



石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井 等产能建设工程环境影响报告书 (征求意见稿)

建设单位： 中国石油新疆油田分公司石西油田作业区
评价单位： 森诺科技有限公司
编制时间： 二〇二五年五月



目录

概述	1
1 建设项目特点	1
2 环境影响评价的工作程序及过程	1
3 分析判定相关情况	2
4 关注的主要环境问题及环境影响	3
5 环境影响评价的主要结论	4
1 总则	6
1.1 编制依据	6
1.2 评价目的、评价方法及评价重点	12
1.3 评价因子识别与选取	13
1.4 环境功能区划	18
1.5 评价标准	18
1.6 评价工作等级及评价范围	22
1.7 主要环境保护目标	23
2 与项目有关的在建工程	27
2.1 建设单位概况	27
2.2 在建工程环保手续及实施进度	35
2.3 工程概况	35
2.4 工程分析	47
2.5 在建工程存在的环境问题及整改情况	52
3 本项目工程分析	53
3.1 工程概况	53
3.2 油藏特征	56
3.3 油气资源类型	56
3.4 区块开发规划	57
3.5 项目组成	59
3.6 建设周期	66

3.7 劳动定员及工作制度	66
3.8 主要经济技术指标	66
3.9 原辅材料、能源消耗	67
3.10 工程占地	67
3.11 土石方平衡	68
3.12 依托工程	68
3.13 工艺流程及产污环节分析	74
3.14 主要污染物排放及治理措施	82
3.15 非正常工况	94
3.16 污染物排放情况汇总	94
3.17 新湖 1 井区“三本帐”	94
3.18 清洁生产分析	98
3.19 污染物排放总量控制分析	105
3.20 温室气体排放影响因素分析及排放量核算	105
4 区域环境概况	108
4.1 地理位置	108
4.2 地形地貌	108
4.3 气候气象	108
4.4 地表水系	109
4.5 水文地质	110
5 环境现状调查与评价	111
5.1 环境空气质量现状监测与评价	111
5.2 地下水质量现状监测与评价	115
5.3 声环境质量现状监测与评价	125
5.4 土壤环境质量现状监测与评价	128
5.5 生态环境质量现状调查与评价	145
6 环境影响预测与评价	172
6.1 环境空气影响评价	172
6.2 地表水环境影响评价	185
6.3 地下水环境影响评价	191

6.4	土壤环境影响评价	220
6.5	声环境影响评价	241
6.6	生态影响分析	250
6.7	固体废物对环境的影响分析	262
6.8	环境风险评价	270
6.9	温室气体影响分析	291
7	环境保护措施及其可行性论证.....	292
7.1	施工期环保措施论证	292
7.2	运营期环保措施论证	297
7.3	闭井期环境保护措施论证	299
7.4	环保措施汇总	301
8	环境影响经济效益分析.....	303
8.1	社会效益分析	303
8.2	环境效益分析	303
8.3	经济效益分析	303
8.4	环保投资	304
9	环境管理与监测计划	305
9.1	环境管理目的	305
9.2	环境保护管理计划	305
9.3	环境监测计划	307
9.4	排污口规范化	309
9.5	污染物排放清单	312
9.6	信息公开	313
10	环境准入分析	315
10.1	政策符合性分析	315
10.2	与规划符合性分析	324
10.3	与生态环境分区管控方案符合性分析	330
10.4	选址选线合理性分析	347
11	结论	350

11.1 建设项目概况	350
11.2 环境现状评价结论	350
11.3 环境影响评价	351
11.4 环境风险	353
11.5 环境影响经济损益分析	353
11.6 环境管理与监测计划	353
11.7 “三同时”竣工验收一览表	354
11.8 清洁生产分析	357
11.9 污染物总量控制	357
11.10 产业政策及选址选线可行性	357
11.11 结论	357

概述

1 建设项目特点

中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（以下简称“石西油田作业区”）是中国石油新疆油田分公司下属二级单位，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，作业区始建于 1986 年，1997 年首次建设地面开发工程，至今近 30 年开发历史，是新疆油田公司开发最成熟的作业区之一。

目前石西油田作业区管辖有 3 个油田，其中莫北油田行政隶属于昌吉回族自治州昌吉市，石西油田和石南油田行政隶属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

2024 年 5 月，新湖 1 勘探井完钻并进行了试油，试油报告显示新湖 1 勘探井具备开发价值。因此，石西油田作业区拟实施“新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程”。该项目属于石油开采项目，位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县，主要工程内容如下：

拟将新探区的 4 口勘探井转为生产井，新建 4 座单井拉油井场，新建 400m 单井集油管线（ $\Phi 73 \times 5.5\text{mm}$ ）、旋流除砂器、气液分离器、高架油罐、CNG 处理橇等地面设施；并配套建设自控、供电、通信、消防等工程。项目实施后，最大年产油量为 $3.68 \times 10^4\text{t}$ （第 1 年），最大年产液量为 $4.16 \times 10^4\text{t}$ （第 1 年）。

本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县，远离城区，兼具污染影响和生态影响。生态影响体检在施工期占地范围内对土壤及植被的破坏。污染影响包括施工期的试压废水、生活污水、施工废料、施工扬尘、施工设备噪声；运营期的井下作业废液、洗井废水、无组织废气、废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯、设备运行噪声等。施工期及运营期各项污染物均得到妥善处置，对环境影响较小。

本工程建设对于满足油田开发需要、保障油田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

该项目符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。

2 环境影响评价的工作程序及过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）、《中华人民共

和国环境影响评价法》（2018年12月29日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月1日）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021年1月1日）、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018年-2030年）》，项目所在区域呼图壁县属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，属于名录中规定的环境敏感区，综合判定项目应编制环境影响报告书。为此，石西油田作业区委托森诺科技有限公司开展本项目的环评工作（委托书见附件1）。

评价单位接受委托后，立即按照项目类型确定了项目负责人并成立了项目组，按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）及其他法律法规、技术规范要求的工作程序开展环境影响评价工作。

项目组首先进行了现场踏勘，在研究相关技术文件和其他相关文件的基础上，进行了初步工程分析和环境现状调查；根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况和确定的工作等级、评价范围及评价标准，制定了工作方案。根据工作方案，项目组在工程分析、环境现状调查与评价的基础上，开展了各环境要素和各专题的环境影响分析与评价工作，据此提出了环境保护措施和环境管理要求。环评工作过程中，根据《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作，收集公众对本项目建设的意见，以保证拟采取的环境保护措施更加完善，最大限度减少工程建设对环境的影响，充分发挥工程建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上，编制完成了本项目环境影响报告书。

3 分析判定相关情况

1) 产业政策

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（2024年2月1日）中鼓励类项目（七、石油天然气开采-1、常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（20气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发），符合国家产业政策。

2) 选址选线

建设地点不在生态保护红线区范围内，符合《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142号）的要求；

建设地点不在饮用水水源保护区范围内，符合《饮用水水源保护区污染防治

治管理规定》（2010 年 12 月 22 日）相关要求；

建设地点属于《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发[2024]157 号）、《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》（2024 年 12 月 25 日），本项目属于呼图壁县一般管控单元（ZH65232330001），建设内容及地点符合“三线一单”生态环境分区管控相关要求，详见“10 环境准入分析章节”。

3) 规划符合性

本工程属于石油天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》相关要求。

本工程位于新疆油田矿权范围内，对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。本工程占地较小，对于整体的。

4 关注的主要环境问题及环境影响

1) 主要环境问题

根据项目的特点，本次评价主要关注的环境问题如下：

- （1）本项目所采用的污染防治技术措施是否能实现达标排放要求；
- （2）废气、废水治理措施可行性及达标性分析；
- （3）各类固体废物的处置可行性分析；
- （4）项目选址合理性。

2) 项目环境影响

本项目关注的主要环境影响如下：

（1）废气：施工期会产生扬尘及施工废气等大气污染物；运营期废气主要为井场无组织废气（污染因子主要为 VOC_s、SO₂、NO_x 和颗粒物）；闭井期废气

主要为少量施工扬尘和施工机械废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

(2) 废水：施工期废水主要为管线试压废水和生活污水。管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排；生活污水依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化，不外排。运营期废水主要为井下作业废液、洗井废水、采出水，依托石西集中处理站采出水处理系统，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求后，回注地层用于油田注水开发。闭井期废水主要为清管废水，收集后由罐车拉运至周边联合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/T 5329-2022）中主要控制指标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性，施工期、运营期对地下水环境的影响。

3) 噪声：施工期噪声源主要是挖掘机、推土机、吊车、升降机等；运营期主要为除砂器、分离器、CNG 处理橇等噪声；闭井期噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

4) 固废：施工期固体废物主要包括施工废料、生活垃圾等。施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至当地垃圾填埋场处理；生活垃圾集中收集后拉运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋。运营期产生的固体废物主要为废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯等，均委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。闭井期固废主要为废弃设备及建筑垃圾。环评中主要关注危险废物处置方式的可行性。

5) 环境风险：环评中主要关注石油、天然气泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。

5 环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能，项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低环境风险潜势较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，

从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- 2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；
- 3) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日）；
- 4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；
- 5) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- 6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；
- 7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- 8) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2025 年 3 月 8 日）；
- 9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；
- 10) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；
- 11) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- 12) 《中华人民共和国草原法》（2013 年 6 月 29 日）；
- 13) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日）；
- 14) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日）；
- 15) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日）；
- 16) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2025 年 3 月 8 日）；
- 17) 《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）；
- 18) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日）；
- 19) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）。

1.1.2 国务院行政法规、部门规章与规范

- 1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）；
- 2) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）；
- 3) 《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）；
- 4) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）；
- 5) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；
- 6) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（2019 年 11 月 20 日）；

日)；

- 7) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(2015 年)；
- 8) 《环境影响评价公众参与办法》(2019 年 1 月 1 日)；
- 9) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》(2015 年 12 月 10 日)；
- 10) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(2024 年 2 月 1 日)；
- 11) 《国家发展改革委 商务部关于印发<市场准入负面清单(2022 年版)>的通知》(发改体改规[2022]397 号)；
- 12) 《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(2021 年 12 月 2 日)；
- 13) 《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》(国办发[2010]33 号)；
- 14) 《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)；
- 15) 《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)；
- 16) 《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)>的通知》(环办[2013]103 号)；
- 17) 《关于印发<控制污染物排放许可制实施方案>的通知》(国办发[2016]81 号)；
- 18) 《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)；
- 19) 《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》(环办监测函[2018]123 号)；
- 20) 《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》(环办函[2009]1097 号)；
- 21) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》(环函[2005]125 号)；
- 22) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012 年 3 月 7 日)；
- 23) 《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)；
- 24) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》(环土壤[2019]25 号)；
- 25) 《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》(环土壤[2021]120 号)；
- 26) 《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》(发改环资

[2021]381 号)；

27) 《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(环大气[2019]53 号)；

28) 《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)；

29) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)；

30) 《饮用水水源保护区污染防治管理规定》(2010 年 12 月 22 日)；

31) 《国务院办公厅关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》(国办函[2021]47 号)；

32) 《关于提升危险废物环境监管能力、利用处置能力和环境风险防范能力的指导意见》(环固体[2019]92 号)；

33) 《关于印发<危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采>等七项危险废物环境管理指南的公告》(公告 2021 年 第 74 号)；

34) 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发[2022]142 号)；

35) 《关于印发<生态保护红线生态环境监督办法(试行)>的通知》(国环规生态[2022]2 号)；

36) 《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》(2024 年 3 月 6 日)；

37) 《关于开展工业噪声排污许可管理工作的通知》(环办环评〔2023〕14 号)；

38) 《关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知》(环办固体[2023] 17 号)；

39) 《关于印发<“十四五”时期“无废城市”建设工作方案>的通知》(环固体[2021]114 号)；

40) 《生态环境部等 11 部门关于印发<甲烷排放控制行动方案>的通知》(环气候[2023]67 号)；

41) 《空气质量持续改善行动计划》(国发[2023]24 号)

42) 《关于发布<固体废物分类与代码目录>的公告》(公告 2024 年 第 4 号)；

43) 《生态保护补偿条例》(国令第 779 号)；

44) 《自然资源部 生态环境部 财政部 国家市场监督管理总局 国家金融

监督管理总局 中国证券监督管理委员会 国家林业和草原局关于进一步加强绿色矿山建设的通知》（自然资规〔2024〕1 号）；

45) 《突发事件应急预案管理办法》（国办发[2024]5 号）；

46) 《全面实行排污许可制实施方案》（环环评〔2024〕79 号）；

47) 《自然资源部办公厅关于进一步做好基础设施建设使用临时用地保障工作的通知》（自然资办函〔2024〕2159 号）；

48) 《自然资源部办公厅关于进一步做好基础设施建设使用临时用地保障工作的通知》自然资办函〔2024〕2159 号；

49) 《国家危险废物名录（2025 版）》（2025 年 1 月 1 日）

1.1.3 45) 《关于印发〈生态环境分区管控管理暂行规定〉的通知》（环环评〔2024〕41 号）地方性相关规章与规范

1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

2) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；

3) 《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2024 年本）》（2024 年 12 月 31 日）；

4) 《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日）；

5) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023 年 12 月 29 日）；

6) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（2002 年 12 月）；

7) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 日）；

8) 《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日）；

9) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（2016 年 1 月 29 日）；

10) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（2017 年 3 月 1 日）；

11) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）；

12) 《新疆维吾尔自治区环境保护“十四五”规划》（2021 年 12 月 24 日）；

13) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；

14) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2014 年 3 月 1 日）；

15) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》（2016 年 10 月 24 日）；

16) 《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）；

17) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防保护区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号）；

- 18) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发<进一步加强防沙治沙工作方案>的通知》（新林造字[2012]763 号）；
- 19) 《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）；
- 20) 《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）；
- 21) 《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[2020]138 号）；
- 22) 《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》（新环环评发[2020]142 号）；
- 23) 《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》（2020 年 9 月 19 日）；
- 24) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018 年-2030 年）》（2018 年 8 月 24 日）；
- 25) 《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发[2021]18 号）；
- 26) 《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》（新环环评发[2021]162 号）；
- 27) 《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（昌政发〔2021〕5 号）；
- 28) 《关于自治区加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（新环大气发[2021]211 号）；
- 29) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》（2021 年 6 月 3 日）；
- 30) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（2022 年 8 月 28 日）。
- 31) 《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发[2024]157 号）；
- 32) 《关于印发<新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）>的通知》（新环环评发[2024]93 号）。

1.1.4 环境影响评价技术导则与技术规范

- 1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

- 2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)；
- 3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；
- 4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)；
- 5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021)；
- 6) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；
- 7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)；
- 8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)；
- 9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)；
- 10) 《集中式饮用水水源地规范化建设环境保护技术要求》(HJ 773-2015)；
- 11) 《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2021)；
- 12) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)；
- 13) 《大气污染防治工程技术导则》(HJ 2000-2010)；
- 14) 《水污染治理工程技术导则》(HJ 2015-2012)；
- 15) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628-2005)；
- 16) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004)；
- 17) 《采油废水治理工程技术规范》(HJ 2041-2014)；
- 18) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011)；
- 19) 《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)；
- 20) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)
- 21) 《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)；
- 22) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)；
- 23) 《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820-2017)；
- 24) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)；
- 25) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(公告 2021 年 第 74 号)；
- 26) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；
- 27) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017)。

1.1.5 项目依据文件

- 1) 《新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书委托书》（中国石油新疆油田分公司石西油田作业区，2024 年 1 月 31 日）；
- 2) 与项目有关的其他工程文件。

1.2 评价目的、评价方法及评价重点

1.2.1 评价目的

环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一，通过本次环境影响评价，拟达到以下主要目的：

- 1) 通过资料收集、现场调查与现状监测，确定在建工程建设以及运营过程中的环境影响因素和污染物达标排放情况，并调查在建工程施工期生态恢复情况。依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求，对在建工程采取的环境保护措施进行分析，判定现有环保措施的实施效果，查找目前存在的环保问题，提出环保措施整改措施与建议；

- 2) 通过现场调查与工程分析，确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素，并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测；

- 3) 依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求，对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价，判定项目拟采取的环保措施是否可行，并针对存在的不足提出切实可行的改善措施；

- 4) 对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价，对项目拟采取的风险控制措施进行评价，并针对存在的不足提出切实可行的措施；

- 5) 在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价，从环境保护角度判断项目是否满足环境容量、生态系统的要求，从而整体判定项目是否具有环境可行性。

1.2.2 评价方法

本次评价工作在充分利用现有资料的基础上，针对影响环境的主要因子，分别采用以下评价方法：

- 1) 项目所在地环境概况调查、地表水、地下水、土壤环境现状调查采用收集资料和测量法，生态环境现状调查采用现场调查法和搜集资料法，环境空气与声环境现状调查采用现场调查和测量法；

- 2) 工程分析以产污系数法、类比分析法、物料衡算法为主，查阅参考资料

分析法作为以上两种方法的补充；

3) 环境空气影响预测采用估算模式，环境空气质量现状评价采用单因子指数法；

4) 声环境影响预测采用点声源的几何发散衰减法，声环境现状评价对照相关标准评价达标或超标情况；

5) 地下水影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对地下水环境保护目标的影响；

6) 土壤影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对土壤的环境影响；

7) 生态环境影响预测以图形叠置法、类比分析法等方法为主；

8) 地表水影响评价以环境影响分析为主。

1.2.3 评价重点

针对该项目的实际情况，本次评价的重点是：

1) 工程分析：判定工程施工期和运营期的环境影响因素和环境影响因子，确定主要污染源参数；

2) 施工期生态环境影响评价及运营期大气环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价；

3) 环境保护措施经济技术论证：对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证，针对不足提出切实可行的改进措施。

1.3 评价因子识别与选取

1.3.1 环境影响因素识别

1.3.1.1 施工期环境影响因素

1) 本项目中地面建设施工带来对土地表层的扰动、地貌改变、地表植被的破坏、土地利用格局变化；施工临时占用土地，会造成水土流失和地表植被破坏；

2) 施工期管线试压废水、施工人员生活污水对地表水环境的影响；

3) 施工机械排放的废气、施工产生的扬尘对大气环境的影响；

4) 施工期施工机械产生的机械噪声对周围声环境的影响；

5) 施工期产生的施工废料和生活垃圾对周围环境的影响。

1.3.1.2 运营期环境影响因素

项目建成运营后，将促进项目周边地区经济发展，对产业结构调整起到一

定作用，同时也会带来一些环境问题，主要表现在以下几个方面：

- 1) 地面工程永久占地将改变土地利用结构，影响土地生产力，改变原有的生态景观；
- 2) 井场无组织废气、燃气废气对大气环境产生影响；
- 3) 采油及分离生产设备噪声，井下作业期间机械设备噪声对周围声环境的影响；
- 4) 危险废物对周围环境影响。

1.3.1.3 闭井期环境影响因素

- 1) 闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n 等，对大气环境产生一定的影响；
- 2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、落地油等固体废物，会对周围环境造成一定的影响；
- 3) 井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过对项目开发的环境影响活动分析，归纳列出了环境影响矩阵，见表 1.3-1。

1.3.2 评价因子选取

根据环境影响因素识别结果，确定本次评价选取的主要评价因子见

表 1.3-2。

表 1.3-1 本项目环境影响因素识别

环境因素	影响 因素	施工期					运营期					退役期		
		生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
		井场减少地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆施工扬尘、废气	试压废水、生活污水	生活垃圾、施工废料、工程弃土	施工机械噪声	无组织废气，温室气体排放	采出水、井下作业废液、洗井废水等	废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯	设备噪声和放空噪声	原油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、落地油等	土地复垦
地表水		○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水		○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境		+	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境		+	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境		+	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物		○	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
陆生植被		+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被														
水土流失		+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+

备注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 1.3-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价		预测因子
环境空气	基本污染物: PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、O ₃ 、CO 特征污染物: 非甲烷总烃		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃
地表水	——		——
地下水	1) 八大离子: K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 。 2) 基本因子: pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氯化物、总硬度、铁、锰、汞、砷、镉、六价铬、铅、铜、锌、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、钡, 同时监测水温、井深、地下水埋深, 并调查地下水使用功能等		石油类
声环境	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)		昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
土壤环境	建设用地基本因子: 砷、镉、铬 (六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙炔、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘; 农用地基本因子: 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌; 特征因子: pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤含盐量		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量
环境风险	-		风险物质: 天然气 (伴生气)、原油。 原油、天然气等危险物质泄漏; 火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响
生态环境	生态系统	植被覆盖度、生物量、土地利用类型等	植被覆盖度、生物量、土地利用类型
	生物群落	物种组成、群落结构等	物种组成、群落结构
	生态敏感区	主要保护区对象、生态功能等	主要保护区对象、生态功能

环境要素	现状评价		预测因子
	物种	分布范围、种群结构等	分布范围、种群结构
	生境	生境类型、质量等	生境类型等

1.4 环境功能区划

本项目所在地的环境功能区划情况详见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地下水	/	III类	/
声环境	2 类功能区	2 类噪声限值	/
土壤环境	/	第二类建设用地	井场占地范围内
		农用地土壤污染风险筛选值	井场外天然牧草地

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

本次评价执行环境质量标准见表 1.5-1。

表 1.5-1 环境质量标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
环境空气	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)	二级	详见表 1.5-2
	《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年)	——	
地下水	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)	III类	详见表 1.5-3
	石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)	III类	
声环境	《声环境质量标准》(GB 3096-2008)	2 类	昼: 60dB (A) 夜: 50dB (A)
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)	筛选值中第一、二类用地	详见表 1.5-4
	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)	表 1 风险筛选值	详见表 1-7

表 1.5-2 环境空气质量标准

序号	污染物	取值时间	单位	二级标准限值	标准来源
基本污染物					
1	SO ₂	年平均	μg/m ³	60	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)
		24 小时平均	μg/m ³	150	
		1 小时平均	μg/m ³	500	
2	NO ₂	年平均	μg/m ³	40	

序号	污染物	取值时间	单位	二级标准 限值	标准来源
		24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	80	
		1 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	200	
3	PM_{10}	年平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	70	
		24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	150	
4	$\text{PM}_{2.5}$	年平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	35	
		24 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	75	
5	CO	1 小时平均	mg/m^3	10	
		24 小时平均	mg/m^3	4	
6	O_3	8 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	160	
		1 小时平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	200	
其他污染物					
1	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m^3	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）推荐值

表 1.5-3 地下水环境质量标准（单位：mg/L，pH 无量纲）

水质因子	pH	总硬度	耗氧量	氨氮	亚硝酸盐氮	硝酸盐氮
III类标准	6.5~8.5	≤ 450	≤ 3.0	≤ 0.5	≤ 1.0	≤ 20
水质因子	硫酸盐	溶解性总固体	氯化物	铜	锌	挥发性酚类
III类标准	≤ 250	≤ 1000	≤ 250	≤ 1.0	≤ 1.0	≤ 0.002
水质因子	铁	锰	砷	镉	汞	铅
III类标准	≤ 0.3	≤ 0.1	≤ 0.01	≤ 0.005	≤ 0.001	≤ 0.01
水质因子	铬（六价）	钠	阴离子表面活性剂	硫化物	钡	氨氮
III类标准	≤ 0.05	≤ 200	≤ 0.3	≤ 0.02	≤ 0.70	≤ 0.50
水质因子	石油类	—	—	—	—	—
III类标准	≤ 0.05	—	—	—	—	—

备注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

表 1.5-4 土壤环境质量标准（单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
一、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 1 风险筛选值中第二类用地					
序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值	
5	铅	800	28	1，2-二氯苯	560	
6	汞	38	29	1，4-二氯苯	20	
7	镍	900	30	乙苯	28	
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290	
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200	
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570	
11	1，1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640	
12	1，2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76	
13	1，1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260	
14	顺-1，2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256	
15	反-1，2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒎	15	
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5	
17	1，2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒎	15	
18	1，1，1，2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒎	151	
19	1，1，2，2-四氯乙烷	6.8	42	蒎	1293	
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a，h]蒎	1.5	
21	1，1，1-三氯乙烷	840	44	茚并[1，2，3-cd]芘	15	
22	1，1，2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70	
23	三氯乙烯	2.8				
二、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表2 筛选值						
1	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826（第一类用地）	2	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500（第二类用地）	
三、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）						
序号	污染物项目		pH≤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

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
6	铜	水田	150	150	200
		其他	50	50	100
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300

1.5.2 污染物排放标准

本次评价工作采用的污染物排放标准见表 1.5-5。

表 1.5-5 污染物排放标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
废气	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》（GB 39728-2020）	5.9 企业边界污染物控制要求 表 2 无组织排放监控浓度限值 见 表 1.5-6
	燃气发电机废气	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）	
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	表 1 中注入层平均空气渗透率 [0.01, 0.05) μm^2	见 表 1.5-7
噪声	施工期：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）	——	见表 1.5-8
	运营期（井下作业）：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）	——	
	运营期：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）	2 类区	
固体废物	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）	——	——
	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）		

表 1.5-6 废气排放标准限值一览表

污染物	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）
	企业边界无组织排放监控浓度（ mg/m^3 ）	表 2 无组织排放监控浓度限值（ mg/m^3 ）
VOCs	4.0	/
SO ₂	/	0.4
NO _x	/	0.12
颗粒物	/	1.0

表 1.5-7 回注水控制标准限值

项目		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）				
储层空气渗透率, μm^2		<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	≥ 2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076				

表 1.5-8 噪声排放标准（单位：dB（A））

类别	昼间	夜间
施工期	70	55
运营期	60	50

1.6 评价工作等级及评价范围

1.6.1 评价等级

根据环境影响评价技术导则的有关要求，并结合项目所处的地理位置、环境功能区划、排放污染物种类及排放量，以及执行排放标准限值等，确定该项目各环境要素的评价等级，详见表 1.6-1。

表 1.6-1 环境影响评价等级确定

项目	判定依据		评价等级
环境空气	最大地面浓度占标率	$P_i=9.67\% < 10\%$	二级
声环境	环境噪声功能区划	2 类区	二级
	评价范围内敏感目标噪声增加值	$< 3\text{dB}(\text{A})$	
	受影响人群变化	变化不大	
地表水	排放方式	不外排	三级 B
地下水	建设项目类别	I 类	二级
	项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
土壤环境 (污染影响型)	项目类别	I 类	一级
	占地规模	永久占地面积 14.44hm^2	
	敏感程度	敏感	
土壤环境 (生态影响型)	项目类别	I 类	二级
	敏感程度	较敏感 ($2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$)	
生态环境	拟建项目占地总面积 14.44hm^2 ，小于 20km^2 。项目所在位置不在生态保护红线区、自然保护区、风景名胜区等生态敏感区范围内，		二级

