②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，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。

## (2) 环境污染事故的预防与管理

### ①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

### ②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

### ③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，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。

## 8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

### (1) 工艺流程分析；

- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

## 8.2 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和退役期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

### 8.2.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。 对于开挖管道产生的土方，回填在管堑处，土方不集中产生。 施工结束后临时施工营地恢复地貌。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。

### 8.2.3 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运，重新恢复地面植被。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

## 8.2.2 运营期环境管理计划

### 8.2.2.1 日常环境管理

#### (1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对油气输送过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

#### (2) 落实危险废物环境管理要求

①加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

#### ②危险废物的管理主要要求如下：

a 含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

#### b 主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

#### c 监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB 65/T3998-2017)，明确泥土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将

转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

#### d 贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

——应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

——贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求分区和防渗。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理

——贮存设施运营者应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

#### （3）加强运营期井下作业废水运输环境管理

井下作业废水为含油污水，应做好装卸、运输期间的环境管理台账，防止肆意排放。出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，杜绝跑、冒、滴、漏，保持罐车完整性；同时选择好运输路线，防止泄露对环境造成不利影响；运输途中控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，行车途中要勤于检查。

#### （4）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转。

### ③落实管理制度

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

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

### ④制定环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；领导和组织对各污染源、及项目周边环境进行监测。

## 8.2.2.2 重大环境污染事故的预防与管理

### （1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

### （2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

### （3）加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，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。

建设项目运营环境监督管理计划见表 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	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。	中国石油新疆油田分公司重油开发公司	塔城地区生态环境局及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入工程费用
2	声环境	对采油井的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养； 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。			
7	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。			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

### 8.2.4 退役期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	中国石油新疆油田分公司重油开发公司	塔城地区生态环境局及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入退役闭井管理费用中
2	声环境	退役期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

### 8.3 环保设施竣工验收管理

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

根据《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）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验

收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

#### (1) 环境工程设计

①必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

#### (2) 环境保护设施验收建议

应按照《中华人民共和国环境保护法》《建设项目环境保护管理条例》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）要求，开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。

##### ①验收范围

a.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。

b.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验收工作流程

a.建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

b.验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

c.验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收，形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况，工程变更情况，环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响，验收存在的主要问题，验收结论和后续要求。



d.建设单位应当对验收工作组提出的问题进行了整改，合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程才可以投入生产或者使用。

e.验收报告存档备查。

### ③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表8.2-4。

表 8.2-4 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准		
			治理措施	工程量			
施 工 期	废水	管道试压 废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	——	——	
		施工人员	生活营地	排入防渗污水收集池后定期拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理	防渗污水收集池 1 座	集中收集，定期拉运	
	废气	施工扬尘	井场、道路、管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——	
		机械、车辆废气	井场、道路、管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用合格油品	——	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度要求	
	噪声	施工噪声	井场、道路、管线施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	
	固废	施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放	
		施工人员	生活营地	施工营地内设置垃圾箱，施工期施工人员产生的生活垃圾一起统一收集，由施工单位清运至克拉玛依市生活垃圾填埋场	若干垃圾箱	集中收集，定期拉运	
	生态 恢复	水土流失	井场、管线	恢复地貌	永久占地：7296m <sup>2</sup> 临时占地： 17364m <sup>2</sup>	恢复地貌	
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》(HJ612-2011)	
		工程占地	井场、管线、道路	严格控制占地范围			
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况			
	运	废水	采出水	依托的污水处理系统	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统进行处理，达标后回注含油层	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
			治理措施	工程量		
营期	井下作业废水、废压裂返排液、废洗井液	井场	作业单位自带回收罐回收,运至红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理,处理达标后回注油层	回收罐若干 依托红山嘴油田原油处理站处理	求及分析方法》(SY/T5329-2022)相关标准	
	废气	烃类无组织挥发	井场、井场油罐大小呼吸、拉油点装载过程	储油罐采用固定顶罐,罐体保持完好;定期对井场、储油罐、油罐车和管线的设备、阀门等进行检查、检修	3座 60m <sup>3</sup> 一体化自吸式储罐	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
		井场、管线输送过程	管输方式。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等	/		
		伴生气燃烧废气	井场	放散燃烧,无组织排放	2座生产分离器,2根带点火装置的放散管	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度要求
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
	固废	油泥(砂)	60m <sup>3</sup> 原油储罐、红山嘴油田原油处理站	交由克拉玛依博达环保科技有限公司进行无害化处置	——	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》(SY/T7300-2016)、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
		落地油	井场	回收罐回收,作业单位100%回收,回收后的落地原油运至红山嘴油田原油处理站进行处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹
		废润滑油	井场	收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。	——	零排放
		废弃防渗膜	采油井场日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置	/	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
					相关要求
地下水污染防治措施	罐区、排污池划分为一般防渗区，一般防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{m/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区				防止原油泄漏污染井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范设施；将本项目及时纳入现有环境应急预案体系				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事件的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人 环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