项目	判定依据	评价等级
	项目土壤影响范围无公益林、湿地， 但土壤影响范围内有天然牧草地及公益林	
环境风险	本项目环境风险潜势为 I 级	简单分析

1.6.2 评价范围

根据本项目各环境要素评价等级，结合当地气象、水文、地质条件和项目“三废”排放情况，及井场周围企事业单位、居民分布特点，确定本次评价范围见表 1.6-2。

表 1.6-2 评价范围确定

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	以各井场为中心、边长 5km 的矩形范围
地表水	三级 B	不设置评价范围
地下水	二级	各井场周边 10.18km ² 联合的范围
声环境	二级	各井场周围 200m 范围内
土壤环境（污染型）	一级	各井场周围 1000m 范围内
土壤环境（生态型）	二级	各井场周围 2000m 范围内
生态环境	二级	各井场周围 50m 范围内（管线均位于井场内，不再单独考虑其评价范围）
环境风险	简单分析	不设置评价范围

1.7 主要环境保护目标

根据现场调查，本项目位于呼图壁县，区域为草地生态系统，井场周边有少量荒漠植被生长。

评价范围内无大气环境敏感目标、无地表水敏感目标、无声环境敏感目标、无除潜水含水层以外的地下水环境保护目标、无生态敏感目标，土壤环境敏感目标为评价范围内的天然牧草地及**公益林**。拉运路线沿线均为沙漠地区，无生态敏感目标。

评价范围及环境保护目标分布情况见图 1-1。敏感目标见表 1.7-1。

表 1.7-1 敏感目标一览表

序号	环境要素	环境保护目标名称	与本项目关系距离	环境保护要求
1	环境空气	项目区大气	井场占地及周边	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准
2	声环境	/	/	《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准，不因本项目建设降低区域声环境
3	水环境	地下水	区域地下水	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 III 类标准
4	土壤	评价范围内的土壤及公益林	井场周边	确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类筛选值；占地范围外牧草地达到《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB

				15618-2018) 中风险筛选值
5	生态环境	公益林及牧田地	井场周边	尽量减少永久占地面积，并对因项目实施造成的生态损失予以经济补偿
6	环境风险	评价范围内土壤、地下水、环境空气	/	防治风险事故对环境空气、土壤和地下水环境产生影响

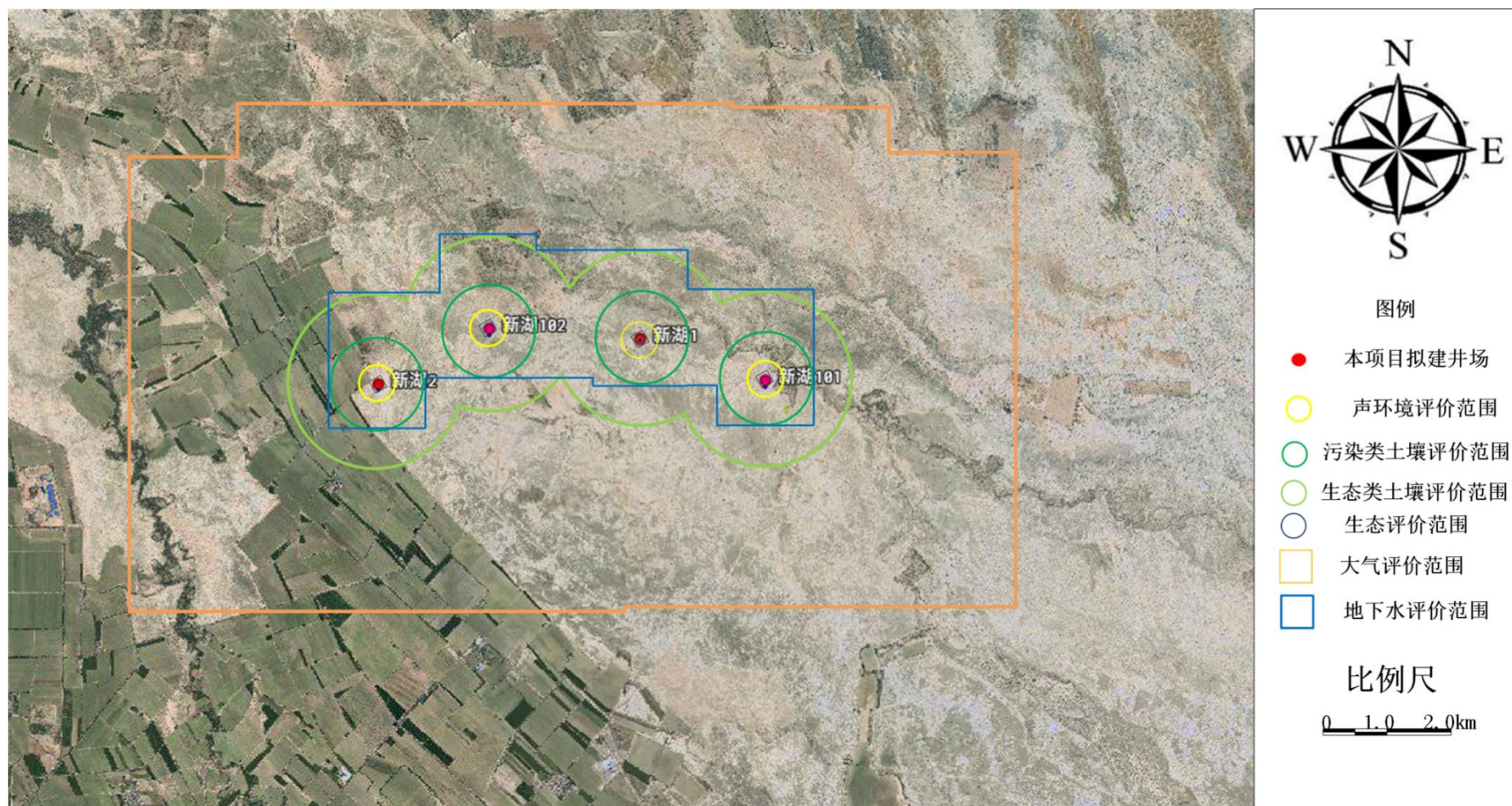


图 1-1 本项目评价范围及环境保护目标示意图

2 与项目有关的在建工程

2.1 建设单位概况

2.1.1 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司

新疆油田公司勘探开发研究院成立于 1958 年，原名新疆石油管理局科学研究所，其前身是 1951 年成立的中苏石油公司科学研究总化验室，1963 年成立油田研究所，1979 年发展成为勘探开发研究院，集油气预探、油气藏评价、油气田开发、地震-测井处理与解释、计算机技术应用与开发、科技信息和科研服务于一体。

1999 年注册成立了中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司，已开发区域按地理位置分为 4 大区域：西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块。

新疆油田分公司组织架构见表 2.1-1。

表 2.1-1 新疆油田分公司组织架构一览表

已开发区块	二级单位	所属行政区域	所属新疆生产建设兵团
西北缘区块	采油一厂、采油二厂、百口泉采油厂、风城油田作业区、黑油山有限责任公司、新港公司、红山公司、重油开发公司、玛湖勘探开发项目部	克拉玛依市、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	第七师（胡杨河市）：第 128 团；第 129 团；第 132 团；第 137 团；第八师（石河子市）：第 136 团；
腹部区块	陆梁油田作业区、石西油田作业区	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、昌吉州	/
	采气一厂（克拉美丽气站）	阿勒泰地区福海县	/
东部区块	准东采油厂、吉庆作业区	昌吉州吉木萨尔县、阜康市	第六师（五家渠市）：红旗农场、第 107 团
南缘区块	呼图壁储气库作业区	昌吉州呼图壁县	/
	采气一厂（玛河气站）	石河子市	第八师（石河子市）：第 152 团；
	采油一厂	塔城地区乌苏市	第七师（胡杨河市）：第 130 团；
		塔城地区沙湾市	/
/	油气储运公司	克拉玛依市：701 站、总站、石化站；昌吉州吉木萨尔县：北三台站	/
/	王家沟油气储运中心	乌鲁木齐市	/

2.1.2 中国石油新疆油田分公司石西油田作业区

石西油田作业区（以下简称“石西油田作业区”）是中国石油新疆油田分公司下属二级单位，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，作业区始建于 1986 年，1997 年首次建设地面开发工程，至今近 30 年开发历史，是新疆油田公司开发最成熟的作业区之一。

石西油田作业区现有运营管理结构见表 2.1-1，作业区现有及在建区块分布现状见图 2-1，主要生产工艺流程见图 2-2。

表 2.1-2 石西油田作业区运营管理结构

序号	评价单元		下辖油田/场站/井区/油气藏	
1	采油运行维护中心	第一采油站	石西油田	石西 1、石西 2、石 014、石 002、石 006、石西 7 井区
			莫北油田	莫北 2、莫 005、莫北 9、莫北 10、莫北 11、莫 11、莫 109、莫 8、莫 116 井区
		第二采油站	石南油田	石南 31 井区
		第三采油站	石南油田	石南 4 井区、石 204 井区
2	油气处理运行维护中心	石西集中处理站		
		石西天然气处理站		
3	油气集输运行维护中心	石南联合站、石南 31 转油站		
		莫北转油站和莫 109 转油站（包括莫 7-莫 11 天然气处理站）		
4	综合服务办公室		石西公寓、石西生活污水处理站、石西生活垃圾填埋场和石西危废暂存点	
备注：在建工程由中国石油新疆油田分公司勘探事业部实施管理，待试油完成后才能移交至石西作业区管理，截至本次评价期间在建工程仍在试油，故石西油田作业区现有运营管理结构暂时不含新湖 1 井区				

2.1.3 石西油田作业区现有工程环境影响回顾

本次评价参照《石西油田作业区 2010 年-2019 年环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]240 号）对石西油田作业区现有工程进行简要回顾分析。

1) 环保手续履行情况

(1) 环评及验收

建设单位按要求对各项工程进行了环境影响评价，并对项目依法实施了环境保护竣工验收。

(2) 应急预案

建设单位中国石油新疆油田分公司石西油田作业区制订了《石西油田作业区突发环境事件应急预案》，并在塔城地区环境保护局备案和昌吉地区呼图壁县环境保

护分局备案，备案号分别为：654200-2023-012-MT、652323-2023-08-M7。

（3）排污许可

石西油田作业区排污许可实行登记管理，所有排口全部在全国排污许可证管理信息平台中登记完成，共获批 7 个固定污染源排污登记回执单。

2）自行监测情况

石西油田作业区按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）等监测标准要求，编制了《新疆油田公司石西油田作业区自行监测方案》，并委托新疆正天华能环境工程技术有限公司承担了自行监测工作。

3）环境信息披露

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（2022 年 2 月 8 日）、《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合[2021]32 号），石西油田作业区按要求对环境信息进行了披露，截至本次评价期间，已公示了 2024 年度报告。

4）区域环境质量

根据后评价，根据区域环境质量现状评价，环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准的要求；各监测点非甲烷总烃一次浓度均不超标。

5）污染物排放达标性

根据监测数据，作业区各锅炉、水套炉、相变炉烟气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 排放浓度限值。无组织废气监测期间非甲烷总烃监测结果满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放浓度限值；《石西油田作业区生活污水处理系统改造工程项目竣工环境保护验收监测报告表》对作业区生活污水 处理系统总排口进行了采样分析，各项污染物均未超标。噪声监测结果表明，各监测点噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中声环境功能区 2 类区排放标准。

作业区现有生活垃圾填埋场为标准化设计，池体敷设 HDPE 防渗膜，设导气石笼及渗滤液收集池。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，作业区污泥暂存池建设符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）及其修改单中相关要求。各处理站污水处理系统更换的滤料，交由克拉玛依沃森环保科技有限公司回收、处置。各处理站污水处理系统更换的滤料，交由克拉玛依沃森环保科技有限公司回收、处置。各处理原油处理系统、污水处理系统和注水系统投加的各种药剂的工业包装，还有过期和失效的药剂，均由相

应的供应商一并回收。

6) 生态环境

生态环境方面，目前临时占地范围内草本植被已经恢复，但植被覆盖度较低，土壤表层部分已开始硬化，减缓了风蚀速率，每年生物量损失逐渐减少。对场站周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，永久占地均为规划用地，所占用的土地均按相应法律、法规办理了相关手续。此外，作业区积极宣传环境保护相关知识，安置了各类环保标识牌。

7) 清洁生产审核

石西油田作业区自 2006 年开始进行清洁生产审核工作，至今已开展三轮审核并按期进行验收。第一轮审核时间 2008 年企业自主审核，验收时间 2008 年，验收情况新疆环境工程评估中心验收；第二轮审核时间 2011 年委托新疆正于华能环境工程技术有限公司审核，验收时间为 2014 年，新疆环境工程评估中心验收。第三轮审核时间 2019 年，委托中勘冶金勘察设计研究院，验收时间 2022 年，塔城地区生态环境局验收。

按照《关于开展第四轮清洁生产审核工作的通知》（新油安委办[2023]31 号）的要求，石西油田作业区被列为第四轮清洁生产审核单位，目前正在组织筹备开展。

8) 生态环境违法行为

根据石西油田作业区《企业环境信息披露与信用评价年度报告（2023 年）》、《企业环境信息披露与信用评价年度报告（2024 年）》，近 2 年内石西油田作业区无生态环境违法行为。

表 2.1-3 石西油田作业区现有工程排污登记一览表

序号	许可名称	编号	管理类别	核发机关	登记时间	有效期限	主要许可事项
1	中国石油新疆油田分公司（第一采油站）	91650200715597998M034Y	排污登记	新疆昌吉回族自治州生态环境局	2022.12.27	2025.6.21	废气（有组织排放）
2	中国石油新疆油田分公司（莫北转油站）	91650200715597998M033X	排污登记		2023.12.25	2028.12.24	废气（有组织排放）
3	中国石油新疆油田公司石西油田作业区（集中处理站）	91650200715597998M051Z	排污登记	新疆塔城地区生态环境局	2023.07.27	2028.7.26	废气（有组织排放）
4	中国石油新疆油田分公司（天然气处理站）	91650200715597998M067X	排污登记		2023.07.27	2028.07.26	废气（有组织排放）
5	中国石油新疆油田分公司（石南 31 联合站）	91650200715597998M050Y	排污登记		2023.07.27	2028.07.26	废气（有组织排放）
6	中国石油新疆油田分公司（第二三采油站）	91650200715597998M046W	排污登记		2022.12.27	2025.09.27	废气（有组织排放）
7	中国石油新疆油田分公司（综合服务站）	91650200715597998M053Y	排污登记		2020.9.29	2025.9.28	废气（有组织排放）

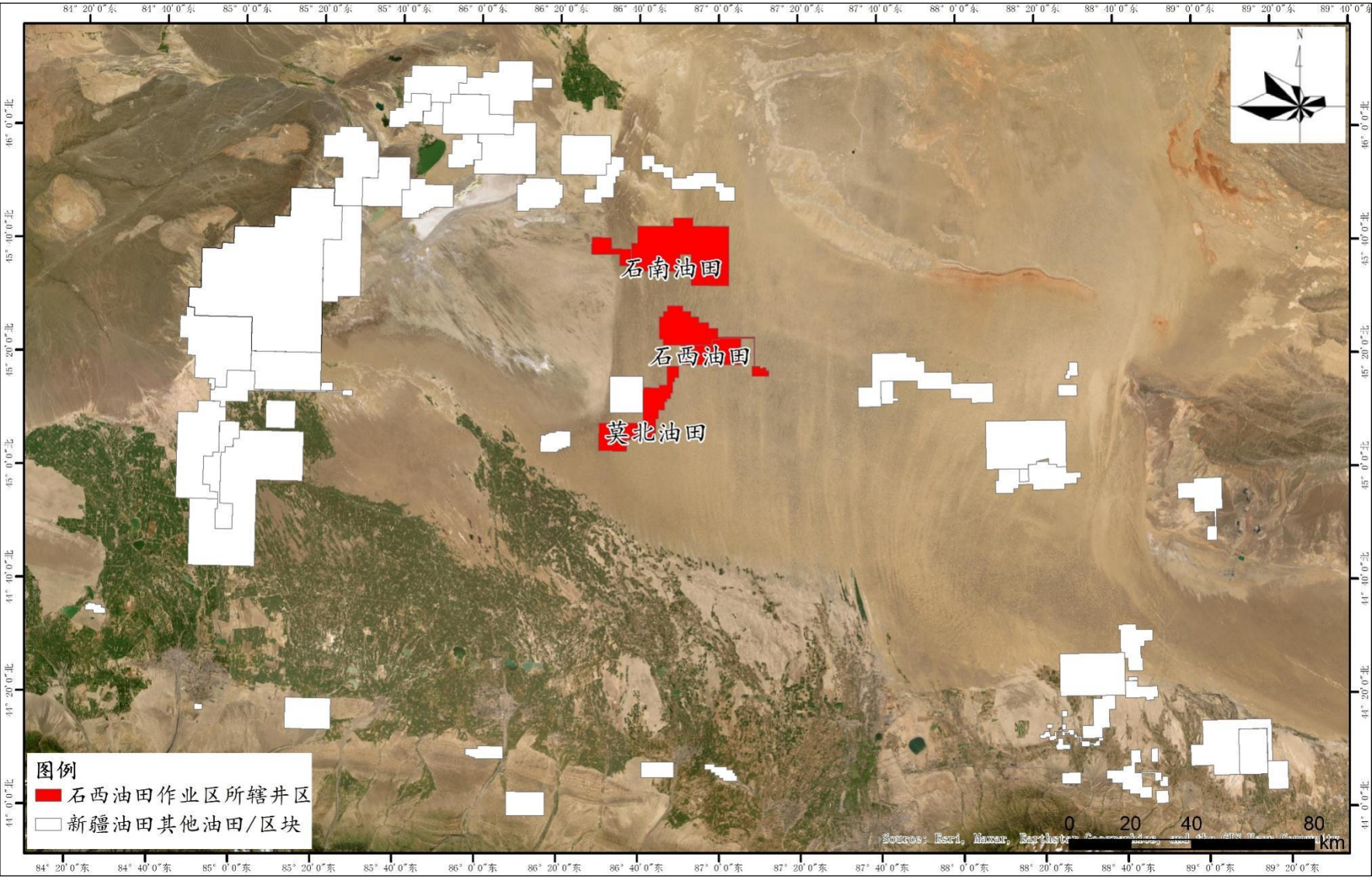


图 2-1 石西油田作业区区块分布现状示意图

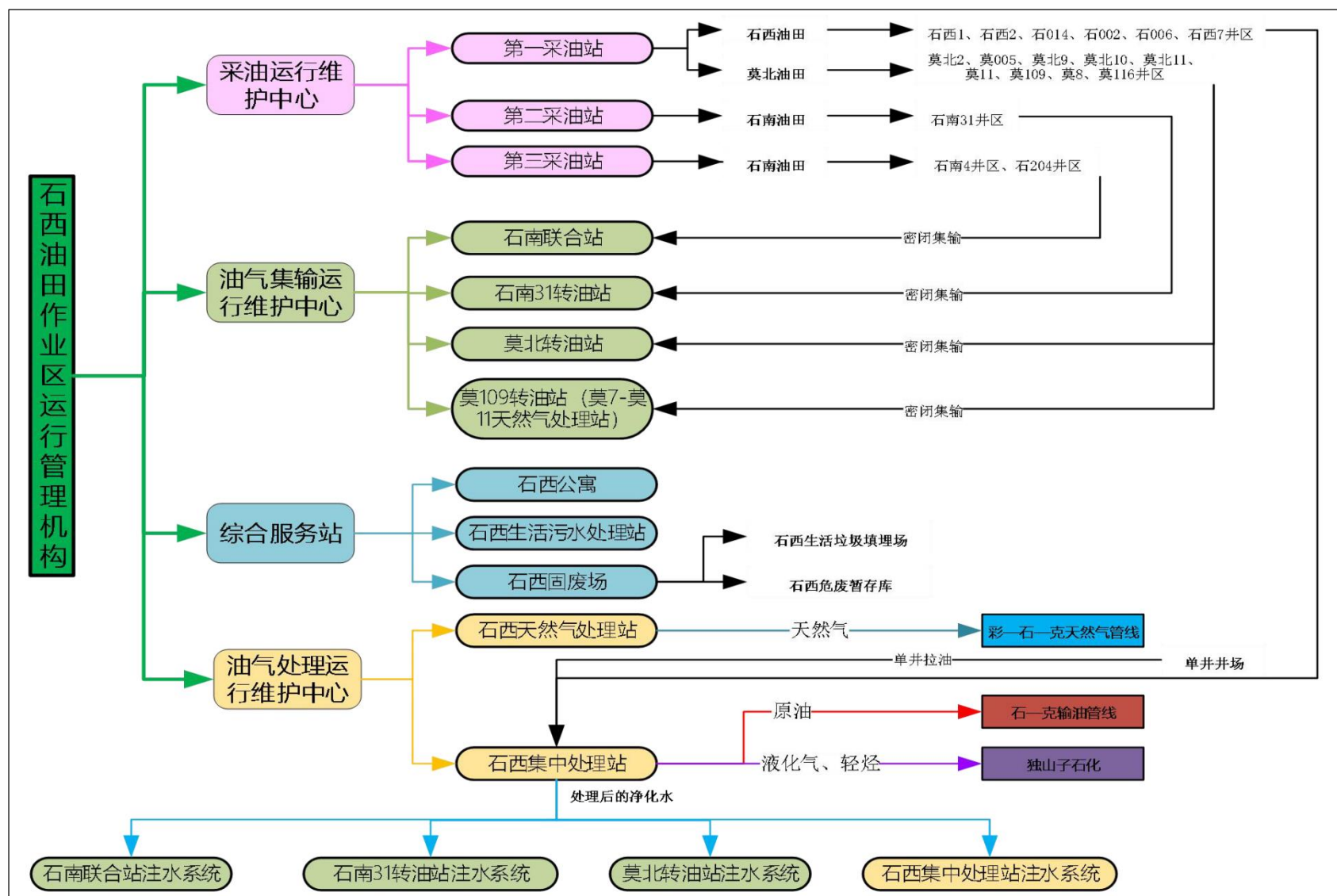


图 2-2 石西油田作业区生产流程图框图

2.2 在建工程环保手续及实施进度

2.2.1 环保手续

与本项目有关的在建工程主要为新湖 1、新湖 2、新湖 101、新湖 102 等 4 口勘探井，其环保手续见表 2.2-1。

表 2.2-1 与本项目有关在建工程环保手续

序号	建设单位	项目名称	环评批复时间	环评批复文号	建设进度
1	中国石油新疆油田分公司勘探事业部	新湖 1 井勘探项目	2023 年 8 月 9 日	昌州环评[2023]148 号	施工
2		新湖 2 井、新湖 101 井勘探钻探项目	2024 年 12 月 2 日	昌州环评[2024]312 号	新湖 2 井未施工，新湖 101 井 5 月 1 日开钻，未施工完成
3		新湖 102 井勘探钻探项目	2025 年 2 月 25 日	昌州环评[2025]36 号	未施工

2.2.2 实施进度

根据调查，本次评价期间 1 口勘探井（新湖 1）尚在施工阶段，其中钻井工程阶段已结束，目前实施进度为试油工程阶段，预计试油结束时间为 2025 年 3 月经初步试油论证，新湖 1 勘探井已达到工业油流标准，具备开采价值；新湖 101 井 2025 年 5 月 1 日开钻，未完钻尚在施工阶段；新湖 2、新湖 102 未施工。

新湖 1 及新湖 101 勘探井施工前已通过环评审批并取得批复，无“未批先建”违法行为，施工过程按照环境影响报告表和批复要求进行建设，勘探井工程概况内容以实际建设情况进行说明。

2.3 工程概况

2.3.1 项目组成

目前仅新湖 1 勘探井钻井工程结束，目前实施进度为试油工程阶段；新湖 101 井钻进中，新湖 2 及新湖 102 未施工。工程实施进度见表 2-5，新湖 1 井工程基本组成一览表见表 2.3-2。

表 2.3-1 工程实施进度一览表

井号	环评批复时间	开钻时间	完钻时间	完井时间	开始试油时间	预计试油 结束时间
新湖 1	2023 年 7 月 10 日	2023 年 8 月 9 日	2024 年 5 月 6 日	2024 年 6 月 12 日	2024 年 6 月 15 日	2025 年 10 月
新湖 101	2024 年 12 月 2 日	2025 年 5 月 1 日	未完钻	--	--	--
新湖 102	2025 年 2 月 25 日	未开钻	--	--	--	--
新湖 2	2024 年 12 月 2 日	未开钻	--	--	--	--

表 2.3-2 新湖 1 勘探井基本组成一览表

工程组成		环评工程内容	实际建设内容	变化原因
地理位置		新湖 1：E86° 54′ 52.344″，N44° 40′ 39.820″	与环评一致	/
钻井工程		新湖 1：设计钻深 5270m	新湖 1：实际钻深 5302m	地下油藏具有隐蔽性特点，实际根据储层位置等因素改变钻井工程设计；井深增加了 32m
		井型均为直井	与环评一致	
		采用水基钻井液	与环评一致	
试油工程 （储层改造工程）		单井压裂液用量 1000m ³	新湖 1：储层改造层位为 K1q1，实际采用胍胶压裂液 308m ³ ，返排率为 23.8%	根据实际地层情况调整储层改造工艺
环保工程	废气	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气、伴生气放散燃烧废气	经调查，施工单位在施工过程采取了场地压实平整、施工作业场地洒水降尘、土石方采用篷布遮盖且四周修建围护设施、选用优质柴油等措施	/
		钻井采用泥浆不落地工艺，回用于泥浆配制、不外排	与环评一致	/
	废水	试油废水（洗井废水、压裂返排液）采用储罐车收集后拉运至石西集中处理站污水处理系统处理	目前压裂已完成，已产生的压裂返排液 308m ³ ，压裂返排液已分批拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理；	/

石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书

工程组成		环评工程内容	实际建设内容	变化原因
			后续产生的其他试油废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理达标后，回注地层用于油田注水开发	
		生活营地设置临时储集池，生活污水经收集后由钻井公司定期拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂	与环评一致	/
	固体废物	全部采用水基钻井液，钻井固废不属于危险废物，定期委托有资质的岩屑处理公司进行处置；新湖 1 产生量为 902m ³ 。	钻井过程全部采用水基环保型钻井液，钻井固废合计产生量为 2784m ³ ，属于一般固废，已委托新疆宇洲能源科技有限责任公司、新疆众人石油科技有限公司处理	环评阶段为预估值，实际钻井固废产生量增加 1882m ³
		试油废水（洗井废水、压裂返排液）采用储罐车收集后拉运至石西集中处理站污水处理系统处理	正在进行试油，未施工完成，后续产生试油废水（洗井废水、压裂返排液）依托石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理达标后，回注地层用于油田注水开发	/
		生活垃圾集中收集后定期拉运至石西油田作业区生活垃圾填埋场	与环评一致	/
		沾油废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位处置	与环评一致	
	噪声	噪声源主要包括柴油发电机、柴油机、钻井液循环泵，以及各类施工机械，如挖土机、推土机、轮式装载车等，贯穿于整个施工过程，待施工结束后影响将消失。由于项目区 50m 范围内无声环境敏感目标，因此对声环境影响很小。	与环评一致	/