## 8.4 环境监理与监测计划

### 8.4.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本项目可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

#### (1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发建设的现场施工经验。

#### (2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	管沟开挖现场	(1) 集油线路由是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
2	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位

序号	场地	监督内容	监理要求
3	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

### 8.4.2 运营期环境监测计划

本项目在运营期监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业（征求意见稿）》制定自行监测方案并开展监测。

环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测单位
废气	1 次/季度	项目区	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	委托监测
噪声	1 次/季度	项目区四周	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
土壤	1 次/3 年	金 223H、金 226H、拉油点	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《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	
地下水	1 次/年	可利用井区现有水井，监测潜水层水质，监测点位井场、上游及下游	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、总硬度、氯离子、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐氮	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	
生态	1 次/5 年	采油井周边和输送管线	占地区域周边动、植物现状	-	

### 8.5 排污许可

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立

健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

## 8.6 排污口规范化

(1) 根据国家环境保护总局环发(1999)24号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，并列入环保竣工验收内容。

(2) 废气排放口、污水排放口、噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按 GB15562.1-1995 执行。

(3) 排污口立标：污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面 2m。

(4) 排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。排污口标志见图 8.6-1。



图 8.6-1 排放口图形标志

## 8.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油开采建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入中国石油新疆油田分公司重油开发公司整体开展环境影响后评价工作。

## 8.8 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.8-1。



表 8.8-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于施工场地降尘	少量	0	—	—
		生活污水	COD、BOD、SS、NH <sub>3</sub> -N	生活污水排入防渗收集池，定期由吸污车拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理	48m <sup>3</sup>	0	—	—
	废气	采油井及输送管线施工	扬尘、机械和汽车尾气	洒水降尘、使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	作业面小，起尘量较少	-	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求	—
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—
		施工人员	生活垃圾	集中收集后拉运至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋	0.6t	0	—	—
	噪声	施工机械	等效连续 A 声级	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理	80~105dB(A)	65~90dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	—
运营期	废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	依托红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏	1950t/a	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)相关标准	—
		井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	依托红山嘴油田原油处理站压裂返排液处理系统处理达标后回注油藏	54.26t/次	0		—
		废压裂返排液、废洗井液			357t/次	0		—
	废气	油气储运、输送	NMHC	无组织排放	1.183t/a	1.183t/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	—

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
		伴生气燃烧 废气	SO <sub>2</sub>	定期委托有危险废物处置资质的单位回收、 处置	0.00036t/a	0.00036t/a	(GB39728-2020) 中企业边 界污染物控制要求	—
			NO <sub>x</sub>		0.0015t/a	0.0015t/a	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 中无组织 排放监控浓度	—
			油泥 (砂)		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、 处置	17.52t/a	0	《危险废物贮存污染控制标 准》 (GB 18597-2023)
	落地原油	定期委托有危险废物处置资质的单位回收、 处置	少量	0	—			
	废润滑油	收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委 托有资质的单位处置。	0.1t/a	0	—			
	废弃防渗膜	定期委托有危险废物处置资质的单位回收、 处置	0.5t/a	0	—			
	噪声	单井中各类机 泵等	等效连续 A 声 级	选用低噪声设备, 减震垫、定期维护保养	60~95	60~75	《工业企业厂界环境噪声排 放标准》 (GB12348-2008) 中 2 类标准	—

## 9 环境影响评价结论与建议

### 9.1 结论

#### 9.1.1 项目建设概况

金龙54井区行政隶属于新疆维吾尔自治区克拉玛依市及伊犁哈萨克自治州塔城地区沙湾市，构造位置位于准噶尔盆地西北缘中拐凸起。金龙54井区距克拉玛依市区东南约50km、距金龙2井区约8km，本项目金223\_H、金226\_H井位于塔城地区沙湾市，距沙湾市西北约110km，开发区地表条件为戈壁、沙丘，区内地势较平坦，地面海拔平均约280m。油区已建油气转输系统（转油增压站），地面系统依托条件较好。

根据《金龙油田金龙 54、金 222 井区金 223\_H、金 226\_H、金 228\_H 井试采地面工程方案》，本工程计划将金龙 54 井区内的金 223\_H、金 226\_H 2 口评价井转产能井（2 口水平井），现有 2 口井于 2021 年 11 月取得伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局批复（塔地环字〔2021〕245 号），2023 年 3 月通过企业自主验收。本项目新建产能  $0.193 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套安装采油井井口装置 2 座，新建 3 座  $60\text{m}^3$  拉油罐、2 座生产分离器、2 根带点火装置的放散管，新建单井采油管线 40m，新建巡井道路 1.48km，配套建设供配电、仪表工程等。

因金 223\_H、金 226\_H 井距离集输系统分别为 10km、8.4km，距集输系统较远，无法密闭集输，因此本项目拟采用单井拉油方式生产，即井口采出气液经生产分离器进行气液分离，分离出的液相进入储油罐由罐车定期拉运至金龙 2 转油站，经缓冲、加热、增压后管输至红山嘴油田原油处理站进行处理，分离出的伴生气由带点火装置的放散管点火放散。

#### 9.1.2 环境质量现状

##### 9.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

###### （1）区域环境空气质量监测结果

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统发布的塔城地区 2022 年的六项基本污染物  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{O}_3$  监测结果，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，

属于达标区。

## (2) 特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求，硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值  $10\mu\text{g}/\text{m}^3$  的要求，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量良好。

### 9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

项目区地下水水质天然背景值较高，耗氧量、总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、砷均有不同程度超标，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。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

### 9.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

### 9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

土壤环境质量监测结果表明，占地范围内的各监测点位的所有监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；占地范围外土壤监测点位的监测数据也满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。区域土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

### 9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

本项目地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为盐土所覆盖，项目区植物种类贫乏，常见植被主要为荒漠旱生种类，群落结构简单，主要植被

类型为白梭梭、多枝柺柳，主要群系类型为梭梭群系，伴生植物多为超旱生灌木或超旱生半灌木，地表干燥，植被稀疏。该区域有国家Ⅱ级保护植物胀果甘草，自治区Ⅰ级保护植物梭梭、白梭梭、膜果麻黄和胀果甘草。区域内候干燥，野生动物的栖息生境极为单一。由于油田开发及大量人员、机械的进入，使局部地区动物组成发生一定变化，部分小型哺乳动物和伴人型鸟类如雀、乌鸦等将成为该区域的优势种动物。该区域共有国家Ⅰ级重点保护野生动物 3 种（红隼、猎隼、虎鼬），国家Ⅱ级重点保护野生动物 6 种（狼、沙狐、赤狐、鹅喉羚、云雀、草原斑猫），为自治区Ⅰ级重点保护野生动物 1 种（虎鼬）。

### 9.1.3 主要环境影响

#### 9.1.3.1 大气影响评价结论

（1）施工期废气：管线敷设、道路工程、供电线架空敷设在施工作业过程中产生的施工扬尘、施工燃油机械及运输车辆的尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：主要为油气输送、储存、装卸过程无组织排放的烃类气体及伴生气放空的燃烧废气。经预测，各井场、拉油点无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值  $4\text{mg}/\text{m}^3$ ）； $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  无组织排放的最大落地浓度可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控限值要求（ $\text{SO}_2$  无组织排放浓度限值  $0.4\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{NO}_x$  无组织排放浓度限值  $0.12\text{mg}/\text{m}^3$ ）。因此，项目所排放的大气污染预测浓度能满足相关环境质量标准要求；可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

#### 9.1.3.2 水环境影响评价结论

（1）施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于区域洒水降尘；施工期施工生活污水排入防渗收集池后定期由吸污车拉运至克拉玛依市第二污水处理厂处理，不会对地下水环境造成影响。

（2）运营期废水：采出水、井下作业废水和压裂返排液由红山嘴油田原油处理站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022) 标准后回注油层, 不外排。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