表 2.3-3 新湖 101、新湖 2 勘探井基本组成一览表

工程组成		环评工程内容	实际建设内容	变化原因
地理位置		新湖 2 井：86° 50′ 41.475″，44° 40′ 6.346″ 新湖 101：86° 56′ 53.376″，44° 40′ 8.027″	新湖 101 井位置与环评一致，新湖 2 井未开钻	/
钻井工程		新湖 2 井：设计钻深 5000m 新湖 101 井：设计钻深 4930m	/	/
		井型均为直井	/	

工程组成		环评工程内容	实际建设内容	变化原因
		采用水基钻井液	/	/
试油工程 (储层改造工程)		单井压裂液用量 1000m ³	/	/
环保工程	废气	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气、伴生气放散燃烧废气	/	/
	废水	钻井采用泥浆不落地工艺，回用于泥浆配制、不外排	/	/
		试油废水（洗井废水、压裂返排液）采用储罐车收集后拉运至石西集中处理站污水处理系统处理	/	/
		生活污水排入防渗污水收集池，定期清运至乌尔禾污水处理厂	/	/
	固体废物	全部采用水基钻井液，钻井固废不属于危险废物，定期委托有资质的岩屑处理公司进行处置；产生量为 4385.27t。	/	/
		废弃防渗膜集中收集后委托有危废处置资质的单位处置		
		机械设备废油委托有危废处置资质的单位处置		
		试油废水（洗井废水、压裂返排液）采用储罐车收集后拉运至石西集中处理站污水处理系统处理	/	/
		生活垃圾集中收集后统一拉运至克拉玛依生活垃圾填埋场处理	/	/
	噪声	噪声源主要包括柴油发电机、柴油机、钻井液循环泵，以及各类施工机械，如挖土机、推土机、轮式装载车等，贯穿于整个施工过程，待施工结束后影响将消失。由于项目区 50m 范围内无声环境敏感目标，因此对声环境影响很小。	/	/

表 2.3-4 新湖 102 勘探井基本组成一览表

工程组成		环评工程内容	实际建设内容	变化原因
地理位置		新湖 102 井：86° 52′ 26.636″；44° 40′ 44.952″	新湖 1022 井未开钻	/
钻井工程		新湖 102 井：设计钻深 4980m	/	/
		井型均为直井	/	
		采用水基钻井液	/	/
试油工程 (储层改造工程)		单井压裂液用量 1000m ³	/	/
环保工程	废气	主要为施工扬尘、柴油机及柴油发电机工作燃料消耗排放的烟气、伴生气放散燃烧废气	/	/
	废水	钻井采用泥浆不落地工艺，回用于泥浆配制、不外排	/	/
		试油废水（洗井废水、压裂返排液）采用储罐车收集后拉运至石西集中处理站污水处理系统处理	/	/
		生活污水定期拉运至呼图壁县丰泉污水处理厂处理	/	/
	固体废物	全部采用水基钻井液，钻井固废不属于危险废物，定期委托有资质的岩屑处理公司进行处置；产生量为 878m ³ 。	/	/
		废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶分区暂存各类危险废物；施工过程中产生的沾油废防渗材料、设备检修与维护过程中产生的废润滑油及废润滑油桶均属于危险废物，沾油废防渗材料、废润滑油和废润滑油桶分区暂存在井场设置的危险废物贮存点，定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置	/	/
		试油废水（洗井废水、压裂返排液）采用储罐车收集后拉运至石西集中处理站污水处理系统处理	/	/
		生活垃圾定期清运至呼图壁县生活垃圾填埋场处置	/	/
	噪声	噪声源主要包括柴油发电机、柴油机、钻井液循环泵，以及各类施工机械，如挖土机、推土机、轮式装载车等，贯穿于整个施工过程，待施工结束后影响将消失。由于项目区 50m 范围内无声环	/	/

工程组成		环评工程内容	实际建设内容	变化原因
		境敏感目标，因此对声环境影响很小。		

2.3.2 新湖 1 钻前工程

钻前工程包括井场、放喷池、生活营地、临时道路等设施的建设。

1) 井场

单井井场均采用标准井场，每座井场采用砂石料铺垫。

2) 放喷池

井场两侧分别设置 2 条放喷管线，在井场一侧预留应急放喷池位置。

3) 生活营地

井场设置 1 处生活营地，生活营地内设有生活污水临时储集池 1 个。

4) 临时道路

主要依托区域内现有道路，现有道路为柏油路及砂石路，在现有道路和井场之间新建探井临时道路，为砂石路。

2.3.3 新湖 1 钻井工程

1) 基础信息

表 2.3-5 新湖 1 勘探井基础信息一览表

井号	坐标		实际井深 (m)	完井时间	完钻层位	井型
	X	Y				
新湖 1	4949221.55	15493223.96	5302	2024 年 6 月 12 日	K ₁ q ₁	直井

2) 井身结构

新湖 1 勘探井井型为直井，新湖 1 井采取三开井身结构，完井方式为下套管注水泥固井。井身结构见表 2.3-6，井身结构图见图 2-3。

表 2.3-6 井身结构设计说明

井号	开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入深度 (m)
新湖 1	一开	500	444.5	339.7	499.13
	二开	4500	311.2	244.5	4498.90
	三开	5302	215.9	139.7	5300.80

3) 钻井设备

新湖 1 选用 ZJ70 型钻机，新湖 1 使用的钻井设备详见表 2.3-7。

4) 钻井液体系

在建项目新湖 1 井实际全部采用了水基钻井液，不涉及聚磺体系或油基钻井液；实际一开钻井液体系为坂土浆-CMC 体系，二开、三开为钾钙基有机盐钻井液体系，钻井液材料用量为 5989.7t。

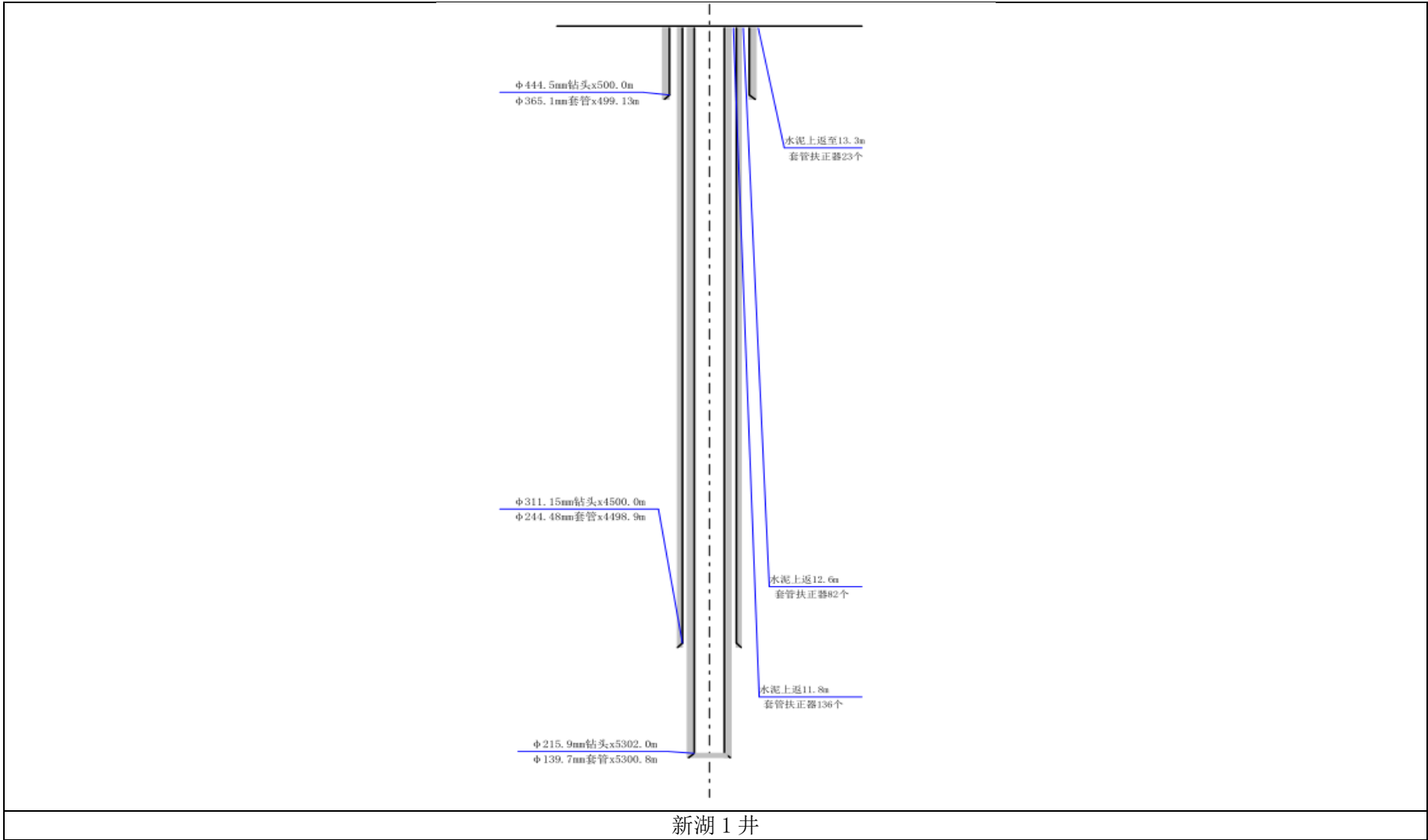


表 2.3-7 ZJ70D 型钻机钻井设备一览表

序号	名 称		型 号	载 荷 (kN)	功 率 (kW)	备 注
一	钻 机		ZJ70	4500		
二	井 架		JJ450/45-K8	4500		
三	提升系统	绞车	JC-70-09			
		天车	TC450-1	4500		
		游车	YC450	4500		
		大钩	DG450	4500		
		水龙头	SL-450-H	4500		
四	顶部驱动装置		DQ70BS	4500		仅二开安 装使用
五	转 盘		ZP375			开口直径 952.5mm
六	循环系统配 置	钻井泵 1#	F-1600		1193	
		钻井泵 2#	F-1600		1193	
		钻井泵 3#	F-1600		1193	
		循环管汇				
		钻井液罐				循环罐总 容积 350m ³
		搅拌器	NJ-15			12 个叶片 直径 600mm
七	钻机动力系 统	柴油机 1#	G12V190PILG-3		810	
		柴油机 2#	G12V190PILG-3		810	
		柴油机 3#	G12V190PILG-3		810	
八	发电机组	发电机 1#	PZ12V190D-2		500	
		发电机 1#	PZ12V190D-2		500	
		电器集中控制房	DJKF		1 栋	电器集中 控制房
九	钻机控制系 统	自动压风机	SPE306X			6.5m ³ /min
		电动压风机	SPE306X			6.5m ³ /min
十	固控系统	振动筛	HS270-4P-PTS			3 台
		除砂除泥一体机	ZQJ-1/250X2- 100X14-2			
		离心机	LW600×1000-N			2 台
十一	加重装置	加重漏斗			1 套	
		立式气动加重装置			1 套	

2.3.4 新湖 1 井试油工程

1) 压裂工艺

(1) 新湖 1 井

新湖 1 井储层改造层序为三层，其中：第一层层位 C，井段 6127.00–6135.00m；第二层层位 T_1b ，井段 5242.00–5248.00m；第三层层位 T_3b ，井段 4521.00–4527.00m、4536.00–4541.00m、4548.00–4550.00m、4556.00–4558.00m、4564.00–4566.00m。

压裂过程采用 SDP41HMX25 型高温射孔弹（60° 相位角，86 型射孔枪）电缆传输带压射孔，使用胍胶压裂液进行套管压裂。实际共采用胍胶压裂液 2926m³，储层改造层序为三层，层位分别为 C、 T_1b 、 T_3b ，返排率为 89.6%，产生压裂返排液 2622m³，已分批拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理达标后回注地层用于油田注水开发，未外排。

2) 射孔工艺

新湖 1 井储层改造层序为一层，采用 SDP-89/60° 型射孔弹电缆传输带压射孔，射孔工艺详见表 2.3-8。

表 2.3-8 新湖 1 井射孔工艺

试油层序	层位	射孔井段 (m)	厚度 (m) / 层数
S1	K_1q_1	4837.00–4843.00m	6.00/1

3) 试油设备

试油工程使用的设备类似，详见表 2.3-9。

表 2.3-9 试油设备一览表

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	修井机	60t	部	1	—
2	试油井架	—	部	1	—
3	液压钳	600 型或 300 型	台	1	足够长的配套管线
4	方罐	20m ³	个	4	钢制结构
5	吊卡	$\Phi 73.0\text{mm}/\Phi 88.9\text{mm}$	只	2/2	50t
6	吊环	SH-80	付	1	—
7	通管规	$\Phi 73.0\text{mm}/58.0\text{mm}$	个	各 2	—
8	提升短节	$\Phi 88.9\text{mm}$	套	1	—
9	调整短节	$\Phi 73.0\text{mm}$	m	1	(0.3m、0.5m、1.0m、1.5m、2.0m)
10	值班房	—	套	1	—
11	发电房	—	套	1	—
12	柴油发电机		台	1	

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
13	气液分离装置		套	1	
14	试油管线		m	50	
15	泵车	700 型	台	1	-
16	防喷器		台	1	
17	放喷管及罐		套	1	罐容积 30m ³
18	采油树		套	1	
19	H ₂ S 气体监测仪		部	1	
20	可燃气体检测仪		部	1	
21	消防砂		m ³	0.5	
22	推车式干粉灭火器	MFZL35 型	具	1	
23	干粉灭火器	MFZL8 型	具	4	

2.3.5 公用工程

1) 给排水工程

给水：在建项目施工期用水主要为生活用水和井下作业用水，由于周围无成熟的供水管网，用水依托石西油田作业区已建供水点，由罐车拉运至井场。钻井液由供应商直接拉运至井场。

排水：各井场生活营地均设有临时防渗储集池，生活污水经收集后由钻井公司定期拉运至石西生活污水处理站处理。试油废水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。

2) 供电工程

钻井及试油期动力设备及照明用电由柴油发电机提供，可满足项目用电需求。

2.3.6 工程占地

在建工程勘探井占地总面积 152293.5m²，均为临时占地，详细占地见下表。

表 2.3-10 工程临时占地一览表

井号	井场 (m ²)	探临道路 (m ²)	生活营地 (m ²)	小计
新湖 1 井	9600.00	43350	2200.00	55150
新湖 101 井	9600.00	24760.5	1925.00	36285.5
新湖 102 井	9600.00	9035.5	1925.00	20560.5
新湖 2	9600.00	28772.5	1925.00	40297.5
合计	38400	105918.5	7975	152293.5

2.4 工程分析

2.4.1 工艺流程及产污环节

在建工程工艺流程主要包括钻前工程、钻井工程、试油工程及完井工程，工艺流程见图 2-4。

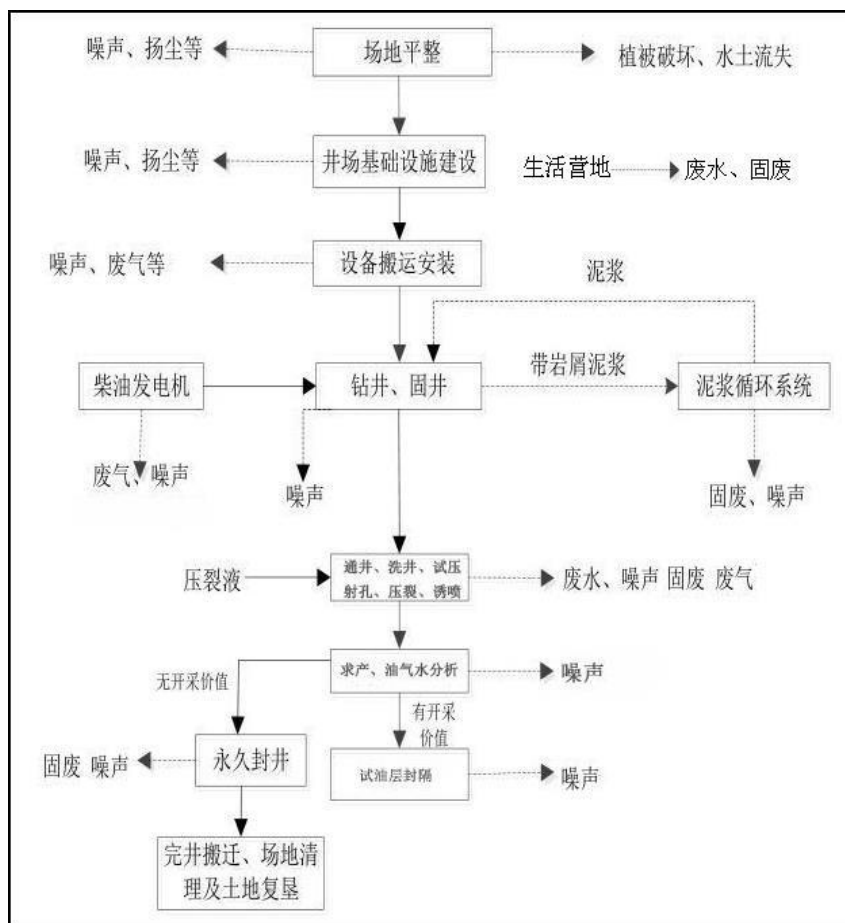


图 2-4 在建工程工艺流程及产排污节点

2.4.2 污染物产生、处理及达标排放情况

1) 废气

施工期废气主要是井场平整、放喷池挖填、物料装卸和车辆运输等过程产生的扬尘，各类燃油动力机械作业时产生的燃油废气，以及试油作业井场无组织挥发的轻烃。

经调查，施工单位在施工过程采取了占地压实平整、施工作业场地洒水降尘、土石方采用篷布遮盖且四周修建围护设施、选用优质柴油等措施，废气污染物未对大气环境造成不利影响，且其对环境产生的影响随着施工结束已消失。根据现场踏勘调研，施工扬尘、汽车尾气对周围环境影响较小，施工期间未收到环境污染投诉。

2) 废水

经调查，勘探井施工期间产生的钻井废水、生活污水均得到了妥善处置，没有外排至地表水体，对周边地表水环境和地下水环境影响较小。

本次评价期间，压裂返排液已分批拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，后续产生的其他试油废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理达标后，回注地层用于油田注水开发。

3) 固体废物

经调查，钻井过程采用“泥浆不落地”工艺，钻井过程全部采用水基环保型钻井液，新湖 1 勘探井固废合计产生量为 2748m³，属于一般固废，已委托新疆宇洲能源科技有限责任公司处理。生活垃圾集中收集后依托石西生活垃圾填埋场卫生填埋。

本次评价期间，新湖 1 井正在试油，压裂施工已完成，已产生的压裂返排液为新湖 1 井 2685m³，压裂返排液已分批拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理。各种固体废物均得到了妥善处理，未对周围环境产生不良影响。

4) 噪声

根据《新湖 1 井勘探项目环境影响报告表》（昌州环评[2023]148 号），钻井作业中的噪声源主要是钻机、柴油发电机、泥浆泵、施工机械及运输车辆产生噪声等，其源强为 95dB（A）~110dB（A）。根据现场踏勘调研，周边的环境空旷，无敏感目标分布，施工期间未收到噪声扰民举报。

2.4.3 环境质量现状调查

2.4.3.1 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 7.2.5 对于改扩建、分期实施的建设项目，应调查既有工程、前期已实施工程的实际生态影响以及采取的生态保护措施。

与拟建项目有关的井区内前期工程仅涉及 1 口勘探井新湖 1 井，新湖 2、新湖 101 新湖 102 井暂未施工，本次对其已产生的实际生态影响、采取的生态保护措施进行调查。

1) 占地影响调查

根据现场调查情况，勘探井施工临时占地都控制在新建油田规定的占地标准之内，钻井施工采用“泥浆不落地”工艺，不再开挖泥浆池，减轻了钻井施工对生态、土壤环境的不利影响。周边基本为沙漠景观、植物动物较少，对周边影响很小。

2) 生态保护措施

钻井和试油仅在井场内作业，不涉及井场外管线工程，主要采取了以下措施：

(1) 工程措施：“铺设作业、带罐上岗”，压裂返排液依托石西集中处理站采出水处理系统处理，钻井固废全部由新疆宇洲能源科技有限责任公司进行处理，均不外排，一般不会对生态环境产生较大影响。

3) 生态恢复情况

因与项目相关的 4 口勘探井拟转产，拟建项目依托其探井井场、探井道路新建产能井井场和永久巡井路，故暂未对探井井场和进行探井道路恢复。根据现场调查，施工结束后，对钻井期间生活营地进行了地貌恢复。工程对生态环境的影响较小。经实际现场踏勘，井场周围植被正在自然恢复中。类比同类工程，经过 1~3 年恢复，与其他未占用区域植被等差别较小。

2.4.3.2 土壤环境

本次评价对新湖 1 井场内、井场周边土壤进行了监测（详见 5.4.3 土壤环境现状监测及评价）。

监测结果表明：占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。井场外土壤特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求，井场外牧草地特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）满足参照执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求。对于特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）来说，井场内外差值不大，表明勘探井对周边土壤环境影响较小、环境质量现状良好。

2.4.4 环境管理回顾

拟转产井勘探井属于陆地矿产资源地质勘查，且不涉及通用工序，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，拟转产井勘探井纳入排污许可管理范围，试油期的突发环境事件应急预案纳入了《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》，该突发环境事件应急预案已在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局备案，备案号 652323-2024-023-M。

2.4.5 相关符合性分析

2.4.5.1 批复与建设符合性分析

本项目新湖 2、新湖 101 及新湖 102 均未开工建设，在建项目新湖 1 井与环评批复（昌州环评[2023]148 号）符合性分析详见表 2.4-1。

表 2.4-1 与昌州环评（2023）148 号符合性分析

序号	环评批复要求	实际建设内容	符合性
1	新湖 1 井勘探钻探项目位于昌吉回族自治州呼图壁县，南距呼图壁县城约 54.1km，北距石西集中处理站约 83.4km，西南距新疆生产建设兵团第六师芳草湖农场约 24.2km。工程拟部署 1 口勘探井，井号为新湖 1 井，井身结构为三开直井，钻井进尺 5270m。项目占地面积 53849m ² ，均为临时占地。工程内容包括钻前工程、钻井工程、试油工程、完井及公用工程，钻井期 97 天，试油期 90 天。	新湖 1 井实际建设地点和环评阶段一致，实际钻深 5302m，较环评阶段增加 32m，变更原因主要是地下油藏具有隐蔽性特点，实际根据储层位置等因素改变钻井工程设计；根据表 2.3-2，新湖 1 井实际建设内容基本与环评阶段一致，试油阶段因不稳定性延长。	符合
2	该工程在施工及日常运营过程中要严格落实《报告表》提出的各类环保措施。	经调查，施工阶段落实了《报告表》提出的各类环保措施。	符合
3	须按环境保护“三同时”制度要求，做到环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。开展工程环境监理，项目竣工后，须按规定程序开展竣工环境保护验收，其相应环境保护设施经验收合格后，方可正式投入运行。	新湖 1 井正在试油，尚未竣工。项目竣工后建设单位应及时组织环保竣工验收。	符合
4	建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位须重新报批环境影响评价文件。建设项目环境影响评价文件自批准之日起超过五年，方决定该项目开工建设的，环境影响评价文件须报我局重新审核。	新湖 1 井实际建设内容基本与环评阶段一致，未发生重大变动，详见表 2.4-2、表 2.4-3。	符合

根据现场踏勘结果及实际调查，新湖 1 勘探井实际建设内容基本与环评阶段一致，基本符合环评批复的相关要求。

2.4.5.2 与环办环评函[2019]910 号符合性分析

在建项目与《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）符合性分析详见表 2.4-2。

表 2.4-2 与环办环评函[2019]910 号对比分析表

序号	要求	项目情况	是否构成重大变动
1	陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上	涉及新钻井 1 口，与环评阶段保持一致，拟转为产能井，纳入本项目环评	不构成
2	回注井增加	不涉及回注井	不构成
3	占地面积范围内新增环境敏感区	实际占地面积范围无环境敏感区	不构成
4	井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加	评价范围内未新增环境敏感目标数量	不构成

5	开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加	实际井深增加了 32m，钻井固废增加 1882m ³ ；钻井固废已由新疆宇洲能源科技有限责任公司拉运处置，无外排，未新增污染物种类或污染物排放量增加	不构成
6	与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重	钻井过程未使用油基钻井液，不新增危险废物	不构成
7	主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形	与环评一致	不构成

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）：在建项目不属于“产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形”，在建项目的少量变化不构成重大变动，可纳入后续竣工环保验收工作。

2.4.5.3 与《关于印发〈新疆维吾尔自治区环境影响评价管理中建设项目重大变动界定程序规定〉的通知》（2019 年 11 月 13 日）符合性分析

在建项目与《关于印发〈新疆维吾尔自治区环境影响评价管理中建设项目重大变动界定程序规定〉的通知》（2019 年 11 月 13 日）符合性分析见表 2.4-3。

表 2.4-3 项目变更与《关于印发〈新疆维吾尔自治区环境影响评价管理中建设项目重大变动界定程序规定〉的通知》（2019 年 11 月 13 日）符合性分析

文件要求	变更情况	变更性质
第五条下列情形原则上不界定为发生重大变动： （一）生态环境部或自治区生态环境厅已发布行业建设项目重大变动清单中所规定的不属于重大变动情形的； （二）项目名称、建设单位、投资金额等发生变化，但主体工程、辅助工程、公用工程、储运工程和环保工程等实际建设内容未发生变化的； （三）主体工程、辅助工程、公用工程、储运工程和环保工程等建设内容发生部分变化，但新方案有利于环境保护，减轻不良环境影响的。即：生产能力增加不超过 10%、建设地点在原厂址附近调整、总平面布置调整、生产工艺部分工段调整，且未导致新增环境敏感点、污染物排放或生态破坏的以及原有环境敏感点敏感程度增大的。	在建项目的变化不属于环办环评函[2019]910号（即行业建设项目重大变动清单）中规定的重大变动情形，因此项目不涉及重大变动。	不属于重大变动
（一）国家、自治区已发布建设项目重大变动清单的行业，由建设单位对照清单自行界定或委托技术单位界定是否属于重大变动；		

综上所述，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区环境影响评价管理中建设项目重大变动界定程序规定〉的通知》（2019 年 11 月 13 日），在建项目的少量变化不构成重大变动，可纳入后续竣工环保验收工作。

2.5 在建工程存在的环境问题及整改情况

根据资料调研和现场踏勘，在建项目不存在环境问题，无需提出“以新带老”整改方案。

3 本项目工程分析

3.1 工程概况

项目名称：新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程

建设单位：中国石油新疆油田分公司石西油田作业区

建设性质：新建

建设地点：新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，地理位置见图 3-1。

建设内容：拟将新探区的 4 口勘探井转为生产井，依托其钻井井场建设 4 座单井拉油井场；新建 400m 单井集油管线（ $\Phi 73 \times 5.5\text{mm}$ ，均位于井场内）、旋流除砂器、气液分离器、高架油罐、CNG 处理橇等地面设施；并配套建设自控系统、供电、通信、消防、道路等系统。项目实施后，最大年产油量为 $3.68 \times 10^4\text{t}$ （第 1 年），最大年产液量为 $4.16 \times 10^4\text{t}$ （第 1 年）。

产品：原油、伴生气

建设投资：总投资 3000 万元，环保投资 142 万元，占项目总投资 4.73%

建设周期：180d

运行时间：年运行 330d、7920h

本项目工程布局示意图见图 3-2。

图 3-1 本项目地理位置示意图

图 3-2 本项目工程布局示意图（卫片图）

3.2 油藏特征

3.2.1 地层特征

据区域地层对比及钻探表明，呼图壁背斜带发育的地层主要有第四系，新近系独山子组、塔西河组、沙湾组，古近系安集海河组、紫泥泉子组，白垩系东沟组、连木沁组、胜金口组、呼图壁河组、清水河组，侏罗系喀拉扎组、齐古组、头屯河组、西山窑组、三工河组及八道湾组。

白垩系清水河组和侏罗系喀拉扎组是本区的目的层。清水河组（K1q）上部为褐灰色泥质粉、细砂岩，灰褐色粉砂质泥岩，中部为深灰色泥岩夹灰色粉、细砂岩，底部为灰色中、细砂岩、粉、细砂岩。地层厚度 500m~700m。与下伏地层呈不整合接触。喀拉扎组（J3k）以巨厚-厚层灰色、浅灰色中粗砂岩、不等粒砂岩、砂砾岩、细砂岩及粉砂岩为主，夹薄层灰白色灰质粉砂岩、灰褐色粉砂质泥岩，粒度自下而上由细变粗，发育大型交错层理，山前以冲积扇沉积为主，往盆地方向为辫状河沉积为主。地层厚度 200m~300m。与下伏地层整合接触。

3.2.2 构造特征

新湖区块构造上位于准噶尔盆地中央坳陷莫索湾凸起东道 2 井西断块圈闭、东道 2 井西白垩系清水河组岩性圈闭，该断背斜具有西翼宽缓、东翼窄陡、高点偏东的构造特征。结合地震时间切片，呼西断背斜的背斜构造形态清楚完整。

3.2.3 储层特征

根据新湖 1 勘探井试油地质总结报告，本项目所在的新湖 1 井区孔隙度 16.60%、有效渗透率 1.34mD，油藏中部温度 113.30℃，油藏压力 47.683MPa，压力系数 1.000；总体属于中孔、低渗储层，为高压油藏，油藏天然驱动类型主要为弹性驱动。

3.3 油气资源类型

3.3.1 原油

根据建设单位提供的勘探井试油分析资料，原油性质见表 3.3-1。

3.3.2 伴生气

根据拟开发区块新湖 1 勘探井资料，开发区块不含硫化氢，伴生气成分见

表 3.3-2。

表 3.3-1 原油性质分析表

层位	密度 (t/m ³)	50℃黏度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点℃	初馏点℃	气油比 (m ³ /t)
K ₁ q ₁	0.7924	1.22	6.90	6.0	80	1244

表 3.3-2 伴生气成分表

气体组分%	项目	新湖 1
	甲烷 CH ₄	84.29
	乙烷 C ₂ H ₆	8.95
	丙烷 C ₃ H ₈	3.57
	异丁烷 i-C ₄ H ₁₀	0.80
	正丁烷 n-C ₄ H ₁₀	0.88
	异戊烷 i-C ₅ H ₁₂	0.20
	正戊烷 n-C ₅ H ₁₂	0.25
	异己烷 i-C ₆ H ₁₄	0.15
	正己烷 n-C ₆ H ₁₄	/
	二氧化碳 CO ₂	0.340
	一氧化碳 CO	/
	硫化氢 H ₂ S	/
	氧 O ₂	0
	氢 H ₂	/
	氮 N ₂	0.570
	氦 He	/
	氩 Ar	/
密度 (kg/m ³)		0.6761

注：表中占比为体积百分比。

3.4 区块开发规划

3.4.1 开发方式

本项目采用天然能量开发。

3.4.2 开发规模及指标

项目实施后，最大年产油量为 3.68×10^4 t（第 1 年），最大年产液量为 4.16×10^4 t（第 1 年）。本项目未来 8 年主要开发指标预测情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 本项目 8 年主要开发指标预测表

年份	日产油	日产液	年产油	年产气	年产液	累产油	累产气	累产液
	(t)	(t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁸ m ³)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁸ m ³)	(10 ⁴ t)
2025	111.52	126.07	3.68	0.65	4.16	3.68	0.65	4.16
2026	99.40	115.15	3.28	0.59	3.8	6.96	1.24	7.96
2027	89.69	106.67	2.96	0.53	3.52	9.92	1.77	11.48
2028	81.21	98.19	2.68	0.48	3.24	12.6	2.25	14.72
2029	72.73	90.91	2.4	0.43	3.00	15.00	2.68	17.72
2030	65.45	84.85	2.16	0.39	2.8	17.16	3.07	20.52
2031	59.40	80.00	1.96	0.35	2.64	19.12	3.41	23.16
2032	53.33	76.36	1.76	0.31	2.52	20.88	3.72	25.68

3.5 项目组成

3.5.1 工程组成

本项目主要工程组成情况具体见表 3.5-1。

表 3.5-1 工程组成表

工程类型		工程名称	合计	工程内容	备注
主体工程	采油工程	采油树	4 台	新建 4 台采油树, KQ78/65-105	新建
		井口装置	4 套	新建 4 套采油井口装置	新建
	油气集输工程	单井集油管线	400m	单座井场新建 $\Phi 73\times 5.5\text{mm}$ 10MPa 20#无缝钢管 100m, 合计 400m	新建
		旋流除砂器	4 套	4 座井场各自建设 1 套旋流除砂器	新建
		气液分离器	4 套	4 座井场各自建设 1 座气液分离器	新建
		电加热节流橇	4 套	4 座井场各自建设 1 套 200kW 电加热节流橇	新建
		CNG 处理橇	4 套	4 座井场各自新建 1 套 CNG 处理橇	新建
		燃气发电机	4 台	4 座井场各自新建 1 台 750kW 燃气发电机	新建
		高架罐	4 座	4 座井场各自新建 2 座 60m^3 高架罐, 常压罐, 合计 8 座	新建
		CNG 槽车	8 台	每座井场一备一用	依托
辅助工程	道路工程	道路	12.461 km	将新湖 1 井临时道路 5.100km、新湖 102 井临时道路 1.063km、新湖 101 临时道路 2.913km、新湖 2 井临时道路 3.385km 转为永久巡检道路, 宽 8.5m	依托/新建
	自控工程	RTU 数据采集系统	4 套	新建 4 套, 完成油井井口工艺参数的采集	新建
		视频监控系统	4 套	新建 4 套视频监控及配套设施	新建
	电力工程	变压器	4 台	本次根据井场的油井数量及用电负荷, 共配备箱式变压器 4 台	新建
公用工程	给排水工程	给水	施工期人员生活用水依托石西公寓		依托
		排水	本项目施工期、运营期和闭井期的废水均不外排; 井场雨水自然外排		依托
	供电	运营期用电来井场新建燃气发电机, 气源为自产伴生气			新建
	供热	运营期采用电加热工艺, 热源来自井场配套的 200kW 电加热节流橇, 因其伴生气气量大且采出压力大, 需要加热节流降压、以便进入后续设备			新建
	消防工程	井场新建若干手提式和推车式移动消防器材装置等			新建
环保工程	废气	施工期	1) 原材料运输、堆放要求遮盖; 及时清理场地上弃渣料, 采取覆盖、洒水抑尘; 2) 加强施工管理, 尽可能缩短施工周期, 采用符合标准燃油指标的设备; 3) 选用低毒焊条, 规范操作等		新建
		运营期	1) 动、静密封点加强管理, 减少跑冒滴漏; 2) 井场伴生气经 CNG 处理橇压缩后, 部分经 CNG 槽车装车外销, 部分用于井场燃气发电机燃料		新建
	废水	施工期	1) 管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘, 不外排;		依托

工程类型	工程名称	合计	工程内容	备注
			2) 施工人员生活污水依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化, 不外排	
		运营期	井下作业废液、洗井废水、采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后, 回注地层用于油田注水开发	依托
	固废	施工期	1) 施工废料部分回收利用, 剩余废料拉运至当地垃圾填埋场; 2) 生活垃圾集中收集后拉运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋	依托
		运营期	落地油、废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯临时暂存在石西油田作业区危废贮存点, 最终委托有危废处理资质的单位进行无害化处置	依托
	噪声	施工期	合理安排施工时间, 选用低噪声设备, 加强维修保养	新建
		运营期	合理布局井场, 选用低噪声设备, 加强维修保养	新建
	风险	1) 放空系统: 每井场各自建设 70m 放喷管线燃烧放喷; 2) 配备应急物资; 建立健全环境风险应急预案; 定期开展应急演练; 委托监测等		新建
	生态	减少施工占地, 对临时占地进行生态恢复		新建

3.5.2 主体工程

3.5.2.1 采油工程

本项目 4 口油井各自配套建设 KQ78/65-105 采油树, 天然能量驱动 (自喷井)。单座采油井场占地面积约为 0.96hm^2 ($80\text{m} \times 120\text{m}$), 其中新湖 1、新湖 2 新湖 101、新湖 102 井场工艺流程及设备相同, 井场平面布置相同; 4 座井场平面布置分别见图 3-3。

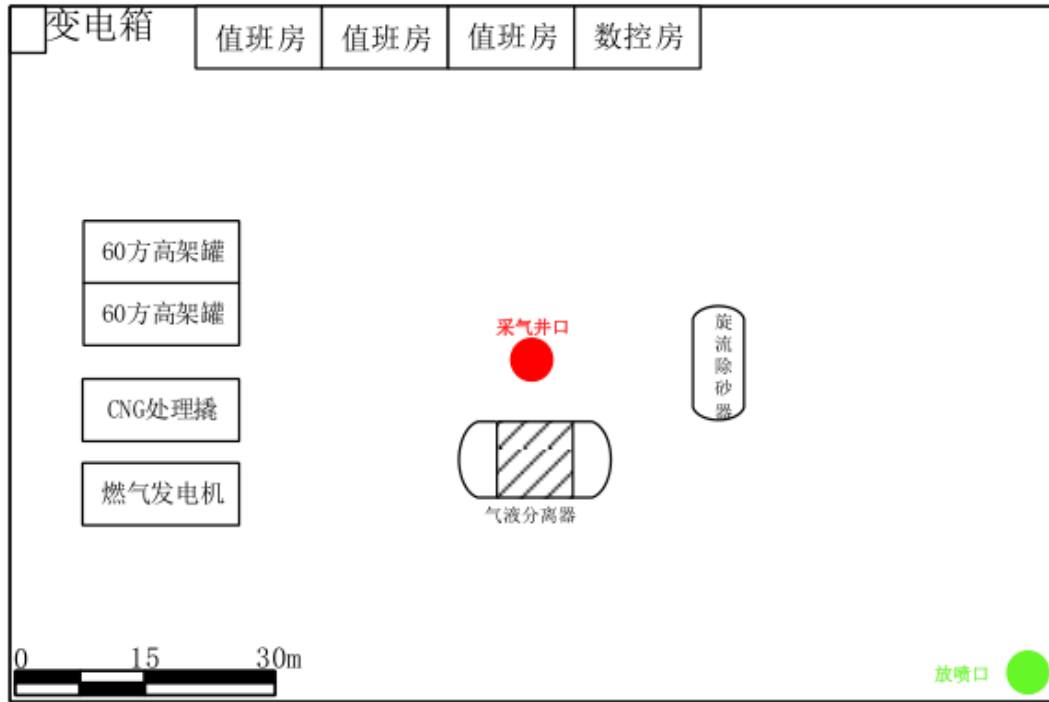


图 3-3 采油井场平面布置示意图

3.5.2.2 集输工程

井场采出液在井场就地气液分离后，含水原油经罐车密闭拉运至石西集中处理站，伴生气经 CNG 处理撬压缩后，部分用于井场燃气发电机燃料、部分经 CNG 槽车装车外销。

本项目集输流程见图 3-4，拉运路线示意图见图 3-5。

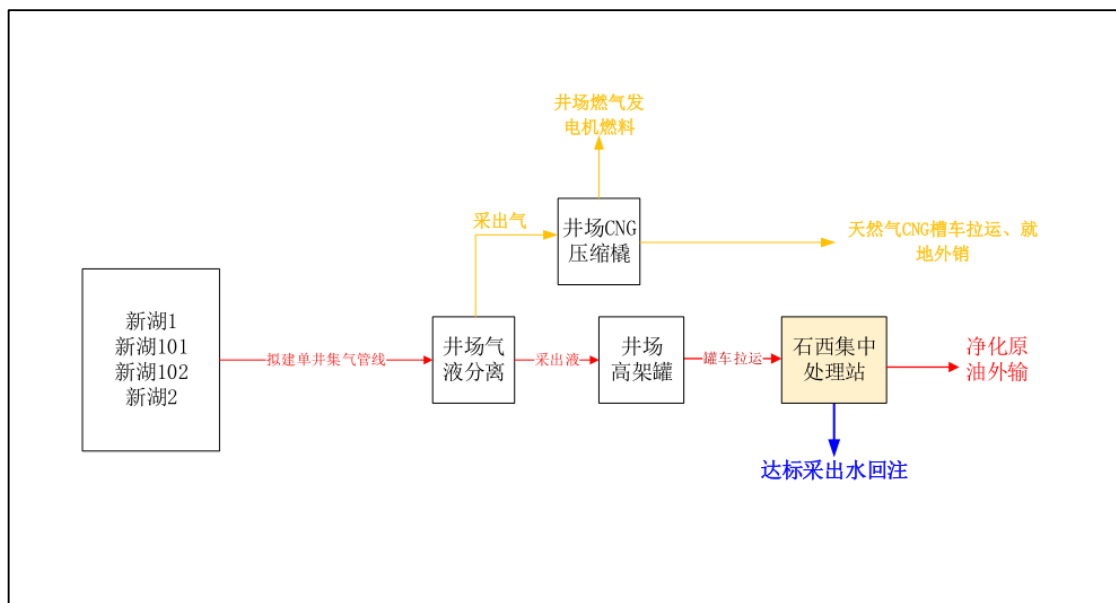


图 3-4 本项目集输流程示意图

图 3-5 本项目拉运路线示意图

3.5.2.3 主要设备

本项目施工期内容主要为井场地面设施建设，巡检道路由探井临时道路转为永久巡检路（砂石路），但均已在钻前完成了施工，本次评价不考虑道路施工设备；主要施工设备见表 3.5-2，运营期主要生产设备见表 3.5-3。

表 3.5-2 施工期主要施工设备一览表

序号	设备名称
1	挖掘机
2	推土机
3	吊车
4	升降机

表 3.5-3 运营期主要生产设备一览表

序号	名称	型号	数量（套）
设施一致，仅列出单座井场设施			
1	采油树	KQ78/65-105	1
2	紧急切断阀	140MPa	1
3	数据头	140MPa	1
4	旋流除砂器	CSQ65-105 $\Phi 3040 \times 2200 \times 6500$ 105MPa	1
5	手动油嘴管汇	105MPa	5
6	卧式气液分离器	WE-1200 $\times$ 4800-14 14MPa	1
7	电加热节流橇	200kW、41MPa	1
8	燃气发电机	750kW	1
9	CNG 工艺橇（带压缩机）	CNGB-1500/（30~200）-220-P， 处理量 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	1
10	单井集油管线	$\Phi 73 \times 5.5$ 10MPa，地上铺设	100m
12	60m ³ 保温高架罐	$\Phi 2900 \times 9500$	2
13	CNG 罐车	压缩天然气容积 4500m ³ （水容积 22m ³ ），设计压力 22MPa	2（1 用 1 备）
14	地面放喷管线（正常工况下伴生气均可回收，仅非正常工况（如超压）需放喷燃烧）	$\Phi 100$ ，地上铺设	70m

本项目井场保温高架罐本体包括壳体、吊耳、鞍座、仪表阀门接口，附件包括呼吸阀、配套阀门、液位计、溢流管、温度计及其他仪表阀门等；其他结构件包括支座、护栏、平台、拉绳等，以及装车鹤管。储油罐壳体材质 Q235B，接管为 20#钢管，保温材料为硅酸铝陶瓷、保温厚度 100mm，罐体底部设置电加

温装置并有温控箱控制，可视情况设置低温及高温加热启停点。卧式高架储油罐鹤管采用 DN100 无缝钢管，鹤管中心离罐底高度为 100mm。

高架罐与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）5.2.2 原油和 2 号稳定轻烃储存排放控制要求符合性要求见表 3.5-4。

表 3.5-4 本项目高架罐与 GB 39728-2020 符合性分析

序号	文件要求	本项目	符合性
1	5.2.1 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃储存排放控制要求 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃储存应采用压力罐、低压罐或采取其他等效措施。	不涉及稳定轻烃储存。	符合
2	5.2.2 原油和 2 号稳定轻烃储存排放控制表 2 要求	本项目高架罐主要储存采出液（非净化原油），含水率 11.5~30.2%，且储罐容积小于 75m ³ 。	符合

表 3.5-5 5.2.2 原油和 2 号稳定轻烃储存排放控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压, kPa	单罐设计容积, m ³	排放控制要求
原油	新建	>66.7	≥75	①
		≥27.6 但≤66.7	≥75	②
① 符合下列要求之一： a) 采用压力罐或低压罐； b) 采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施； c) 采取其他等效措施。				
② 符合下列要求之一： a) 采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式； b) 采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%； c) 采用气相平衡系统； d) 采取其他等效措施。				
(2) 废气控制要求				

3.5.3 辅助工程

3.5.3.1 道路工程

4 口探井的探井临时道路（砂石路）已在钻前施工完成，本项目拟将探井临时道路（砂石路）转为永久巡检道路，但不需道路施工，永久巡检道路合计长度约 12.461km、宽 8.5m，建设单位应在实施前及时办理永久用地手续。

3.5.3.2 自控工程

按照油田“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”管理工作的要求，每个新建井场建设 1 套视频监控系统对井台进行可视化监视，共 4

套。

本项目新建 4 套 RTU 控制系统。RTU 控制系统包括控制箱，多功能电表等，负责采集井口生产数据。

3.5.3.3 电力工程

井场自产伴生气气量充足，除回收外销外还可用于拟建燃气发电机燃料；单个井场燃气发电机年耗气量为 $488.52 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，低于开发指标预测表中各自最小年产气量（ $3100.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ ）。因此，自发电具有可行性。

本项目根据实际情况，对井场新建设备、视频监控系统和 RTU 进行配电，合计 4 台变压器。

3.5.4 公用工程

3.5.4.1 给水

1) 施工期

施工期用水主要为管线试压用水和施工人员生活用水。

管线试压用水量约 1.32m^3 ，用水为新鲜水，项目周围无已建供水管网，采用罐车由石西油田作业区拉运至项目区。

施工人员 20 人、施工周期 180d，人均用水按每人 50L/d 计，则生活用水量为 180m^3 ，用水为新鲜水，依托石西公寓供给。

2) 运营期

运营期用水主要为井下作业用水，用水量约 $30 \text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，各油井预计每年作业 1 次，用水合计 $120 \text{m}^3/\text{a}$ ，用水为新鲜水，采用罐车由石西油田作业区拉运至井场；井场无人值守，无生活用水需求。

3) 闭井期

闭井期管道清洗用水采用石西集中处理站采出水处理站处理达标水以及清水，由罐车拉运。

3.5.4.2 排水

1) 施工期

管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排；

施工人员生活污水依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区植被绿化。

2) 运营期

运营期井下作业废液、采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，

达标后回注地层用于油田注水开发。

井场雨水采取自然外排形式。

3.5.4.3 消防工程

在新建的油井变压器区等防火区配置手提式磷酸铵盐灭火器和推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

3.6 建设周期

本项目建设周期为 180 天，施工人数 20 人，施工现场不设施工营地，施工人员食宿在石西油田作业区公寓。

3.7 劳动定员及工作制度

本项目不新增劳动定员，设备设施的运行管理及维护由石西油田作业区内部调剂解决；井场无人值守，年运行 7920h。

3.8 主要经济技术指标

本项目技术经济指标见表 3.8-1。

表 3.8-1 本项目主要技术经济指标

序号	项目名称	单位	数量	备 注
一	生产规模			
1	设计动用资源储量	km ²	0.60	设计动用含油面积
		10 ⁴ t	20.88	设计动用储量
2	设计井数	口	4	油井
3	管道长度	m	400	单井集油管线（井口至高架罐）
二	年运行时间	h	7920	
三	原辅材料及能源消耗			
1	CNG 处理橇燃料气	10 ⁴ Nm ³ /a	488.52	自产伴生气
3	新鲜水	t/a	120	运营期洗井用水
4	压裂液	m ³ /a	1200m ³ /a	运营期井下作业辅料，预估 300m ³ /井，每年作业 1 次
5	洗井液	m ³ /a	120m ³ /a	运营期井下作业辅料，预估 30m ³ /井，每年修井 1 次
四	运输量			汽运
1	采出液运出量	t/a	43142	196441~43142t/a，罐车汽运
2	伴生气运出量	10 ⁴ Nm ³ /a	1502.87	CNG 槽车密闭汽运
五	职工定员	人	3	由石西油田作业区调剂
六	占地面积	hm ²	14.44	井场占地 3.84hm ² ，巡检路占地 10.60hm ²

序号	项目名称	单位	数量	备 注
2	永久占地面积	hm ²	14.44	井场、永久巡检路占地
七	总投资	万元	3000	
1	建设投资	万元	2858	
2	环保投资	万元	142	

3.9 原辅材料、能源消耗

本项目钻井工程和储层改造工程已结束；地面工程施工主要为设备吊装、组装及焊接，不涉及原辅料使用。

运营期辅料主要为井下作业时使用的压裂液。本项目运营期主要原辅材料、能源消耗统计见表 3.9-1。

表 3.9-1 原辅材料、能源消耗统计一览表

项目	用量	备注
压裂液	1200m ³ /a	运营期井下作业
洗井液	120m ³ /a	运营期修井作业
洗井水	120m ³ /a	运营期洗井作业
燃料气	488.52×10 ⁴ Nm ³ /a	自产伴生气，井场燃气发电机自用

3.10 工程占地

本项目占地主要为永久占地，主要包括新建井场、道路永久占地。本项目没有临时占地，钻井临时占地均已在勘探井环评进行了评价。

根据建设单位提供数据，本项目占地总面积应为 14.44hm²，均为永久占地，建设过程中可根据实际情况进行调整。

根据现场踏勘并与呼图壁县自然资源局对接，本项目用地不涉及《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中规定的生态敏感区中的法定禁止开发区域（法定生态保护区域包括：依据法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域；重要生境包括：重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等）。

本项目占地类型主要为牧草地，本项目占地统计见表 3.10-1。

表 3.10-1 本项目新增占地统计表

建设项目	永久占地面积 (hm ²)	占地类型
井场	3.84	牧草地
进井路	10.60	
合计	14.44	

3.11 土石方平衡

本项目进井路已在钻前施工完成、井场平整也在钻前工程，仅将临时探井道路转为永久巡检路、井场临时占地转为永久占地，不再涉及土石方开挖，本次评价不考虑这两部分土石方量。

3.12 依托工程

3.12.1 依托内容

3.12.1.1 施工期生活垃圾、生活污水

施工人员生活依托石西公寓，生活垃圾集中收集后依托石西生活垃圾填埋场卫生填埋；生活垃圾卫生填埋场设计库容为 25000m³，处理规模为 1320t/a，满足施工期生活垃圾 1.8t 的处理需求。

施工人员生活污水依托石西生活污水处理站处理，出水达标后用于作业区内植被绿化；生活污水处理系统采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，为一体化橇装式结构，设计处理能力 600m³/a，满足施工期生活污水 144m³的处理需求。

3.12.1.2 采出液处理

1) 依托规模可行性

本项目采出液依托现有石西集中处理站，站内包括 1 套 70×10⁴t/a 原油处理系统（处理余量 35×10⁴t/a）、1 套 180×10⁴t/a 原油稳定系统，本项目最大液量 4.16×10⁴t/a（第 1 年），在处理余量范围内。石西集中处理站主要处理工艺流程如下：

各井区来液首先两相分离器进行油、气分离，分离出的含水原油（含水≤20%）依次经沉降、缓冲、加热后进入脱水器进行热化学脱水，脱水原油进入原油稳定系统（稳定塔）进一步处理，稳定后的原油输至净化油罐暂存，最终外输；两相分离器气相、稳定塔塔顶气和储罐罐顶气分别经除油器、三相分离、压缩后去往石西天然气处理站进一步处理（分离出稳定轻烃及净化天然气），最终外输。各设备脱出的含油污水进站内采出水处理系统处理。

本项目原油性质与周边已开发区块原油性质类似，依托石西集中处理站处理具有可行性。

2) 石西集中处理站卸油台

目前石西集中处理站设置有卸油台、位于站场东侧围墙处，本项目采出液由罐车拉运至卸油台，汇入处理站原油处理系统。拉运罐车到达站场后，经检查符合卸油操作条件，连接卸油管和油罐车出油口接头，稳油一段时间后按顺序开阀卸油，直至清空罐车、采出液进入卸油罐（ $60\text{m}^3/\text{个}$ 、共 3 个），卸油台来的原油经卸油泵（3 台）打入罐区沉降罐、进入后续原油处理流程。卸油罐及卸油泵均为 2 用 1 备，目前每天卸油 18 车左右，运行负荷约 45%。

3) 本项目对石西集中处理站无组织非甲烷总烃的影响

石西集中处理站在办理环保手续时已对其无组织废气按照满负荷生产进行计算，目前石西处理站运行负荷 50%（处理余量 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ）、本项目最大液量 $4.16 \times 10^4 \text{t/a}$ （第 1 年），本项目不会超出石西集中处理站处理范围，因此不新增站场无组织非甲烷总烃。