(3) 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。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状态。非正常的状态可通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范, 只要加强管理, 防患于未然, 对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述, 正常生产状况下, 项目施工期和运营期的废水及固废均得到了有效的处理处置, 不会对地表水环境及地下水环境产生不利影响。

#### 9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目施工期噪声随施工结束而消失。生产运营期, 井场和管线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))。且本项目周边无人居住, 项目开发建设中的噪声对环境的影响较小。

#### 9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

##### (1) 施工期固废

施工期产生的固体废物主要为建筑垃圾和生活垃圾。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, 废包装物等无法再利用的集中堆放, 定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。施工人员的生活垃圾统一收集后运送至克拉玛依市生活垃圾填埋场填埋处置。

施工土方在管线施工结束后回填在管堤上, 并实施压实平整水土保持措施。

##### (2) 运营期固废

运营期固体废物主要为单井拉油罐清罐底泥以及井喷、井漏及管线泄漏、原油储罐泄漏等事故状态下产生落地油、废润滑油、废弃防渗膜。原油落地后会破坏周围区域的土壤, 使土壤中石油类的含量超标, 土壤板结, 并使区域内的植被

遭到破坏，原油落地后上层能收集的原油回收送至红山嘴油田原油处理站处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置，不会对区域环境造成不利影响。运行期油井作业时产生的废弃防渗膜委托有资质的单位处置。废润滑油收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。

#### 9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目位于塔城地区沙湾市境内，属于水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自占地影响，项目总占地面积 27060m<sup>2</sup>，其中永久性占地面积为 7296m<sup>2</sup>，临时占地面积 19764m<sup>2</sup>，占地类型为灌木林地。工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由于项目占地面积较整个区域来说相对较小，所以工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

#### 9.1.3.6 环境风险评价结论

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

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。本项目建成后，中国石油新疆油田分公司重油开发公司应及时更新应急预案，将本项目纳入现有应急预案中。

### 9.1.4 环境保护防治措施

#### 9.1.4.1 施工期

本项目施工过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：施工期采取洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；定期对机械和车辆等设备进行维护。

(2) 废水防治措施：项目施工废水主要为管道试压废水。管道试压废水回用于施工现场洒水降尘；生活污水经设置的临时生活污水收集防渗池集中收集，施工结束后由吸污车清运至克拉玛依市第二污水处理厂处理。

(3) 噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 固废防治措施：施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施；施工场地废物全部进行清理，做到“工完、料尽、场地清”，对可回收物优先回收利用，不能回收利用的送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；施工生活垃圾运至石克拉玛依市生活垃圾填埋场处理。

(5) 生态保护措施：严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；开展施工环境监理；施工结束后，施工迹地清理、平整，做到工完料净场地清。

#### 9.1.4.2 运营期

(1) 废气防治措施：采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，项目运行期对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气输送管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。单井拉油点储油罐均为固定顶罐，罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

(2) 废水防治措施：本项目井下作业废水由作业单位自带回收罐收集后，拉运至红山嘴油田原油处理站处理，采出水经红山嘴油田原油处理站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后用于油田注水。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时



针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：单井非正常状况落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至红山嘴油田原油处理站处理。项目产生的油泥（砂）定期委托交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行无害化处置。油井作业时产生的废弃防渗膜委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理。废润滑油收集后进红山嘴油田原油处理站处理或委托有资质的单位处置。

(5) 生态保护措施：对于永久占地（油田井场、拉油点、输送工程、输送管线上方、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；定时巡查井场、管线等，及时清理非正常状况下的落地原油，降低土壤污染；开展生态环境恢复治理工作。

### 9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目 VOCs 均为无组织排放，无需申请总量控制指标。

### 9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2021 年修订），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

### 9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

### 9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建

建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。因此，本报告书认为，在落实报告中各项环保措施后，本项目建设在环境保护方面可行。

## 9.2 建议

(1) 在项目建设运行中，积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

(2) 危废应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。

(3) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

(4) 建设单位按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求履行主体责任，产生工业固体废物的单位委托他人运输、利用、处置工业固体废物的，应当对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求，并及时了解固体废物的处置情况。

(5) 针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。

(6) 加快区块整体部署安排，尽快实现油气密闭集输。