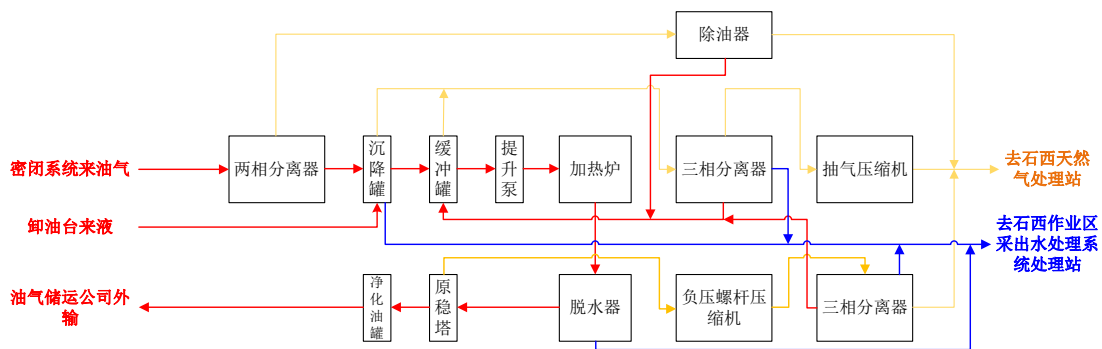


图 3-6 石西集中处理站工艺流程示意图

3.12.1.3 废水处理

1) 废水处理

井下作业废液、洗井废水、采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，达标后根据采油回注需求进行地层回注。目前采出水处理系统设计处理规模 $2600\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量约 $2300\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。

处理工艺：原油处理系统分离出的采出水（含油量 $\leq 300\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 200\text{mg/L}$ ）在进水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第 1 次杀菌，进入调储罐进行水量、水质调节，经初步沉降除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证调储罐出水悬浮物 $\leq 100\text{mg/L}$ 、含油 $\leq 100\text{mg/L}$ ；调储罐出水进反应沉降单元，经过化学反应、絮凝沉降后，出水（含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ）经两级过滤器处理，出

口水质指标可达到：含油 $\leq 7\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 7\text{mg/L}$ ，两级过滤器设置加药口，出水口加入次氯酸钠杀菌剂进行第 2 次杀菌，处理后的净化水进入注水罐，部分用于石西油田油藏注水开发、部分转输至石南 31 井区注水。

石西集中处理站注水系统同站场一起建设，设计注水规模 $1920\text{m}^3/\text{d}$ 、设计注水压力 16MPa ，转输至石南 31 井区设计规模为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，当前石西集中处理站注水系统注水余量 $620\text{m}^3/\text{d}$ ，满足项目最大采出水量（ $23.03\text{m}^3/\text{d}$ ）。

本项目运营期采出水、作业废液、洗井废水均为油田常规废水，水质、水量均在其处理能力范围内，依托具有可行性。

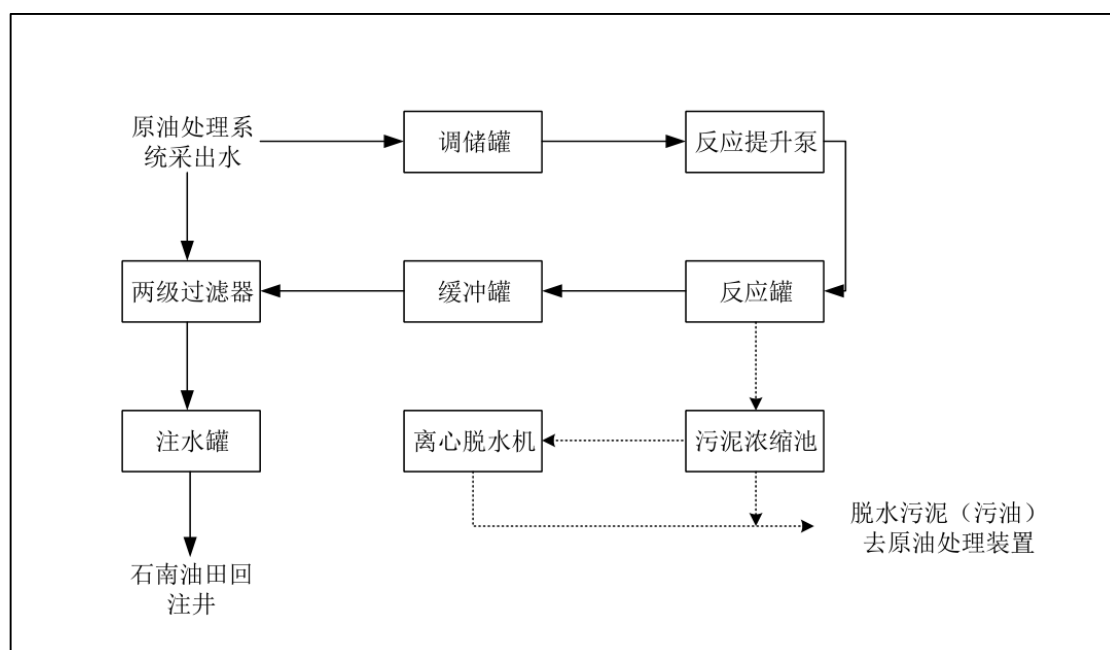


图 3-7 石西集中处理站采出水处理系统工艺流程图

3.12.1.1 危险废物

运营期危险废物全部依托石西油田作业区危废贮存点暂存。

石西油田作业区危险废物贮存点位于石西油田作业区公寓西北约 2.5km 处，占地约 650m^2 ，设计危险废物最大暂存量 400m^3 ，最长暂存时间为半年，贮存场墙体及地坪防渗采用 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜，主要用于暂存石西油田作业区含油污泥等各类危险废物，危险废物不在同一时间进行，其危险废物不在同一时间大量产生。因此，危险废物储存场储存量可满足本项目需求。

3.12.2 环保手续

本项目依托站场层级关系见图 3-8，依托环保手续汇总分析见表 3.12-1。

经分析，各依托工程满足环保“三同时”要求，满足国家环保要求。本项目处理依托可行。

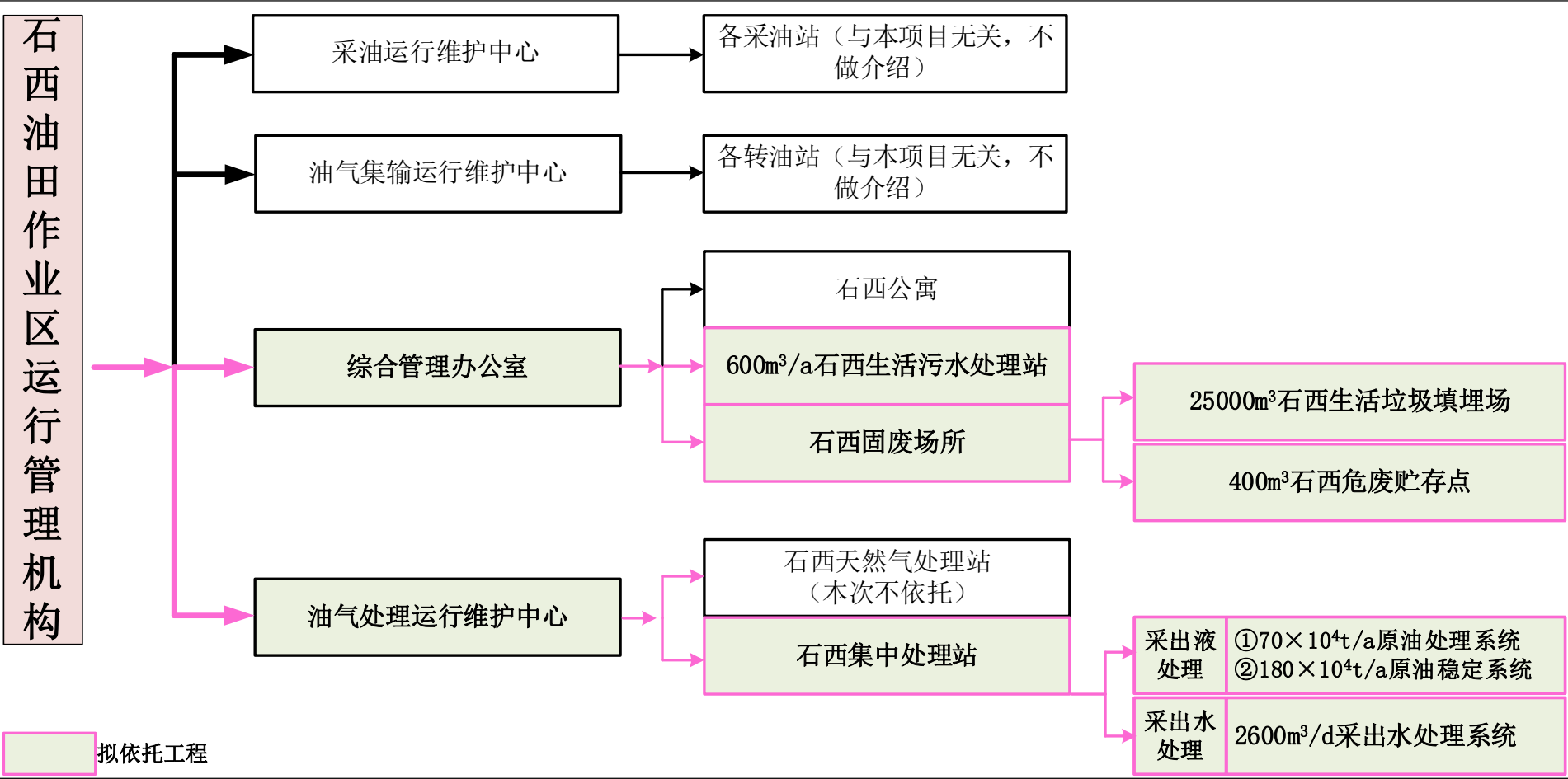


图 3-8 本项目依托工程层级示意图

表 3.12-1 项目依托工程情况

依托站场	依托内容	设计规模	当前处理量	富余量	本项目需求量	环评批复	验收文件	站场排污登记	依托可行性
石西集中处理站	采出水处理	2600m ³ /d	2300m ³ /d	300m ³ /d	采出水 23.03m ³ /d; 井下作业废液 714m ³ /a; 洗井废水 108.52m ³ /a	原国家环境保护总局, 环发[1998]201号, 1998 年 8 月 4 日	原国家环境保护总局, 环验[2005]007 号, 2005 年 1 月 13 日	①名称: 中国石油新疆油田公司石西油田作业区(集中处理站); ②类别: 排污登记	可行
	采出液处理	70×10 ⁴ t/a	35×10 ⁴ t/a	35×10 ⁴ t/a	4.16×10 ⁴ t/a (第 1 年)	原呼图壁县环境保护局, 和生环评函字[2019]27 号, 2019 年 7 月 12 日	2023 年 05 月 17 日通过了自主竣工环境保护验收	③编号: 91650200715597998M051Z ④有效期 2023.7.27~2028.7.26	可行
石西综合服务站	危废贮存点	占地约 650m ² , 半封闭式储存间, 设计最大暂存量 400m ³			废防渗材料 2.0t/a 清罐底泥 334.0t/a 废润滑油 0.69t/a 废滤芯 0.32t/a	原自治区环境保护厅, 新环函[2017]616 号, 2017 年 4 月 27 日	自治区生态环境厅, 新环环评函[2019]516 号, 2019 年 4 月 29 日	①名称: 中国石油新疆油田分公司(石西油田作业区综合服务站); ②类别: 排污登记	可行
	生活垃圾填埋场	25000m ³ , 处理规模 1320t/a			施工期生活垃圾 1.8t			③编号: 91650200715597998M053Y	可行
	生活污水处理系统	600m ³ /a			144m ³ /a	原呼图壁县环境保护局, 和生环评函字[2018]60 号, 2018 年 11 月 10 日	2020 年 1 月通过自主竣工环境保护验收	④有效期 2020.9.29~2025.9.28	可行

3.13 工艺流程及产污环节分析

钻井工程、储层改造工程均已在探井施工期完成，本项目施工期主要为地面工程建设。地面工程建设主要包括井场建设、道路建设、设备安装、管线敷设等内容。

1) 井场、道路建设

本项目新建井场地面拟全部采用素土压实。

2) 设备及地面设备安装

主要工程活动包括采油树基础施工、采油设备、各类橇装设备安装。采油设备安装顺序为：“施工准备→基础验收划线→机座安装→采油设备主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓→试运”。

3) 管线敷设

拟建管线主要为地上保温敷设，均在井场内，不涉及穿跨越、开挖工程。管道施工前，首先要对场地进行清理和平整；管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，由井口铺设至高架罐。拟建单井集油管线保温层采用 30mm 保温橡塑海绵。

综上，地面工程建设过程中主要产污环节：施工期产生的施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-1）、施工噪声（N1-1）、管线试压废水（W1-1）、施工废料（S1-1）。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-1）和生活垃圾（S1-2）。

综上，施工期主要产污环节见表 3.13-1，主要工艺流程及产污环节见图 3-9。

表 3.13-1 本项目施工期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
地面工程建设	施工扬尘（G1-1）	管线试压废水（W1-1）	施工废料（S1-1）	施工噪声（N1-1）
	施工废气（G1-2）	生活污水（W1-2）	生活垃圾（S1-2）	

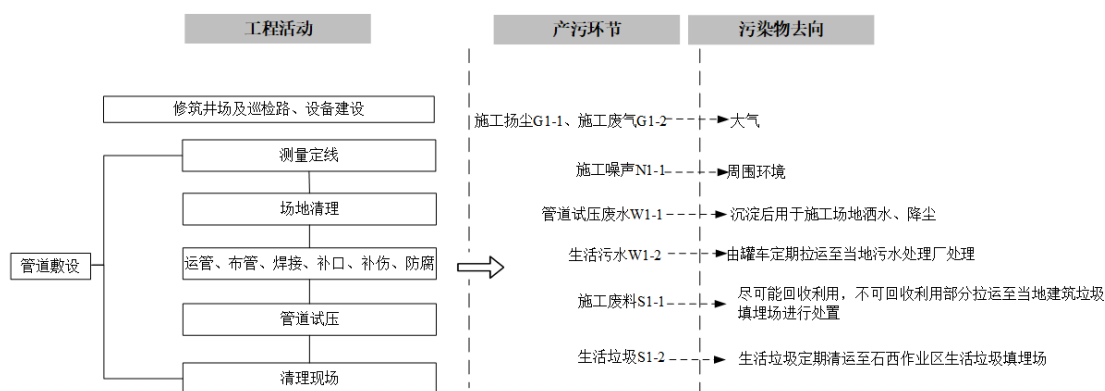


图 3-9 施工期工艺流程及产排污节点图

3.13.1 运营期

1) 生产方式

本项目周围无可依托的油田生产设施，拟采用单井拉油方式生产。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空”，本项目新湖 1、新湖 2、新湖 101、新湖 102 分离出的伴生气具有回收价值，本项目对伴生气进行回收，一部分自用发电，剩余部分外运出售。

2) 采油、集输工艺流程

本项目工艺流程一致，详述如下：

井口采出油气先进入旋流除砂器、后进入油嘴管汇，依次经过平板闸阀和节流阀，并通过 200kW 电加热节流橇对采出液加热，然后进入气液分离器进行气液分离。

分离出的含水原油进入高架罐暂存然后由罐车密闭拉运，本项目拟采用顶部浸没式装车，装车前操作人员先查看罐车容量、核定载重量，确认能否装下计划量（装车时严禁超载，若计划量超过核定载重量，按槽车核定载重量装车）；放好装车鹤管；将高液位连锁探头放在罐车内约 90% 罐体高度，以保证装车时物料不能溢出罐车；检查确认采出液高架罐装车鹤管间的流程畅通，设定好装车量，按下装车启动键开始装车。装车过程中，操作员注意观看装车情况发现有异常情况及时处理；装车完成后收好鹤管，装车员关闭槽车顶部阀门；减少采出液喷溅、液面波动引起的挥发性有机物排放；天然气进入 CNG 处理橇进行压缩处理，CNG 处理橇内压缩脱水后的净化天然气作为 4 台 750kW 燃气发电机（井场供电）燃料气，1 路通过 CNG 槽车装运销售。

CNG 处理橇主要由气液分离、压缩单元（压缩电机+气缸）、分离过滤、脱水、自用气减压单元构成。湿伴生气进入 CNG 处理橇中，气液分离后进入压缩

单元，然后再次经分离过滤器除去油滴、高压脱水脱去油水，脱水后分 2 路，1 路减压后作为燃料，1 路进加气柱装车、就地外销。井场各自设置了 2 辆 CNG 槽车（1 备 1 用），1 辆充满后外输，另 1 辆继续临时贮气，循环往复；设置 1 位司机及 1 位装车人员，随车等待，CNG 单车充装时间约 2h。

CNG 处理橇主要工艺参数如下：

公称容积流量：0.32m³/min

吸气压力：3.0~20.0MPa

排气压力：22MPa

吸气温度：≤40℃

排气温度：≤150℃

燃气发电机工作原理：

燃气发电机组系统包括沼气发动机及发电机主体结构，实现燃烧、做功、产生电能、输出电能的功能。发电机组原理：利用伴生气（主要成分是甲烷）与一定比例的空气压入多个气缸内，燃烧后产生的热力推动活塞运动，热力源的活塞带动往复发电机的电枢在磁场内运动，热能转换为电能，为井场供电。燃气发电机不设燃料气柜，其燃料气由 CNG 处理橇加气柱提供，燃料气出加气柱后经自压力调节阀减压后输送至发电机燃烧。

井场分别设置放空系统（含 1 条长 70m 放喷管线），正常工况下伴生气均可回收，仅超压时需放喷燃烧。

3) 井下作业

井下作业主要是指对存在问题的井进行作业，基于每口井不同井下复杂情况，井下作业可分为大修和小修。修井作业常规工艺如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、压裂、配注、堵水调剖、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

本项目井下作业“铺设作业、带罐上岗”，井口排出物全部进罐，做到油 100%回收、自行利用。

运营期主要产污环节见表 3.13-2，总体工艺流程及产污环节见图 3-10；井场工艺流程及产污环节示意图见图 3-11，CNG 处理橇工艺流程及产污环节示意图见图 3-12。

表 3.13-2 本项目运营期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	采油	井场动、静密封点废气 (G2-1)	——	——	分离器、压缩橇等设备噪声 (N2-2)
	油气集输	井场储罐呼吸废气 (G2-2)	——	——	
		井场装车废气 (G2-3)	——	——	
		燃气发电机废气 (G2-4)	——	——	
	油气水处理	——	采出水 (W2-3)	清罐底泥 (S2-2) 废润滑油 (S2-3) 废滤芯 (S2-4)	——
	井下作业	——	井下作业废液 (W2-1) 洗井废水 (W2-2)	废防渗材料 (S2-1)	井下作业噪声 (N2-1)

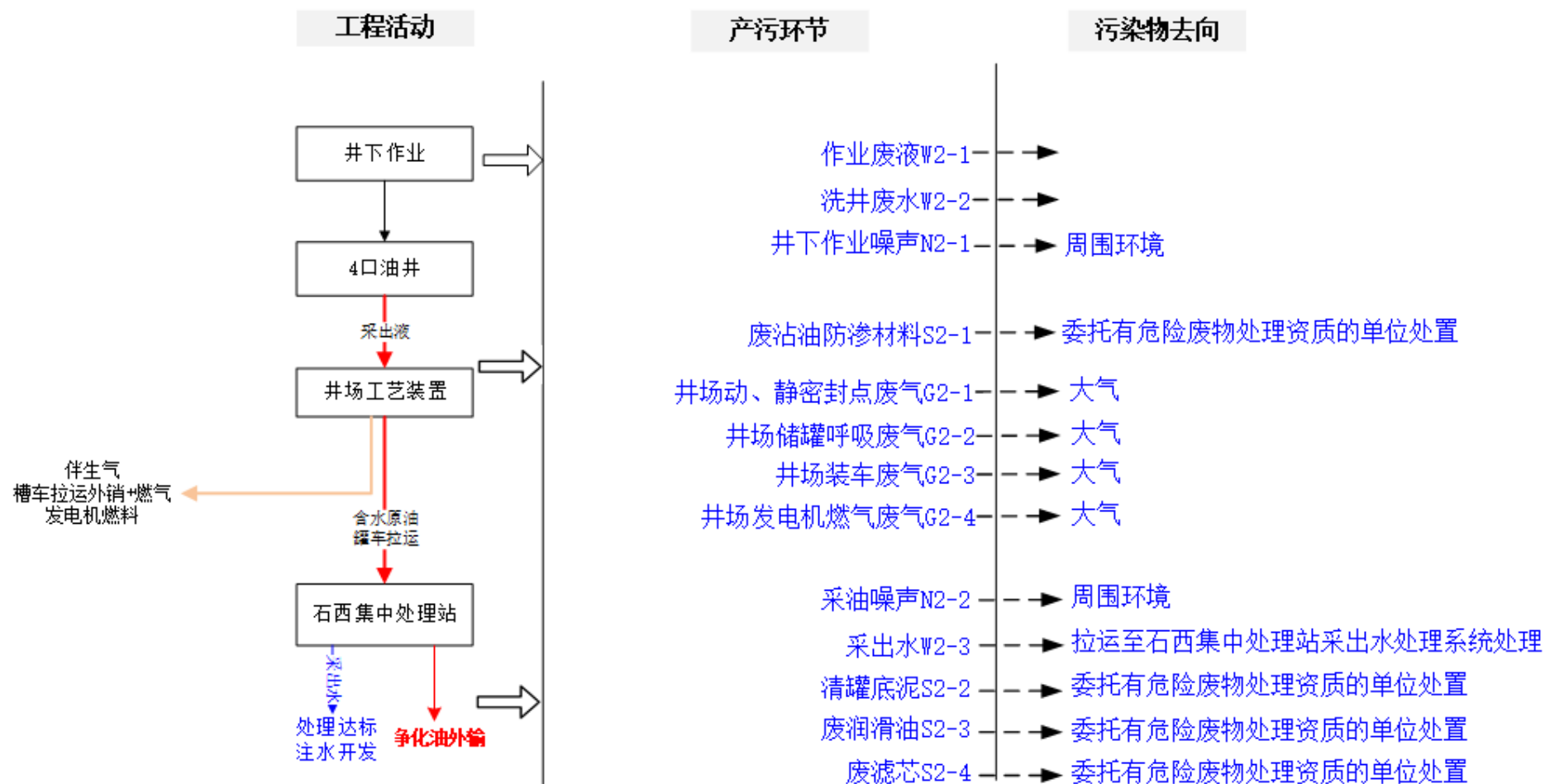


图 3-10 运营期工艺流程及产排污节点总体示意图

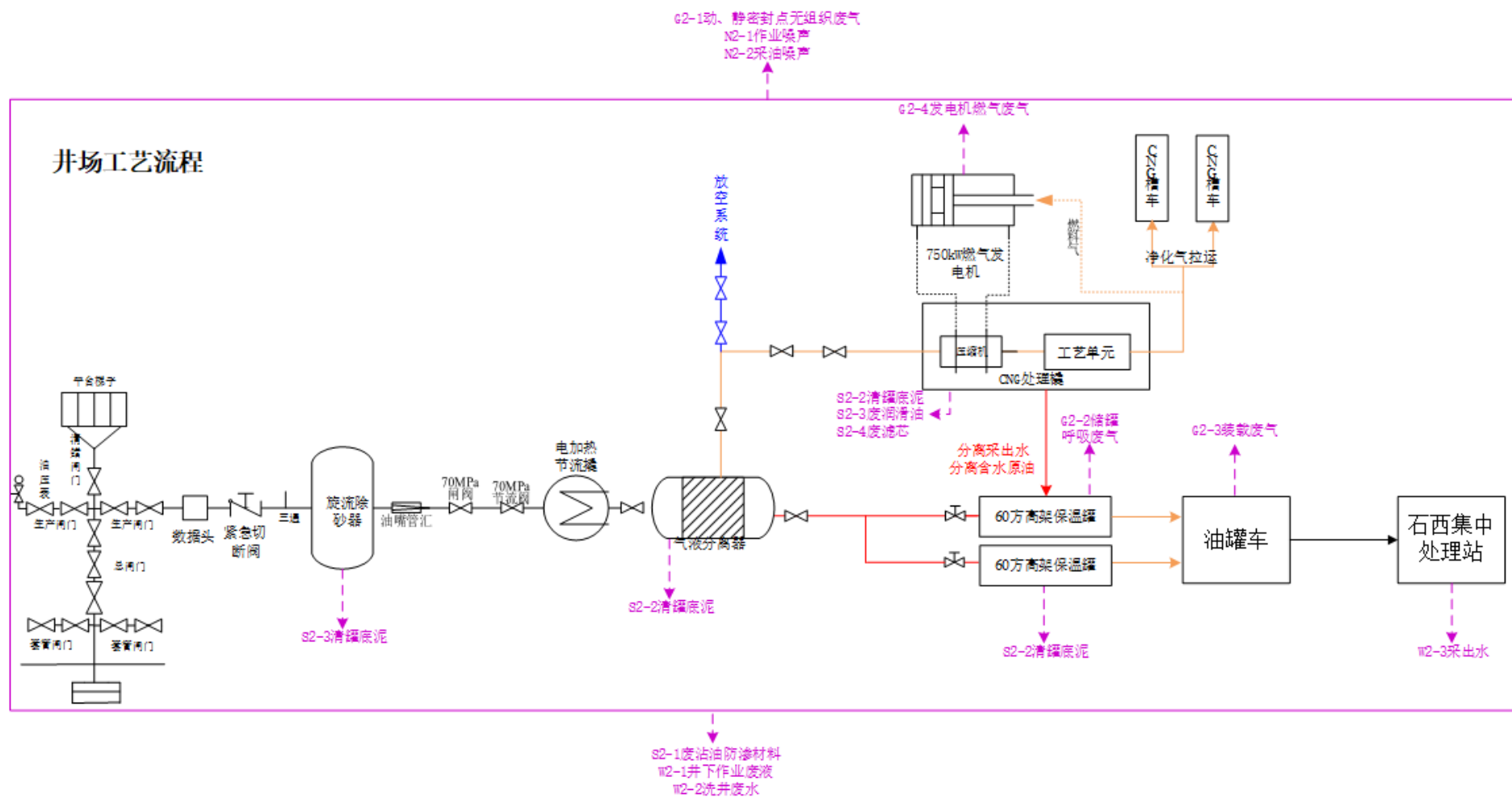


图 3-11 井场工艺流程及产排污节点图

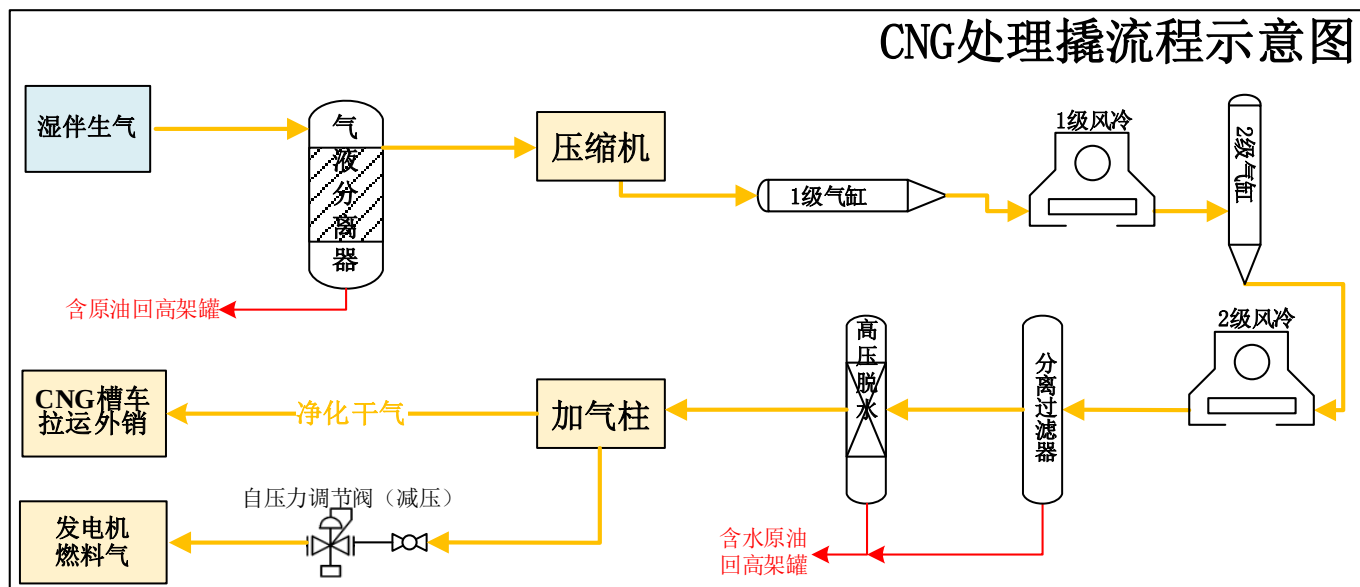


图 3-12 CNG 处理撬工艺单元流程示意图

3.13.2 闭井期

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

1) 封井措施

拟按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

(1) 封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

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

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

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

(5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

(7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

2) 设备清洗

井场内管线、设备、储罐均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及清洗，清洗废水输送至或由罐车拉运至附近站场采出水处理系统进行集中处理。

3) 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由中国石油新疆油田分公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部

门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由具备危险废物处置资质的单位拉运并进行无害化处理。

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

闭井期主要产污环节见表 3.13-3，主要工艺流程及产污环节见图 3-13。

表 3.13-3 本项目闭井期主要产污环节一览表

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
闭井期	设备拆除、井场清理等	施工机械废气及扬尘（G3-1）	管道清洗废水（W3-1）	废弃设备及建筑垃圾（S3-1） 落地油（S3-2）	设备拆除施工噪声（N3-1）

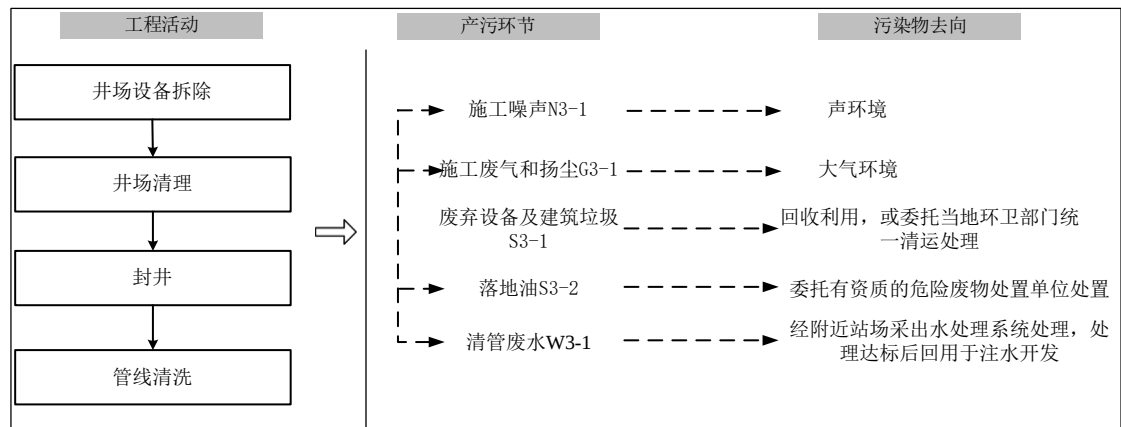


图 3-13 项目闭井期主要工艺流程及产污环节示意图

3.14 主要污染物排放及治理措施

3.14.1 施工期

3.14.1.1 废气

1) 施工扬尘（G1-1）

本项目管线敷设、井场建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力因素的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用道路定期洒水抑尘、

控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2) 施工废气 (G1-2)

(1) 车辆与机械尾气

本项目井场建设、车辆运输过程及管线敷设时，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。

(2) 焊接烟尘

焊接烟尘来源于金属结构与管道焊接过程，主要污染物为颗粒物。通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接颗粒物环境影响。

本项目施工时各种机械设备应选用尾气排放达标的设备，钻井柴油机和柴油发电机、运输车辆均使用满足《车用柴油》(GB 19147-2016/XG1-2018)要求的国VI标准柴油，排放污染物相对较少，同时加强运输车辆管理和维护。本项目所在地较空旷，空气流动性好，污染物扩散能力快，施工期排放的大气污染物将随施工的结束而消失。因此柴油发电机、运输车辆尾气对周围环境的影响在可接受范围内。

3.14.1.2 废水

本项目施工期水污染物主要为管线试压废水、生活污水。

1) 管线试压废水

管道试压用水一般采用清洁水，本项目新建单井集油管线合计 400m。经核算，管线试压废水产生量约为 1.32m^3 ，主要污染物为悬浮物，试压结束后用作井场内洒水、降尘用水。

2) 生活污水

施工期按照 20 人计，一般生活用水量约 $50\text{L}/(\text{人} \cdot \text{d})$ ，生活污水产生量为用水量的 80%，本项目总施工周期约为 180d，生活污水产生量约为 144m^3 。

本项目施工现场不设生活营地，施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区内周边绿化用水。

3.14.1.3 固体废物

1) 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条、保温作业中产生的废保温材料(废橡塑海绵、废泡沫塑料)等。施工废料产生量约为 $20\text{kg}/\text{km}$ 管线，本项目新建管线共计 400m，因此，施工废料产生量约为 0.008t，施工废料尽可能回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。

2) 生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自地面工程施工现场。生活垃圾按照每人每天产生 0.5kg 计算，施工人员 20 人，总施工周期累计为 180d，则施工期生活垃圾产生量约为 1.8t。生活垃圾集中收集后运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋。

3.14.1.4 噪声

本项目施工期噪声主要为施工机械噪声，地面工程建设等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生噪声污染，具有间断性和暂时性。类比同类工程施工机械的噪声源强，确定本项目设备噪声源强见表 3.14-1。

表 3.14-1 本项目施工期噪声源强统计表

序号	设备名称	声压级 (dB (A))
1	挖掘机	92
2	推土机	95
3	吊车	90
4	升降机	80
备注：声压级为距离设备 1m 处		

3.14.1.5 生态

1) 井场及道路施工

本项目所在区域以牧草地为主，井场及巡检路已在钻前工程施工结束，本项目建设后将其临时占地转为永久占地，钻前工程实施时已尽量避开了周边植被茂盛区域、采取了相应的水土保持措施，经现场踏勘，井场及巡检路周边生态现状与区域差别不大，项目占地对生态的影响相对较小。

2) 工程占地

本项目占地总面积为 14.44hm²，均为永久占地。永久占地将改变土地利用性质，对环境产生一定影响。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

3.14.2 运营期

3.14.2.1 废气

3.14.2.1.1 井场无组织挥发性有机物

井场无组织挥发性有机物主要来自井场设备密封点、高架罐“大小呼吸”废气、井场装车废气。

1) 动、静密封点废气

拟建井场采用单井拉油方式生产，井场各类设备在实际运行中可能逸散少量油气，本次参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）设备与管线组件动静密封点 VOCs 泄漏量计算，计算过程如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC}, i} \times \frac{WF_{\text{VOCs}, i}}{WF_{\text{TOC}, i}} \times t_i \right)$$

式中：E 设备—设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的年许可排放量，kg/a；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{\text{TOC}, i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs}, i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{\text{TOC}, i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i —密封点 i 的年运行时间，h/a。

根据表 3.14-2，本项目单个井场设备动静密封点无组织排放 VOCs 为 0.3496t/a，本项目 4 个井场合计 1.3984t/a。

表 3.14-2 动、静密封点无组织废气排放量计算参数及结果一览表

序号	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ (kg/h/排放源)	井场	
			设备数量 (个)	设备排污量 (t/a)
1	连接件	0.028	0	0.0000
2	开口阀	0.03	0	0.0000
3	开口管线	0.03	0	0.0000
4	阀门	0.064	61	0.0928
5	压缩机	0.073	1	0.0017
6	搅拌器	0.073	0	0.0000
7	泄压设备	0.073	0	0.0000
8	泵	0.074	0	0.0000
9	法兰	0.085	122	0.2464
10	其他	0.073	5	0.0087
小计			/	0.3496
4 个井场合计			/	1.3984
备注： $WF_{\text{VOCs}, i}/WF_{\text{TOC}, i}$ 取 1。				

2) 高架罐呼吸废气

井场内高架罐储存时，采出液中少量的不稳定轻烃经呼吸阀无组织挥发，本次参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（2015 年 11 月 18 日）中固定顶罐损失的计算公式计算：

$$L_T = L_S + L_W$$

式中： L_T ——总损失量，lb/a；

L_S ——静止储藏损失，lb/a；

L_W ——工作损失，lb/a；

其中，

$$L_S = 365 V_V W_V K_E K_S$$

式中： L_S ——静止储藏损失，lb/a；

V_V ——气相空间容积，ft³；

W_V ——储藏气相密度，lb/ft³；

K_E ——气相空间膨胀因子，无量纲；

K_S ——排放蒸汽饱和因子，无量纲；

$$L_W = (5.614 / RT_{LA}) M_V P_{VA} Q K_N K_P K_B$$

式中： L_W ——工作损耗，lb/a；

M_V ——气相分子量，lb/lb-mol；

P_{VA} ——真实蒸汽压，psia，原油真实蒸汽压取 10kPa、即 0.9825psia；

Q ——年周转量；

K_P ——工作损耗产品因子，无量纲；

K_N ——工作排放周转因子，无量纲；

T_{LA} ——日平均液体表面温度；

R ——理想气体状态常数，10.7411lb/lb-mol

根据开发规模及指标，本项目单个井场高架罐 VOCs 无组织产生量为 1.2116t/a，计算参数及结果见表 3.14-3。

3) 井场装车废气

根据开发预测指标，第一年 4 口井产油最多，采出液量为 32m³/d，各井场均设置 2 个高架罐，总容积 120m³，按 0.8 充装系数，存满后平均 3 日拉运 1 次。4 座井场均设置了伴生气分离装置，理论上可对伴生气 100%回收，实际工况下，未回收的少量轻烃在储存过程中几乎全部挥发（储罐无组织废气）。本项目拟采用液下装车（浸没式装车），减少采出液飞溅，因此装车废气产生量极少，本次评价不再定量计算，仅定性分析。

表 3.14-3 本项目高架罐无组织排放 VOCs 计算参数及结果一览表（单井井场）

储罐编号	井场	储罐类型	容积 (m ³)	直径 (m)	罐体高度 (m)	年平均储 存高度 (m)	最大年周 转量 (t/a)	罐壁/顶 颜色	呼吸阀压 力设定 (Pa)	呼吸阀真 空设定 (Pa)	静置损失 (t/a)	工作损失 (t/a)	排放量 (t/a)
1	井场	60m ³ 高架罐	60	3.2	6	4.8	4600	白色	972	-285	0.0390	0.5668	0.6058
2		60m ³ 高架罐	60	3.2	6	4.8	4600	白色	972	-285	0.0390	0.5668	0.6058
合计													1.2116
备注：1) 高架罐参照 60m ³ 固定顶罐尺寸计算；2) 年周转量按井场开发预测指标最大产油量计算。													

3.14.2.1.2 井场燃气发电机无组织废气

经设计校核，井场可利用自产伴生气作为燃气发电机燃料气，燃烧废气主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物。

1) 耗气量

井场各设置 1 台 750kW 燃气发电机，属于内燃发电气轮机，发电效率均值 50%，燃气发电机耗气量计算如下：

1 台燃气发电机日耗气量 = $700\text{kW} \div (35.6\text{MJ}/\text{Nm}^3 \div 3.66\text{MJ}/\text{kW} \cdot \text{h} \times 50\%) \times 24\text{h} = 3701\text{m}^3/\text{d}$;

则平均单个井场年耗气量为 $122.13 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{a}$ ，4 座井场年耗气量为 $488.52 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{a}$ 。

2) 污染物产生及排放量

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 号）中 4411、4412 火力发电热电联产行业排污系数表，本项目燃气机工业废气量产污系数见表 3.14-4，废气量计算参数及结果见表 3.14-5。

表 3.14-4 燃气轮机产污系数表

原料	工艺	规模等级	污染物类别	单位	产污系数
天然气	燃机	所有规模	工业废气量	标立方米/立方米-原料	24.55
			颗粒物	毫克/立方米-原料	103.90
			二氧化硫	毫克/立方米-原料	2Sar
			氮氧化物（低氮燃烧法）	克/立方米-原料	1.27
备注：Sar 为总硫，单位 mg/m ³ 。					

表 3.14-5 井场燃气发电机废气污染物计算参数及结果一览表

污染物	单座井场	4 座井场排放量合计
	750kW 发电机	
燃气量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	122.13	488.52
烟气量 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	2998.29	11993.16
烟气量 (m^3/h)	3785.72	15142.88
SO_2 (t/a)	0.2443	0.9772
NO_x (t/a)	1.5511	6.2044
颗粒物 (t/a)	0.1269	0.5076

根据表 3.14-5，本项目燃气发电机废气量合计 $11993.16 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{a}$ ， SO_2 、 NO_x 、颗粒物排放量分别为 0.9772t/a、6.2044t/a、0.5076t/a。每台燃气发电机设置有排气筒（离地高度 4.5m、内径 0.25m）。

3.14.2.1.3 本项目废气污染物排放汇总

本项目废气污染物排放情况汇总见表 3.14-6。

表 3.14-6 本项目废气污染物排放情况一览表

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放工况
1	井场动、静密封点，高架罐、装车	VOCs	4.8464	——	4.8464	正常
2	燃气发电机	SO ₂	0.9772	——	0.9772	正常
3		NO _x	6.2044	——	6.2044	
4		颗粒物	0.5076	——	0.5076	

3.14.2.2 废水

3.14.2.2.1 井下作业废液

井下作业废液主要包括压裂返排液和废洗井液。

参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业手册，本项目 4 口油井均属于低渗透油井，保守考虑每年作业 1 次，井下作业废液产生量约 714m³/a，通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求回注地层，不外排。

3.14.2.2.2 洗井废水

洗井水参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年 第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业手册，修井后一般需要清水洗井，每年洗井 1 次，洗井废水产生量约 108.52m³/a，通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求回注地层，不外排。

井下作业废液、洗井废水产污系数及计算结果见表 3.14-7。

表 3.14-7 井下作业废液、洗井废水产污系数及计算结果一览表

井下作业工艺	污染物名称	产污系数 (m ³ /井)	作业次数 (次/a)	4 口井合计产生量 (m ³ /a)	处理方式及去向
低渗透油井加砂压裂	压裂返排液	153.21	1	612.84	罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方
修井	废洗井液	25.29	1	101.16	
井下作业废液小计				714.00	
低渗透油井洗井作业	废水	27.13	1	108.52	

井下作业工艺	污染物名称	产污系数 (m ³ /井)	作业次数 (次/a)	4 口井合计产生量 (m ³ /a)	处理方式及去向
洗井废水小计				108.52	法》(SY/T 5329-2022)相关要求回注地层,不外排

3.14.2.2.3 采出水

依据开发指标预测表,采出水最大产量出现在开发第 8 年,产液量为 $2.52 \times 10^4 \text{t}$,产油量为 $1.76 \times 10^4 \text{t}$,则采出水产生量为 $0.76 \times 10^4 \text{t/a}$,主要污染物为石油类、悬浮物。油井采出液最终拉运至石西集中处理站,经过分离后采出水进入石西集中处理站采出水处理系统处理,经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)标准中指标后回注于现役油藏,不外排。

3.14.2.3 固体废物

1) 废防渗材料

本项目油井在井下作业过程中,为防止原油落地,将在施工现场铺设防渗材料收集现场洒落的原油。在过程中可能产生少量废防渗材料,属于危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物,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,危险特性 T, I)。

类比石西油田现有井场,废防渗材料产生量约为 0.5t/井,故本项目废防渗材料产生量为 2.0t/a,最终委托有资质单位处置。

2) 清罐底泥

本项目集输过程中,在除砂器、气液分离器、CNG 压缩橇、高架罐等都会产生清罐底泥,属于危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物,071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚,危险特性 T, I)。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 07 石油和天然气开采业行业系数手册(续 35),本项目原油属于非稠油,清罐底泥产物系数为 90.76t/万 t 产品,项目最大产油量为 $3.68 \times 10^4 \text{t/a}$,则清罐底泥产生量为 334.0t/a,每年检修清理,最终委托有资质单位处置。

3) 废润滑油

采油机械设备维修会产生废润滑油,且 CNG 处理橇压缩机定期更换润滑油,也会产生废润滑油,均属于危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物,900-

217-08 使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油，危险特性 T，I）。

类比石西油田现有井场，废润滑油产生量约 0.05t/井，则拟建井场废润滑油产生量约 0.20t/a；CNG 压缩橇每 3 个月应维护 1 次，单次润滑油更换量 0.04t/套（0.16t/a），本项目共设置 4 套，则压缩橇废润滑油产生量约 0.64t/a。本项目废润滑油合计产生量 0.69t/a，最终委托有资质单位处置。

4) 废滤芯

拟建 CNG 压缩橇分离器滤芯需要定期更换，废滤芯可能沾染矿物油，属于危险废物（HW49 其他废物，900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，危险特性 T，In）。

废滤芯材质为不锈钢网，处理橇滤芯合计约重 0.02t/套，每 3 月更换 1 次，则本项目废滤芯产生量为 0.32t/a，最终委托有资质单位处置。

本项目运营期危险废物汇总情况见表 3.14-8。

表 3.14-8 运营期固体废物污染源核算结果及相关参数一览表

装置		作业现场	集输系统	集输系统	CNG 处理橇
固体废物名称		废防渗材料	清罐底泥	废润滑油	废滤芯
固废属性		危险废物	危险废物	危险废物	危险废物
危险废物类别		HW08	HW08	HW08	HW49
固废代码		900-249-08	071-001-08	900-217-08	900-041-49
产生情况	核算方法	类比	产污系数	类比、产污系数	产污系数
	产生量（t/a）	2.0	334.0	0.69	0.32
	形态	固态	固态	固态	固态
	主要成分	矿物油、废塑料	矿物油、泥	矿物油	废不锈钢网
	有害成分	矿物油	矿物油	矿物油	矿物油
产废周期		间断	间断	间断	1a
危险特性		T，I	T，I	T，I	T，In
位置，贮存周期		石西油田作业区危废贮存点，无长期堆放			
处置措施	工艺	委托有危险废物资质单位处置			
	处置量（t/a）	2.0	334.0	0.69	0.32
最终去向		委托处置	委托处置	委托处置	委托处置

本项目危险废物贮存、运输应按《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）的要求进行。建设单位应与危险废物处置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。

3.14.2.4 噪声

运营期主要噪声源调查见表 3.14-9。

表 3.14-9 运营期噪声源调查表（单位：（dB（A）））

序号	生产运行项目	声源名称	空间相对位置/m			声源源强 (声压级)	声源控制措施	降噪后 声压级	运行时段
			X	Y	Z				
1	井下作业 N2-1	通井机	0	0	2	100	选用低噪声设备，加强管理，减少作业频次等	100	7: 00~ 22: 0
2		机泵	25	20	0.5	80		80	
3		压裂泵车	25	20	2.5	100		100	
4		混砂车	30	25	2.5	100		100	
5		仪表车	30	30	2.5	85		85	
6		管汇车	30	35	2.5	80		80	
7		提液泵	30	40	0.5	80		80	
8	井场采油 N2-2	旋流除砂器	80	40	1.5	80	选用低噪声设备，加强管理等	80	0: 00~ 24: 00
9		卧式气液分离器	60	30	2.5	80		80	
10		燃气发电机	20	22	3.0	90		90	
11		CNG 处理橇	20	32	2.5	85		85	

备注：1) X, Y=0, 0 指以井场西南角为原点；

2) 单井井场尺寸 80m×120m；

3) 采油树主要由套管、油管、阀门、法兰等构成，正常运行时采油树类似于管道或阀门，本次评价暂不考虑其噪声；

4) 井场设备噪声主要来自旋流除砂器、气液分离器、CNG 处理橇、燃气发电机；

5) 声压级为距离设备 1m 处。

3.14.2.5 生态

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

1) 本项目事故状态下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

2) 对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

3) 对各种设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消

除事故隐患。

3.14.3 闭井期

3.14.3.1 废气

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于污染物扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

3.14.3.2 废水

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至周边联合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/T 5329-2022）中主要控制指标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

3.14.3.3 噪声

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

3.14.3.4 固体废物

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾，应集中清理收集，能回收的尽量回收利用，不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。若产生被原油污染的土壤或油渣（落地油）等危险固废，直接由有危险废物处置资质的单位拉运并进行无害化处理。

闭井期废弃管线参照中国石油天然气集团有限公司及新疆油田公司相关规定，选择适宜的处置方式。

3.14.3.5 生态

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤、地下潜水和生态环境造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。

建设单位应严格按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、中国石油天然气集团有限公司有关规定及废弃井的实际情况对废弃井进行封井

处理。

3.15 非正常工况

3.15.1 油井停运

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

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

3.15.2 泄漏事故

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

3.16 污染物排放情况汇总

项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 3.17-1。

3.17 新湖 1 井区“三本帐”

项目投产后新湖 1 井区污染物产生及排放情况见表 3.17-2。

表 3.17-1 本项目施工期、运营期污染物排放情况汇总表

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期	施工扬尘	场地平整、车辆运输	扬尘	少量	——	少量	合理化管理、控制作业面积、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、大风天停止作业等措施
		施工废气	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n 、颗粒物	少量	——	少量	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护
			焊接烟尘	烟尘	少量	——	少量	通过规范焊接操作，使用低毒焊条等
	运营期	井场无组织挥发性有机物	采油、集输	VOCs	4.8464t/a	——	4.8464t/a	加强日常运行管理
		燃气发电机无组织废气		SO ₂	0.9772t/a	——	0.9772t/a	
				NO _x	6.2044t/a	——	6.2044t/a	
				颗粒物	0.5076t/a	——	0.5076t/a	
	闭井期	施工废气	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	少量	——	少量	加强车辆管理和维护；选择技术先进的动力机械设备
施工扬尘		地面设施拆除、井场清理	扬尘	少量	——	少量	采取合理化管理、洒水抑尘、大风天停止作业等措施	
废水	施工期	管线试压废水	管道试压	悬浮物	1.32m ³	1.32m ³	0	沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排
		生活污水	施工人员生活	悬浮物、COD	144.0m ³	144.0m ³	0	生活污水依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区内周边绿化用水
	运营期	井下作业废液	井下作业	石油类、悬浮物	714m ³ /a	714m ³ /a	0	罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排
		洗井废水	洗井		108.52m ³ /a	108.52m ³ /a	0	
		采出水	油气处理		0.76×10 ⁴ t/a	0.76×10 ⁴ t/a	0	
	闭井期	清管废水	管道清管		少量	少量	0	依托附近站场采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排
固体废物	施工期	施工废料	施工建设过程	废焊条、废保温材料等	0.008t	0.008t	0	尽可能回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。
		生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	1.8t	1.8t	0	集中收集后运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋

石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
	运营期	废防渗材料	井下作业	矿物油	2.0t/a	2.0t/a	0	委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置
		清罐底泥	油气集输	矿物油	334.0t/a	334.0t/a	0	
		废润滑油	油气集输	矿物油	0.69t/a	0.69t/a	0	
		废滤芯	油气集输	矿物油	0.32t/a	0.32t/a	0	
	闭井期	废弃设备及建筑垃圾	设备拆除、井场恢复	废弃设备、管线、建筑垃圾	少量	少量	0	集中清理收集
		落地油	地面设施拆除、井场清理	石油类	少量	少量	0	依托石西油田作业区危废贮存点暂存，及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置

表 3.17-2 拟建项目投产后污染物产生及排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称	在建工程	拟建工程			以新带老	最终排放量	排放增减量
		排放量	产生量	削减量	排放量			
废气	VOCs (t/a)	0	4.8464	0	4.8464	0	4.8464	+4.8464
	SO ₂ (t/a)	0	0.9772	0	0.9772	0	0.9772	+0.9772
	NO _x (t/a)	0	6.2044	0	6.2044	0	6.2044	+6.2044
	颗粒物 (t/a)	0	0.5076	0	0.5076	0	0.5076	+0.5076
废水	采出水 (10 ⁴ m ³ /a)	0	0.76	0.76	0	0	0	0
	作业废液 (m ³ /a)	0	714	714	0	0	0	0
	洗井废水 (t/a)	0	108.52	108.52	0	0	0	0
固废	废防渗材料 (t/a)	0	2.0	2.0	0	0	0	0
	清罐底泥 (t/a)	0	334.0	334.0	0	0	0	0
	废润滑油 (t/a)	0	0.69	0.69	0	0	0	0
	废滤芯	0	0.32	0.32	0	0	0	0

3.18 清洁生产分析

对于石油开采行业来说，对地下开采出的原油组成、性质均取决于地质因素，非企业本身所能控制，且石油开发工艺已非常成熟，所以从改变原料与工艺方面防治污染，其难度较大。目前国内外石油开发行业在清洁生产方面更强调压缩排污和循环回用，即尽可能使产生的污染物得到再生和循环，从技术上减少污染物外排量。

3.18.1 清洁生产评价指标体系和结果

本次评价依据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（工业和信息化部公告 2009 年第 3 号）对本项目的清洁生产水平进行评价。

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。

（1）定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

（2）定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

2) 评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

（1）凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

（2）凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

（3）定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

3) 权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

4) 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。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（如物料消耗量、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（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。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。

5) 考核评分计算

(1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： $P1$ —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) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的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

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和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数见表 3.18-1。

表 3.18-1 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	$75 \leq P < 90$

3.18.1.1 采油和集输工程

本项目采油和集输工程清洁生产评价技术指标评价结果见表 3.18-2。

3.18.1.2 井下作业工程

本项目井下作业工程清洁生产评价技术指标评价结果见表 3.18-3。

3.18.1.3 小结

经计算：

1) 采油和集输：定量指标 91.7 分，定性指标 80.0 分，综合评价指数 85.9 分；

2) 井下作业：定量指标 69.77 分，定性指标 100 分，综合评价指数 81.9 分。

3) 综上判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

表 3.18-2 采油工程清洁生产技术指标考核表

定量指标							本项目					
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重分值	评价基准值	估算值	单项评价指数	单项分值			
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 采出液	30	稀油≤65 稠油≤160 天然气≤50	70	1.08	32.4			
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率		%	10	≥60	不涉及	--	0.0			
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	1.25	12.5			
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	1.11	11.1			
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	15	1.50	7.5			
		COD		mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	450	0.30	1.5			
		落地原油回收利用率		%	10	100	100	1.0	10.0			
		采油废水回用率		%	10	≥60	100	1.67	16.7			
		油井伴生气外排率		%	10	≤20	不涉及	--	0.0			
小计	100				100				91.7			
定性指标												
一级指标	指标分值		二级指标				指标分值	本项目情况		本项目评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45		井筒质量			井筒设施完好		5	是	5		
			采气	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置		10	否（伴生气进入回收流程，不需单独设置套管气回收装置）	0
				天然气净化设施先进、净化效率高		20		防止落地原油产生措施		20	是	20
			集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	否	0		
(2) 管	35		建立 HSE 管理体系并通过验证				10	是	10			

石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	单项评价指数	单项分值
理体系建设及清洁生产审核		开展清洁生产审核			20	是		20
		制订节能减排工作计划			5	是		5
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况			5	是		5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	是		5
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	是		5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	是		5
小计	100				100			80

表 3.18-3 井下作业清洁生产技术指标考核表

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	单项评价指数	单项分值
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	500	0.17	1.67
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	30	0.17	1.67
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	1.00	10.00
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	1.00	20.00
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	1.00	10.00
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	1.00	10.00
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0.11	1.11
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	15	0.33	1.67
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤	450	0.33	1.67

石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	单项评价指数	单项分值
					150			
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	50	1.40	7.00
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	5	1.00	5.00
小计	100			100				69.77
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目情况		本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	是	5	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	是	5	
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	是	5	
		防渗范围		废水、废液、原油等可能落地处	5	是	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	是	10	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	是	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	是	15	
		开展清洁生产审核			20	是	20	
		制订节能减排工作计划			5	是	5	
(5) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	是	20	
小计	100				100		100	

3.18.2 清洁生产措施分析

本项目采取的清洁生产措施如下：

1) 考虑到在建工程与项目紧密相关，本次对其钻井期采取的清洁生产措施进行简单回顾，实际采用了聚合物水基钻井泥浆，该钻井泥浆基本为无毒泥浆，广泛应用于石西油田作业区的油田区块开发。

2) 在建工程采用了“泥浆不落地”工艺处理后，钻井废水已拉运至石西集中处理站处理达标后回注。

3) 采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理后用于区块注水开发，无外排，并节约了区块注水开发新鲜水消耗。

本项目在后期开发方案设计中建议采取清洁生产措施如下：

1) 建议进一步优化井台，最大限度减少废物排放，减少井场占地，减轻对土壤植被的影响。

2) 在修井时，安装防喷器，避免原油喷出。

3) 在地面工程施工后立即复垦绿化，植被恢复率 $\geq 95\%$ ，可有效降低对环境的影响。

3.18.3 清洁生产总体评价

本项目对污染物的处理方式合理，回收设施完善，在污染物排放量控制及废水循环利用等方面也达到了较高水平，在清洁生产设施的选用上也减少了资源、能源的消耗，削减了污染物的产生量，将清洁生产的思想贯穿于生产的全过程，符合清洁生产要求，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础。

3.18.4 清洁生产建议

1) 在满足生产需要的前提下，要尽量控制耗电量；

2) 定期检查和维修各类管线、容器等可能发生泄漏的部位，减少或杜绝泄漏事故的发生。定期检查生产设施，保证其处于正常运行和使用状态。严格岗位责任制，定期对员工进行环境保护意识教育；

3) 严格管理，确保各项环保措施的落实。如对井下作业队伍废液、废水回收装置的使用情况，井场落地油回收、处置情况进行检查；

4) 井下作业施工要严格占地标准，尽量减少占地，减少对土壤和植被的破坏；

5) 油田进入开发后期后，应采取如下环保措施：

(1) 加强管理，增加设施巡视次数，及时发现并处理管线、穿孔等事故，将油气泄漏量降至最低并及时回收污染物；

(2) 对废弃油井要做好安全封井工作，井眼要内外封堵，同时要保证固井、封井措施的有效可行，防止油水串层。

6) 本次评价建议加快新湖 1 探区开发，尽快实现密闭集输。

3.18.5 循环经济分析

循环经济模式倡导环境和谐发展的经济模式，以实现资源使用的减量化、产品的反复使用和废弃物的资源化，其主要特征为低投入、高利用和低排放。

石油天然气是不可再生资源，在油田开发过程中要以资源为基础，通过产业创新、制度创新和技术创新，提高资源的开发效率和资源的利用率，减少其他资源的消耗，拉长产业链条，使废料和余能多次回收复用，物质合理循环，价值逐级增值，形成互为资源、协同高效发展的发展模式。

本项目开发建设在钻井、采油、集输等各生产环节，都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。项目充分利用依托站场采出水处理设施余量对采出水、井下作业废液处理后用于回注开发，做到了资源的回收利用，减少了新鲜水的消耗。

综上所述，项目整体耗能较低，使用了清洁能源。采用的集输工艺较为环保，污染物排放控制在较低水平，各种资源和废物综合利用措施有效，符合循环经济减量化、再利用和资源化的原则。

3.19 污染物排放总量控制分析

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x 、 VOCs ，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。

本项目运营期采出水、井下作业废液、洗井废水均依托石西集中处理站处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中相关标准后，回注注水开发不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制。

本项目废气均为无组织排放，不涉及总量控制。

3.20 温室气体排放影响因素分析及排放量核算

根据《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧

排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

本项目涉及碳排放的环节为：燃料燃烧 CO₂ 排放；放喷管线燃烧排放（参照火炬燃烧排放）；CH₄ 逃逸排放；净购入电力隐含的 CO₂ 排放。本项目温室气体（GHG）排放总量为上述排放环节总和。

3.20.1 燃料燃烧 CO₂ 排放

3.20.1.1 计算公式

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：EC_{CO₂燃烧} 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

AD_{i,j} 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CC_{i,j} 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm³ 为单位；

OF_{i,j} 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。

3.20.1.2 计算结果

本项目燃料燃烧 CO₂ 排放量 1.177132t/a，计算参数及结果详见表 3.20-1。

表 3.20-1 本项目燃料燃烧 CO₂ 排放计算参数及结果一览表

序号	燃烧设施	AD _{i,j} (万 Nm ³)	CC _{i,j} (吨碳/万 Nm ³)	OF _{i,j}	系数	排放量 (t/a)
1	井场燃气发电机组	122.13	0.0006638	0.99	44/12	0.294283
合计	4 座井场合计					1.177132

3.20.2 CH₄ 逃逸排放

3.20.2.1 计算公式

$$E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中, $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ -原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放, 单位为吨 CH_4 ;

J-不同的设施类型;

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

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

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

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

3.20.2.2 计算结果

本项目属于常规石油开采, 相关参数取值及计算结果见表 3.20-2。

表 3.20-2 本项目油气开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

设施	CH_4 排放因子 (t/a/个)	甲烷折算 二氧化碳 当量	新湖 1 井 场设施数 量 (个)	新湖 2 井场 设施数量 (个)	新湖 101 井 场设施数量 (个)	新湖 102 井场设施 数量 (个)	装置 CH_4 排放量 小计	装置 CO_2 排放量 小计
井口装置	0.23	25	1	1	1	1	0.92	23
单井储油 装置	0.38	25	2	2	2	2	3.04	76
合计							3.96	99.0

根据表中参数, 结合公式计算可知, 甲烷逃逸排放 3.96t/a, 折算成 CO_2 排放量为 99.0t/a。

3.20.3 本项目温室气体排放汇总

表 3.20-3 本项目二氧化碳排放情况

类别	CO_2 排放量 (t/a)	CH_4 排放量 (t/a)
燃料燃烧	1.177132	0
CH_4 逃逸排放	99.0	3.96
合计	100.177132	3.96

综上计算, 本项目 CH_4 排放量为 3.96t/a, CO_2 排放量为 100.177132t/a。

4 区域环境概况

4.1 地理位置

呼图壁县隶属昌吉回族自治州，位于新疆维吾尔自治区中北部，地处欧亚大陆腹地，准噶尔盆地南缘，地理坐标为东经 $86^{\circ} 5' \sim 87^{\circ} 8'$ 、北纬 $43^{\circ} 7' \sim 45^{\circ} 20'$ 之间。南以天山分水岭与巴音郭楞蒙古自治州的和静县交界，北至古尔班通古特沙漠中心与塔城地区的和布克赛尔县接界，东邻昌吉市，西接玛纳斯县。东距乌鲁木齐市 68km，G312 国道、S201 省道、乌奎高速公路、北疆铁路横贯全境，是“乌昌核心经济圈”的重要组成部分和通往北疆各地及霍尔果斯、阿拉山口等边贸口岸的重要交通枢纽。

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，位于呼图壁县县城北侧约 55km，工程地理位置中心坐标为 $E86^{\circ} 54' 52.344''$ ， $N44^{\circ} 40' 39.820''$ 。

4.2 地形地貌

项目所在区域位于天山北麓中部呼图壁河和三屯河冲洪积倾斜平原的中上部，地势总体上南高北低，缓慢向北倾斜。项目区地形较为平坦，地面海拔 500m~570m。

4.3 气候气象

呼图壁县属温带大陆性干旱半干旱气候。平原地区平均气温 6.7°C ，年降水量 167mm，无霜期平均 177 天，全年日照总时数 3090 小时，稳定在 10°C 以上的年有效积温为 3553°C 。在 5 月份到 8 月份，平原地区作物生长旺盛的季节，每天平均日照时数 10 小时以上，7 月份达 11 小时以上。常年主导风向为西风。

呼图壁县位于中纬度的亚洲腹地，远离海洋，北部又有高山屏障阻隔北方冷湿气流，属于典型的中温带大陆干旱荒漠性气候区。主要气候特点是：四季分明，夏季炎热，冬季寒冷，春季升温迅速，秋季降温快；降水稀少，气候干燥；热量丰富，光照充足，无霜期短；昼夜温差大，年极端温差大。项目区各项常规气象数据详见表 4.3-1。

表 4.3-1 项目所在区域常规气象数据统计一览表

名称		单位	数值
气温	最冷月平均	$^{\circ}\text{C}$	-18.4
	最热月平均	$^{\circ}\text{C}$	25.3

	极端最高	℃	41.7
	极端最低	℃	-36.8
	年平均	℃	7.7
平均风速	冬季	m/s	2.03
	夏季	m/s	3.76
	年平均	m/s	2.9
主导风及频率	冬季	%	/
	夏季	%	/
	年平均	%	W/11
极大风速及风向	风速	m/s	40
	风向	\	SE
最大积雪厚度		mm	330
最大冻土深度 平均值/极值		cm	108/146
地下土壤温度	-0.8m 处历年平均值	℃	9.8
	-1.6m 处历年平均值	℃	10.1
年蒸发量		mm	2431.2
大气压力	冬季	10 ³ kPa	966.9
	夏季	10 ² kPa	947.5
降水量	一日最大值	mm	14.3
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a	43/53
地震强度		度	VII

4.4 地表水系

呼图壁河是呼图壁县最大的河流，发源于天山主脊的喀拉乌成山及天格尔山，由南向北经高山区、中山区和低山区后进入平原区，在呼图壁县城以西 1.5km 处经过，在呼图壁镇的茆茆坝分为东西二河，东河进入小海子水库，西河进入大海子水库，呼图壁河全长 200km，主河道长约 176km，汇水面积 2375km²，为常年性河流。呼图壁河的径流形成源于山区沿途大气降水和冰雪融水，山区基岩裂隙水补给。该河多年平均径流量为 $4.54 \times 108\text{m}^3$ ，平均流量 14.5m³/s，夏季（6~8 月）占全年径流量 70.4%。河流年际变化小，最大 1.75 倍，水化学类型为 HCO₃⁻型，矿化度较低，适宜农田灌溉，是平原地区地下水的主要补给来源，也是项目区地下水的主要补给来源。

4.5 水文地质

呼图壁县地区广泛分布巨厚的第四系沉积层，为地下水的储存提供了良好的空间条件，根据区域水文地质调查资料，区内埋藏有丰富的孔隙潜水和承压水，以及沙漠底垫层水。潜水分布广泛，但在不同地段含水层岩性不同，富水程度差异较大，潜水含水层厚度由南向北逐渐变薄，岩性由粗变细，埋藏深度由深变浅。

在呼图壁流域地下水溢流带及其北部细土平原区，均有承压自流水的埋藏分布，承压含水层顶板埋深一般在 85m~130m 之间。

项目区地下水类型属第四系松散岩类孔隙水。含水层岩性为卵砾石、沙砾石，从扇顶至扇缘含水层由厚变薄，含水层颗粒由粗变细。富水性自南向北具有明显的弱—强—弱的变化规律。沿乌伊公路两侧宽 5km~13km 范围内为强富水带，饱水带厚度为 600m~700m，水位埋深 20m~40m，单井涌水量一般 800~5000m³/d，最大可达 7776.00m³/d。评价区内地下水径流条件好，水文地球化学作用以淋溶和迁移为主，水化学类型一般为 HCO₃—Ca·Na、HCO₃·SO₄—Ca·Na 型水，矿化度大都小于 1g/L，水质良好，适于灌溉和饮用。地下水总体由南向北径流，与项目区地下水有补给关系的河流为呼图壁河。呼图壁河出山口后，流经冲积扇透水良好的砾石带，河水经过天然渗漏补给形成第四系松散孔隙水，是该县境内平原地区地下水的主要来源。

5 环境现状调查与评价

5.1 环境空气质量现状监测与评价

5.1.1 项目所在区域环境空气达标情况

本工程地处昌吉回族自治州呼图壁县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

本次评价采用昌吉回族自治州 2023 年的监测数据，作为环境空气现状评价基

本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 5.1-1。

表 5.1-1 2023 年昌吉回族自治州空气质量监测数据统计表

污染物	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	7	60	11.7	/	达标
NO ₂	年平均	17	40	0.43	/	达标
PM ₁₀	年平均	83	70	118.6	/	达标
PM _{2.5}	年平均	48	35	137.1	/	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数 (mg/m^3)	1.2	4	30.0	/	达标
O ₃	保证率日最大 8h 平均 (90%)	143	160	89.4	/	达标

本项目所在区域环境空气中 2023 年各基本污染物浓度满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求，区域环境质量达标。

5.1.2 项目所在区域环境空气质量现状

5.1.2.1 基本污染物环境空气质量现状评价

由统计结果可知，项目所在区域环境空气指标达标，满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求。

5.1.2.2 其他污染物环境空气质量现状评价

1) 监测项目

本项目其他污染物为非甲烷总烃及硫化氢。

2) 监测布点

本次评价期间在新湖 1 井及新湖 101 下风向分别设置 1 个环境空气监测点位，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）“以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点”。环境空气现状监测点见表 5.1-2 和图 5-1。

表 5.1-2 其他污染物补充监测点位基本信息表

编号	点位	地理坐标
G1#	新湖 1	E 86.91730506, N 44.67878427
G2#	新湖 101	E 86.95760087, N 44.66554862

3) 监测时间与频率

非甲烷总烃监测 1 小时平均浓度。1 小时浓度每天采样 4 次，开机时间分别为每天 2:00、8:00、14:00、20:00 时，按《空气和废气监测分析方法（第四版）》（增补版）的要求。

新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2024 年 1 月 9 日~1 月 15 日进行了 7 天监测。

4) 监测分析方法

监测分析方法具体见表 5.1-3。

表 5.1-3 监测分析方法

序号	监测项目	分析方法	检出限
1	非甲烷总烃	HJ 604-2017 环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	0.07mg/m ³
2	硫化氢	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》（GB 11742-89）	0.005mg/m ³

图 5-1 环境空气现状监测布点图

5) 监测结果及环境质量现状评价结果

环境空气监测期间的气象参数见表 5.1-4，其他污染物环境质量现状监测数据见表 5.1-5。评价结果见表 5.1-6。

表 5.1-4 环境空气现状监测期间同步气象观测情况

采样点位	采样日期	气温℃	气压 kPa	风速 m/s	风向
------	------	-----	--------	--------	----

新湖 1 井场	2025.01.09				
新湖 1 井场	2025.01.10				
新湖 1 井场	2025.01.11				
新湖 1 井场	2025.01.12				
新湖 1 井场	2025.01.13				
新湖 1 井场	2025.01.14				
新湖 1 井场	2025.01.15				
新湖 101 井场	2025.01.09				
新湖 101 井场	2025.01.10				
新湖 101 井场	2025.01.11				
新湖 101 井场	2025.01.12				
新湖 101 井场	2025.01.13				
新湖 101 井场	2025.01.14				
新湖 101 井场	2025.01.15				

表 5.1-5 环境空气质量现状监测数据 (单位: mg/m^3)

采样点位名称	采样日期	监测频次	非甲烷总烃 (mg/m^3)	硫化氢 (mg/m^3)
本项目新湖 1 井场 下风向	2025.01.09	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2025.01.10	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2025.01.11	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		

采样点位 名称	采样日期	监测频次	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)
	2025. 01. 12	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 13	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 14	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 15	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
本项目新 湖 101 井 场下风	2024. 01. 9	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 10	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 11	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 12	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 13	第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		
	2024. 01. 14	第一次		
		第二次		
		第三次		

采样点位名称	采样日期	监测频次	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)
	2024. 01. 15	第四次		
		第一次		
		第二次		
		第三次		
		第四次		

表 5.1-6 环境空气质量现状评价结果

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范围 (μg/m ³)	最大浓度占 标率 (%)	超标率 (%)	达标情 况
G1 本项目 新湖 1 井 场下风向	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	540~600	30	0	达标
	硫化氢	1 小时平均	10	未检出	0	0	达标
G2 本项目 新湖 101 井场下风	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	540~620	31	0	达标
	硫化氢	1 小时平均	10	未检出	0	0	达标

从评价结果可以看出：监测点环境空气中非甲烷总烃能够满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求；H₂S 满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（10 μg/m³）的浓度限值要求。

5.2 地下水质量现状监测与评价

5.2.1 地下水水质现状调查

5.2.1.1 监测布点

1) 布点原则

本项目属于 I 类建设项目；地下水敏感程度属于不敏感。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 2 污染影响型评价工作等级划分表，评价等级为二级。

本项目所在区域地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，项目区地下水类型属第四系松散岩类孔隙水。含水层岩性为卵砾石、沙砾石，从扇顶至扇缘含水层由厚变薄，含水层颗粒由粗变细。

2) 监测点位设置情况

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求，拟建项目类别为 I 类，项目场地地下水环境敏感程度为不敏感，项目地下水评价等

级为二级。根据相关资料，项目区地下水流向大体为由南向北，拟建井区周边已建地下水井 5 口。因此，本次评价布设 5 个水质、水位监测点。

监测点基本情况详见表 5.2-1，监测点位图见图 5-2。

表 5.2-1 监测点位表

监测点编号	坐标	与项目区位置关系
W1		上游约 9km
W2		上游约 10km
W3		上游约 9km
W4		侧向约 4km
W5		下游约 6km

图 5-2 地下水监测布点图

3) 监测因子:

(1) 八大离子

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

(2) 基本因子

pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氯化物、总硬度、铁、锰、汞、砷、镉、六价铬、铅、铜、锌、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、钡、石油类，共 23 项。

5.2.1.2 监测时间和频率

监测单位：新疆正天华能环境工程技术有限公司。

监测时间：在 2025 年 1 月 13 日、2025 年 4 月 7 日，分别对每个点取一次水样进行检测。

5.2.1.3 评价标准

现状评价主要执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准限值，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类水质标准，具体项目的标准限值见表 1.5-3。标准中没有的水质因子，作为现状背景值备查。

5.2.1.4 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数公式分为以下两种情况：

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

其中： P_i 为第 i 个水质因子的标准指数（无量纲）， C_i 为第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）； C_{si} 为第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

对于评价标准值为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH \geq 7.0$$

其中： P_{pH} 为 pH 的标准指数（无量纲）；pH 为 pH 监测值； pH_{su} 为标准中 pH

的上限值， pH_{sd} 为标准中 pH 的下限值。

5.2.1.5 现状监测与评价结果

地下水水质地下水水位见表 5.2-2，现状监测结果及标准指数评价结果见表 5.2-3。

监测结果表明：石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、锰和钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。

表 5.2-2 地下水水位

监测点位编号	W1	W2	W3	W4	W5
水位埋深（m）					
井深（m）					
水温（℃）					

表 5.2-3 地下水环境质量现状监测结果及标准指数表（标准指数无量纲）

序号	监测项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率	超标率	标准值	W1			W2			W3			W4			W5		
		mg/L	mg/L	mg/L	--	%	%		监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH（无量纲）																						
2	总硬度																						
3	耗氧量（高锰酸盐指数）																						
4	硝酸盐（以 N 计）																						
5	亚硝酸盐（以 N 计）																						
6	氨氮																						
7	铁																						

石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书

8	锰																					
9	铅																					
10	镉																					
11	汞																					
12	砷																					
13	铜																					
14	锌																					
15	铬（六价）																					
16	溶解性总固体																					
17	挥发性酚类																					
18	钾																					
19	钠																					
20	钙																					
21	镁																					
22	碳酸根																					
23	碳酸氢根																					
24	氯化物																					
25	硫酸盐																					
26	硫化物																					
27	阴离子表面活性剂																					
28	钡																					
29	石油类																					

注：<为未检出，评价因子按照检出限一半计算。

5.2.2 包气带污染现状

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中 8.3.2.2 要求：“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，一般在 0cm~20cm 埋深范围内取一个样品，其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定，并说明理由。样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。”

本项目性质为新建（新建产能），地下水二级评价，但考虑到新湖 1 井探井钻井工程已完成，本次对钻井场地开展包气带污染现状调查，以说明油气勘探开发对地下水的影响。

5.2.2.1 监测布点

监测布点见表 5.2-4。

表 5.2-4 包气带监测点一览表

序号	名称			坐标	位置	取样深度
B1	井场	新湖 1 井场外 50m	监测点 1		井场内	0~20cm
						20cm~80cm
B2		新湖 1 井场内井口	背景点 1		井场外相对未受污染处	0~20cm
						20cm~80cm

5.2.2.2 监测项目

石油类、挥发性酚类、硫化物、汞、镉、砷、六价铬、铅。

5.2.2.3 监测时间与频率

新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2025 年 2025 年 1 月 10 日监测 1 天，每个采样点每层取 1 个混合样品。

5.2.2.4 监测方法

土壤浸出液检测方法见表 5.2-5。

表 5.2-5 土壤浸出液检测方法

监测项目	监测方法及依据	所用仪器	仪器编号	检出限
汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-933 原子荧光分光光度计	ZTHN-YQ-013	0.04 μg/L
砷				0.3 μg/L
铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 镉 12.1 铅 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	NovAA 400P 原子吸收分光光度计	ZTHN-YQ-012	2.5 μg/L
镉				0.5 μg/L
六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB/T 7467-1987)	L8 紫外可见分光光度计	ZTHN-YQ-417	0.004mg/L
硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	L8 紫外可见分光光度计	ZTHN-YQ-417	0.003mg/L
石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	L6 物联智能紫外可见分光光度计	ZTHN-YQ-143	0.01mg/L
挥发性酚类	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009) 方法 1 萃取分光光度法	L8 紫外可见分光光度计	ZTHN-YQ-417	0.0003mg/L
六价铬	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	L8 紫外可见分光光度计	ZTHN-YQ-417	0.004mg/L

5.2.2.5 监测结果

土壤浸出液检测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 土壤浸出液检测结果一览表

检测项目	单位	新湖 1 井井口附近	新湖 1 井井场外 50m
石油类	mg/L		
挥发性酚类	mg/L		
硫化物	mg/L		
汞	mg/L		
镉	μg/L		
砷	mg/L		
铅	mg/L		
六价铬	mg/L		

根据监测结果可知，在建新湖 1 井场可能污染的点和对照点（未受到污染的点）的浸溶液浓度均未检出，能说明油气勘探开发过程中对包气带影响较小。

5.3 声环境质量现状监测与评价

5.3.1 监测布点

1) 布点原则

项目周边 200m 范围内无声环境敏感目标，本次选取拟建井场新湖 101 东侧及新湖 102 东南侧空地测量区域声环境现状，及在建井场新湖 1 井厂界噪声。

2) 监测点位

本次声环境现状监测点位详见表 5.3-1，监测布点见图。

表 5.3-1 声环境现状监测点位情况一览表

序号	监测点位	坐标	备注
1	新湖 1 井场		厂界噪声
2	新湖 101 井场东南侧		声环境质量现状
3	新湖 102 井场东南侧		声环境质量现状

图 5-3 噪声现状监测布点图

5.3.2 监测项目

等效连续 A 声级（Leq）。

5.3.3 监测方法

按《声环境质量标准》（GB 3096-2008）要求进行，使用的监测仪器包括 AWA5688 多功能声级计、AWA6022A 型噪声校准器。

5.3.4 监测时间及频率

新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2025 年 1 月 14 日~1 月 15 日连续监测 2 天，每天昼间和夜间各 1 次。

5.3.5 现状监测与评价结果

区域声环境监测结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 区域声环境现状监测结果情况一览表（单位：dB（A））

检测点位		2025. 1. 14~11. 15				2024. 1. 15~1. 16			
新湖 101 井场	拟建井场所在地								
新湖 102 井场	拟建井场所在地								

5.3.6 新湖 1 井厂界噪声

新湖 1 井厂界监测结果见表 5.3-2。

表 5.3-3 新湖 1 井厂界监测结果情况一览表（单位：dB（A））

检测点位		2025. 1. 14~11. 15				2024. 1. 15~1. 16			
新湖 1 井场	厂界东侧外 1m 处#								
	厂界南侧外 1m 处								
	厂界西侧外 1m 处								
	厂界北侧外 1m 处								

从上述声环境现状监测结果可以看出，区域声环境符合《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类区限值要求；新湖 1 井厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））要求。

5.4 土壤环境质量现状监测与评价

5.4.1 土壤类型调查

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目兼具污染影响类和生态影响类，其中污染类评价等级为以及生态类评价等级为二级、评价范围分别为拟建井场周边 1000m 和 2000m。

根据国家土壤信息服务平台查询，本项目评价范围内土壤类型为**流动风沙土**。国家土壤信息服务平台网址：<http://www.soilinfo.cn/map/index.aspx>，项目所在区域土壤类型见图 5-4。

图 5-4 项目所在区域土壤类型图

5.4.2 土壤理化特性调查

新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2025 年 1 月 11 日对拟建项目所在地土壤理化特性进行了现状调查，调查结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 柱状点土壤理化特性调查表

采样日期		2025. 1. 11	
经度		纬度	
层次			
现场记录	颜色		
	结构		
	质地		
	砂砾含量/（%）		
	其他异物		
	氧化还原电位/（mV）		
实验室测定	pH 值		
	阳离子交换量/（ cmol^+/kg ）		
	土壤容重/（ g/cm^3 ）		
	孔隙度/（%）		
	渗滤率（饱和导水率）（ cm/s ）		
土壤结构类型通常分为：块状结构体、核状结构体、柱状结构体、片状结构体、团粒结构体。			

5.4.3 土壤环境现状监测及评价

5.4.3.1 监测布点

1) 布点原则

(1) 监测点数量

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）及项目特点，本次共布设监测点位 12 个。

(2) 布点原则

本项目属于新建项目，且评价范围内有 1 种土壤类型，占地范围内主要在可能受影响最重的井场、相对未受人为污染处进行布点，以调查在建工程土壤环境质量现状；占地范围外主要在在建工程厂界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点。

2) 现状监测点

本项目土壤环境现状监测布点见表 5.4-2。

5.4.3.2 监测项目

建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；

农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、锌、镍、铜。

特征因子：pH 值、石油类、石油烃（C6-C9）、汞、砷、六价铬、土壤含盐量、石油烃（C10-C40）。

表 5.4-2 土壤监测布点一览表

监测点位	监测位置	具体位置	布点类型	选点依据	土地性质
S1	新湖 1 井场内	现有井口周围	柱状样点	可能受污染影响最重的区域	二类建设用地
S2	新湖 101 井场内	井场内	柱状样点	调查井场内土壤污染现状	二类建设用地
S3	新湖 102 井场内	井场内	柱状样点	调查井场内土壤污染现状	二类建设用地
S4	新湖 1 井场内	井场内	柱状样点	调查井场内土壤污染现状	二类建设用地
S5	新湖 2 井场内	井场内	柱状样点	调查井场内土壤污染现状	二类建设用地
S6	新湖 101 井场	井场内	表层样点	调查井场内土壤污染现状	二类建设用地
S7	新湖 1 井场内	井场内	表层样点	调查井场内相对未受人为污染区域	二类建设用地
S8	新湖 2 井场	井场内	表层样点	调查井场内土壤污染现状	二类建设用地
S9	新湖 1 井场外牧草地	井场外	表层样点	调查井场外土壤污染现状	牧草地
S10	新湖 1 井场外牧草地	井场外	表层样点	调查井场外土壤污染现状	牧草地
S11	新湖 101 井场外牧草地	井场外	表层样点	调查井场外土壤污染现状	牧草地
S12	新湖 102 井场外牧草地	井场外	表层样点	调查井场外土壤污染现状	牧草地

备注：a. 表层样在 0m~0.2m 取样；

b. 柱状样在 0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样；

c. 表层样监测点土壤监测取样方法参照 HJ/T 166 执行；柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ 25.1 和 HT 25.2 执行。

图 5-5 土壤监测布点示意图

5.4.3.3 监测时间和频率

采样 1 次，取剖面样，不得混合；按照生态环境部门颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。新疆正天华能环境工程技术有限公司于 2025 年 1 月 1 日及 2025 年 4 月 7 日对项目评价范围内土壤进行取样。

5.4.3.4 监测方法

监测分析方法具体见表 5.4-3。

表 5.4-3 土壤环境现状监测方法

序号	检测项目	检测依据	测试仪器及编号	检出限
1	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）	NovAA 400P 原子吸收分光光度计（ZTHN-YQ-012）	1mg/kg
2	镍			3mg/kg
3	铅			10mg/kg
4	锌			1mg/kg
5	铬			4mg/kg
6	镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	NovAA 400P 原子吸收分光光度计（ZTHN-YQ-012）	0.01mg/kg
7	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-933 原子荧光分光光度计（ZTHN-YQ-013）	0.002mg/kg
8	砷			0.01mg/kg
9	铬（六价）	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）	NovAA 400P 原子吸收分光光度计（ZTHN-YQ-012）	0.5mg/kg
10	氯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	GC-MS 气相色谱质谱（联用）仪（ZTHN-YQ-366）	1.0 μg/kg
11	1,1-二氯乙烯			1.0 μg/kg
12	二氯甲烷			1.5 μg/kg

13	反式-1,2-二氯乙烯			1.4 μ g/kg
14	1,1-二氯乙烷			1.2 μ g/kg
15	顺式-1,2-二氯乙烯			1.3 μ g/kg
16	邻二甲苯			1.2 μ g/kg
17	苯乙烯			1.1 μ g/kg
18	1,1,2,2-四氯乙烷			1.2 μ g/kg
19	1,2,3-三氯丙烷			1.2 μ g/kg
20	1,4-二氯苯			1.5 μ g/kg
21	1,2-二氯苯			1.5 μ g/kg
22	氯甲烷			1.0 μ g/kg
23	氯仿			1.1 μ g/kg
24	1,1,1-三氯乙烷			1.3 μ g/kg
25	四氯化碳			1.3 μ g/kg
26	苯			1.9 μ g/kg
27	1,2-二氯乙烷			1.3 μ g/kg
28	三氯乙烯			1.2 μ g/kg
29	甲苯			1.3 μ g/kg
30	四氯乙烯			1.4 μ g/kg
31	1,2-二氯丙烷			1.1 μ g/kg

32	1, 1, 2-三氯乙烷			1.2 μ g/kg
33	氯苯			1.2 μ g/kg
34	1, 1, 1, 2-四氯乙烷			1.2 μ g/kg
35	乙苯			1.2 μ g/kg
36	间二甲苯+对二甲苯			1.2 μ g/kg
37	苯并[a]蒽	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》 (HJ 834-2017)	GC-MS 气相色谱质谱(联用)仪 (ZTHN-YQ-125)	0.1mg/kg
38	蒽			0.1mg/kg
39	苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg
40	苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
41	苯并[a]芘			0.1mg/kg
42	茚并[1, 2, 3-cd]芘			0.1mg/kg
43	二苯并[a, h]蒽			0.1mg/kg
44	2-氯酚			0.06mg/kg
45	硝基苯			0.09mg/kg
46	萘			0.09mg/kg
47	石油烃 ($C_{10}\sim C_{40}$)	《土壤和沉积物 石油烃 ($C_{10}\sim C_{40}$) 的测定 气相色谱法》 (HJ 1021-2019)	气相色谱仪 (ZTHN-YQ-014)	6mg/kg
48	苯胺	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》 (HJ 834-2017)	GC-MS8600 气相色谱-质谱联用仪 (XHJ-ZBJCSB-259)	0.1mg/kg
49	pH 值	《土壤 pH 的测定 电位法》	S220 酸度计	/

		(HJ 962-2018)	(ZTHN-YQ-036)	
50	水溶性盐总量	《土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定》(NY/T 1121.16-2006)	AL204 电子天平 (1/10000) (ZTHN-YQ-011) DHG-9123A 鼓风干燥箱 (ZTHN-YQ-094)	/
51	石油类	《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》(HJ 1051-2019)	OIL480 红外测油仪 (ZTHN-YQ-016)	4mg/kg
52	石油烃 (C ₆ -C ₉)	《土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定 吹扫捕集/气相色谱法》(HJ 1020-2019)	气相色谱仪 (ZTHN-YQ-014)	0.04mg/kg

5.4.3.5 评价方法

采用标准指数法进行评价，另外 pH、石油类、土壤盐分含量、石油烃 (C₆~C₉) 无标准，作为背景值，不进行评价。

其计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_0$$

式中：P_i—i 污染物指数；

C_i—i 污染物实测值，mg/kg；

C₀—i 污染物质量标准，mg/kg。

5.4.3.6 现状监测结果

土壤环境质量现状监测结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 土壤环境质量现状监测结果

序号	检测项目	单位	检测结果																	
	采样点位		1#			2#			3#			4#			5#			6#	7#	8#
	采样深度（m）		0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	0~0.2	0~0.2
1	砷	mg/kg																		
2	镉	mg/kg																		
3	铬（六价）	mg/kg																		
4	铜	mg/kg																		
5	铅	mg/kg																		
6	汞	mg/kg																		
7	镍	mg/kg																		
8	四氯化碳	mg/kg																		
9	氯仿	mg/kg																		
10	氯甲烷	mg/kg																		
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg																		
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg																		
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg																		
14	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg																		
15	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg																		
16	二氯甲烷	mg/kg																		
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg																		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg																		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg																		
20	四氯乙烯	mg/kg																		
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg																		
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg																		
23	三氯乙烯	mg/kg																		
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg																		
25	氯乙烯	mg/kg																		
26	苯	mg/kg																		
27	氯苯	mg/kg																		
28	1,2-二氯苯	mg/kg																		
29	1,4-二氯苯	mg/kg																		
30	乙苯	mg/kg																		
31	苯乙烯	mg/kg																		
32	甲苯	mg/kg																		
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg																		
34	邻二甲苯	mg/kg																		

序号	检测项目	单位	检测结果																	
	采样点位		1#			2#			3#			4#			5#			6#	7#	8#
	采样深度（m）		0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	0～0.5	0.5～1.5	1.5～3	0～0.2	0～0.2	0～0.2
35	硝基苯	mg/kg																		
36	苯胺	mg/kg																		
37	2-氯酚	mg/kg																		
38	苯并[a]蒽	mg/kg																		
39	苯并[a]芘	mg/kg																		
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg																		
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg																		
42	蒽	mg/kg																		
43	二苯并[a，h]蒽	mg/kg																		
44	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg																		
45	萘	mg/kg																		
46	pH 值	无量纲																		
47	石油类	mg/kg																		
48	*石油烃（C ₆ ～C ₉ ）	mg/kg																		
49	石油烃（C ₁₀ ～C ₄₀ ）	mg/kg																		
50	水溶性盐总量	g/kg																		

表 5.4-5 土壤环境质量现状监测结果

序号	检测项目	单位	检测结果			
	采样点位		9#	10#	11#	12#
	采样深度（m）		0～0.2	0～0.2	0～0.2	0～0.2
1	镉		mg/kg			
2	汞		mg/kg			
3	砷		mg/kg			
4	铅		mg/kg			
5	铬		mg/kg			
6	铜		mg/kg			
7	镍		mg/kg			
8	锌		mg/kg			
9	pH 值		无量纲			
10	石油类		mg/kg			
11	石油烃（C ₆ ～C ₉ ）		mg/kg			
12	石油烃（C ₁₀ ～C ₄₀ ）		mg/kg			
13	水溶性盐总量		g/kg			

序号	检测项目	单位	检测结果			
	采样点位		9#	10#	11#	12#
	采样深度（m）		0～0.2	0～0.2	0～0.2	0～0.2
14	铬（六价）	mg/kg				

5.4.3.7 现状评价结果

本次评价样本数量、检出率、超标率见表 5.4-6，标准指数、最大值、最小值、均值、标准差和最大超标倍数评价结果见表 5.4-7。

表 5.4-6 土壤环境质量现状评价结果（样本数量和检出率）

序号	全部样本数量	检出率	超标率
1	16	100%	0

由评价结果可知，项目占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。

井场外牧草地特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求，井场外牧草地各项监测指标满足参照执行的《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 风险筛选值要求。

对于本项目特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）来说，井场内外差值不大，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

表 5.4-7 土壤环境质量现状评价结果（占地范围内）

序号	检测项目	最大 值	最小 值	均值	标准差	最大 超 标 倍 数	现状评价结果																	
	采样点位	mg/kg					1#			2#			3#			4#			5#			6#	7#	8#
	采样深度 (m)						0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	0~0.2	0~0.2
1	石油烃 (C ₁₀ ~ C ₄₀)																							
2	砷																							
3	镉																							
4	铬（六 价）																							
5	铜																							
6	铅																							
7	汞																							
8	镍																							
9	四氯化碳																							
10	氯仿																							
11	氯甲烷																							
12	1,1-二氯 乙烷																							
13	1,2-二氯 乙烷																							
14	1,1-二氯 乙烯																							
15	顺式- 1,2-二氯 乙烯																							
16	反式- 1,2-二氯 乙烯																							
17	二氯甲烷																							
18	1,2-二氯 丙烷																							
19	1,1,1,2- 四氯乙烷																							
20	1,1,2,2- 四氯乙烷																							
21	四氯乙烯																							
22	1,1,1-三 氯乙烷																							
23	1,1,2-三 氯乙烷																							
24	三氯乙烯																							
25	1,2,3-三 氯丙烷																							

序号	检测项目	最大值	最小值	均值	标准差	最大超标倍数	现状评价结果																	
	采样点位	mg/kg					1#			2#			3#			4#			5#			6#	7#	8#
	采样深度 (m)						0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2	0~0.2	0~0.2
26	氯乙烯																							
27	苯																							
28	氯苯																							
29	1,2-二氯苯																							
30	1,4-二氯苯																							
31	乙苯																							
32	苯乙烯																							
33	甲苯																							
34	间二甲苯+对二甲苯																							
35	邻二甲苯																							
36	硝基苯																							
37	*苯胺																							
38	2-氯酚																							
39	苯并[a]蒽																							
40	苯并[a]芘																							
41	苯并[b]荧蒽																							
42	苯并[k]荧蒽																							
43	蒽																							
44	二苯并[a, h]蒽																							
45	茚并[1、2、3-cd]芘																							
46	萘																							

表 5.4-8 土壤环境质量现状评价结果（占地范围外牧草地）

序号	检测项目	最大值	最小值	均值	标准差	最大超标 倍数	现状评价结果			
	采样点位	mg/kg					9#	10#	11#	12#
	采样深度（m）						0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2
1	镉									
2	汞									

序号	检测项目	最大值	最小值	均值	标准差	最大超标 倍数	现状评价结果			
	采样点位	mg/kg					9#	10#	11#	12#
	采样深度（m）						0~0.2	0~0.2	0~0.2	0~0.2
3	砷									
4	铅									
5	铬									
6	铜									
7	镍									
8	锌									
12	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）									

5.5 生态环境质量现状调查与评价

5.5.1 调查范围、调查内容及调查方法

5.5.1.1 调查范围

调查区域涵盖了区域自然系统生态完整性维护和敏感生态目标保护所需要的区域，其中特别关注：

- 1) 项目直接影响区，如天然林、公益林、生态保护红线、国家公园、自然公园、风景名胜区等。
- 2) 可能受到工程影响的区域。

5.5.1.2 调查内容

- 1) 评价区自然地理和生态现状调查，如：地貌、海拔、土壤类型、植被类型及空间分布、植被生物量、植被覆盖度等情况。
- 2) 评价区自然系统生态完整性调查。
- 3) 敏感生态目标现状调查，如生态保护红线区、国家公园、沙化封禁保护区、自然保护区、公益林、天然林等。

5.5.1.3 调查方法及调查范围

拟建项目生态环境影响评价等级为二级评价，本次评价主要采用定量分析的方法对评价范围内土地利用现状、植被现状、野生动植物现状、生态系统类型等进行分析。敏感目标调查是通过广泛的资料收集、分析，结合现场观察和访问。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），调查范围为井场周围 50m。

5.5.2 评价区生态环境相关区划与规划

5.5.2.1 项目所在位置在《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的定位

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：

按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

本工程所在昌吉回族自治州呼图壁县属于国家级农产品主产区——天山北坡主产区，为限制开发区域——限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的区域；功能定位是保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义

新农村建设的示范区。本工程属于油气资源开发，不属于大规模、高强度城镇化工业化开发项目，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

项目在主体功能区划位置示意图见图 5-6。

5.5.2.2 项目所在位置在《新疆生态功能区划》中的定位

根据《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日），本项目所在地的生态区属于项目所在区域属于 II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II 5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区。

项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5.5-1 和图 5-7。

表 5.5-1 本项目评价区生态环境功能区划一览表

其他本项目所在区域的生态功能分区单元	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	II 5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	26. 乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能	工农畜产品生产、人 居 环境、荒漠化控制		
主要生态环境问题	地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、轻度敏良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁		
主要生态敏感因子、敏感程度	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		
主要保护目标	保护绿洲农田、保护城市大气和水环境质量、保护荒漠植被、保护农田土壤环境质量		
主要保护措施	节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理		
适宜发展方向	发展优质高效农牧业，美化城市环境，建设健康、稳定的城乡生态系统与人居环境		

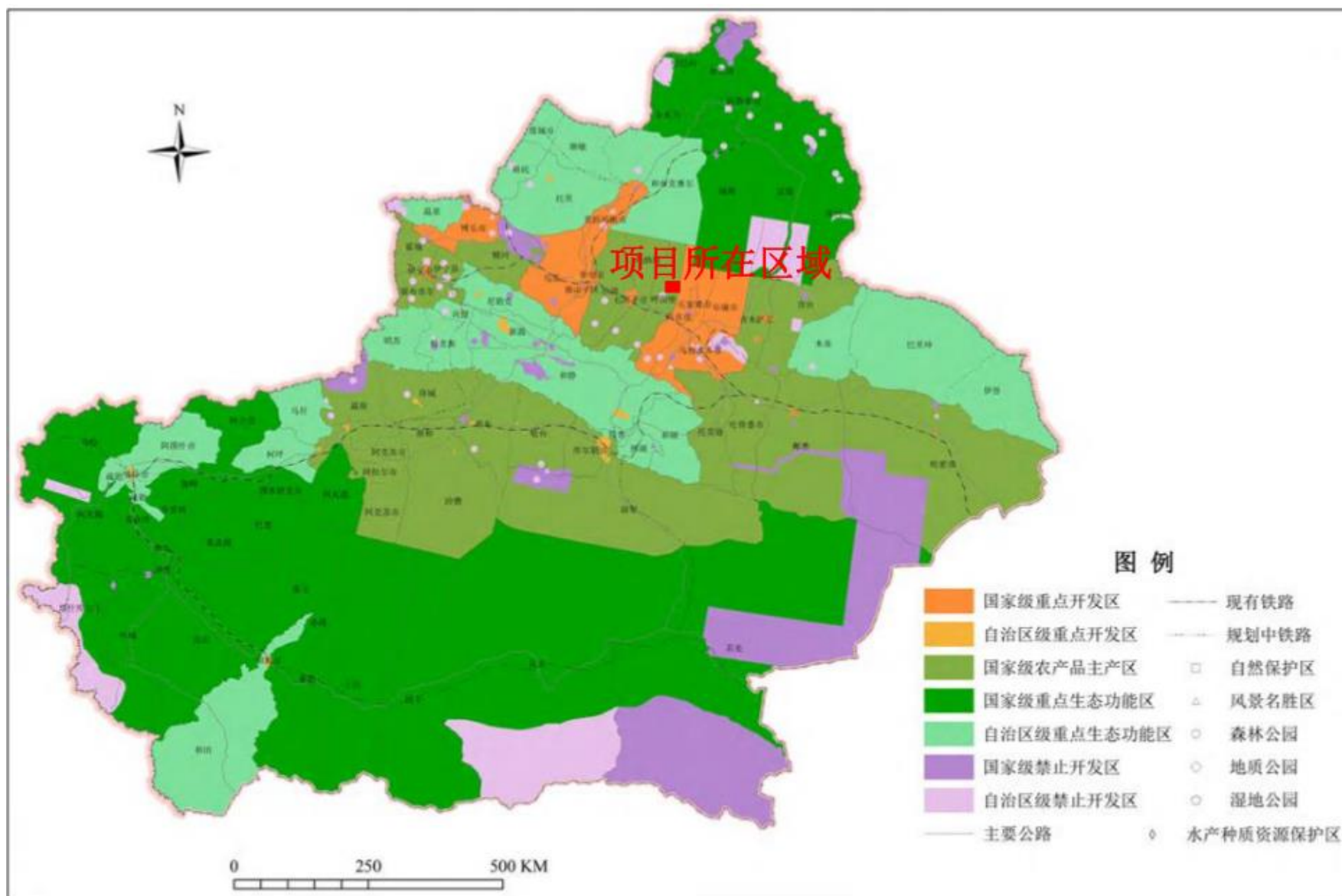


图 5-6 主体功能区划图

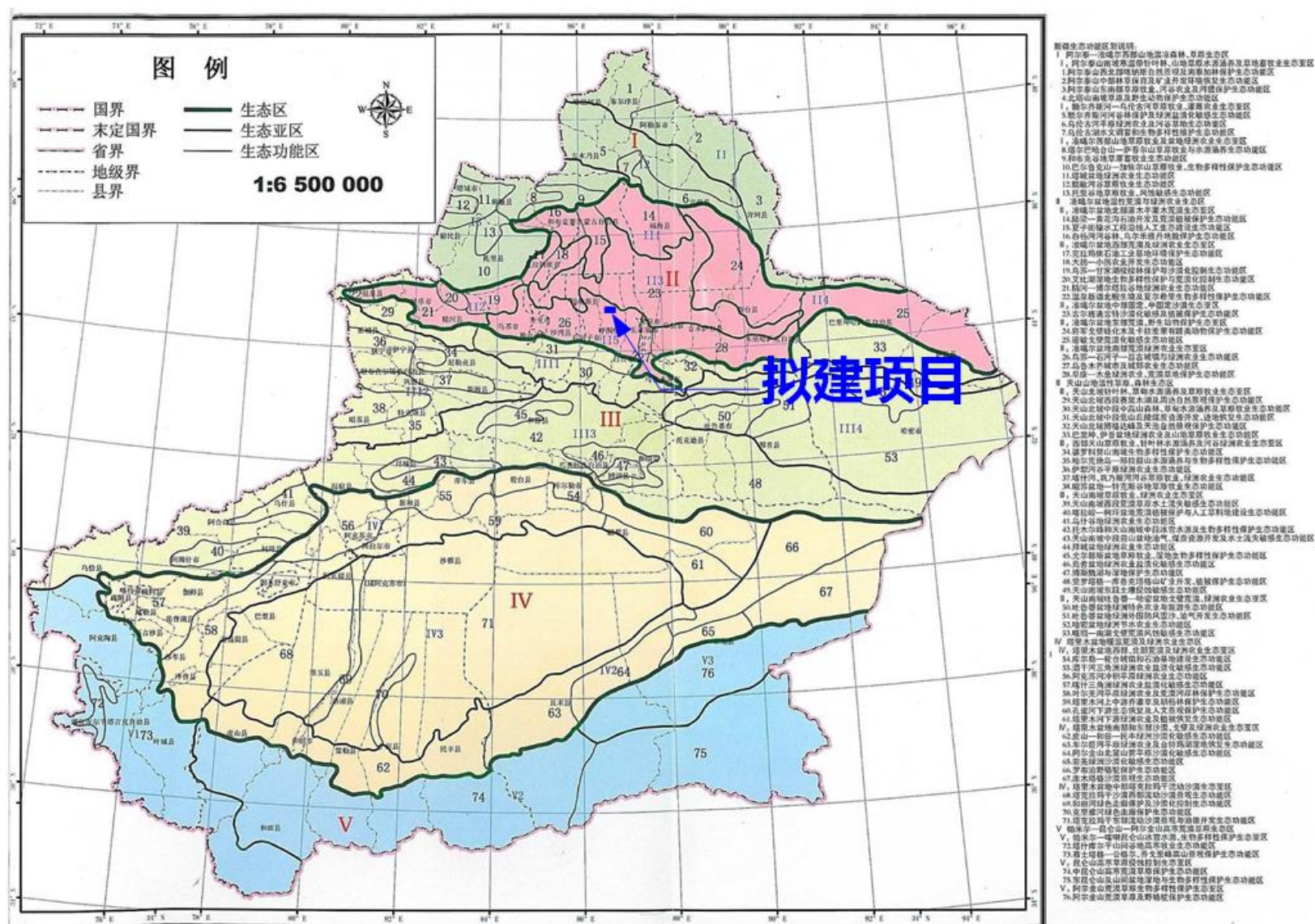


图 5-7 自治区生态功能区划图

5.5.3 评价区生态系统类型与特点

5.5.3.1 生态系统类型及特点

5.5.3.2 生态系统类型

评价区属大陆性干旱、半干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

评价区内评价范围属于自然生态系统（草地生态系统），其结构层次清晰，生态功能较为完善。

5.5.3.3 草地生态系统调查与评价

草地生态系统（Grassland Ecosystem）是一种以草本植物为主的植被类型所组成的生态系统。草地生态系统在全球范围内分布广泛，从温带到热带，从湿润地区到干旱地区都能找到草地的存在，也是新疆天山以北的地区分布较为广泛的一类生态系统类型，在本评价范围内主要分布在项目区西部，以及河流两侧与农田生态系统过度的区域。草地生态系统具有独特的生态功能和经济价值，对于维持生物多样性、保持水土、调节气候等方面具有重要作用。

本项目评价范围为 15.55km²，均为草地生态系统，占评价区域总面积的 100%。草地生态系统中植被组成主要由多年生或一年生的草本植物组成，如禾本科（Gramineae）植物。此外，还有一些灌木和少量的树木；

草地支持着丰富的生物多样性，包括各种草食性动物、捕食者以及寄生生物等；草地生态系统通常具有明显的季节性变化，如春季植物生长旺盛，夏季可能遭遇干旱，秋季植物开始枯萎，冬季则可能休眠或凋谢；草地的土壤通常肥沃，因为草根发达，有助于土壤结构的形成和有机质的积累。草地生态系统的生态价值表现为草地为众多植物、昆虫、哺乳动物等提供了栖息地，是生物多样性的重要组成部分；草本植物的根系可以固定土壤，减少侵蚀，保持水土；草地通过光合作用吸收二氧化碳，释放氧气，对于缓解气候变化具有积极作用；草地是畜牧业的基础，为牲畜提供饲料，同时也支持着旅游业的发展。

草地生态系统面临着多种威胁，包括过度放牧、农业扩张、气候变化等。为了保护草地生态系统，采取了一系列措施，如合理放牧、恢复退化草地、建立自然保护区等。草地生态系统在全球范围内扮演着重要的角色，对于维护生态平衡、

促进可持续发展具有不可替代的作用。保护草地生态系统，不仅是保护自

然环境，更是为了人类自身的长远利益。

图 5-8 项目所在区域生态系统示意图

5.5.3.4 生物量调查

本项目区土地利用现状为牧草地，因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠，气候极端干燥，植被盖度极低，主要植物种类为梭梭等植物。

参考《准噶尔盆地梭梭群落生物量和碳储量》（牛攀新等，2014 年，生态学报），项目所在区域平均生物量 $9.8\text{t}/\text{hm}^2$ ，本项目生态评价范围为 15.55hm^2 ，则评价区生物量约 152.39t 。

5.5.4 土地利用现状调查与评价

5.5.4.1 调查方法

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法。本次遥感数据采用 2022 年 4 月 15 日 Landsat8 卫星遥感影像，分辨率为 30m。分析方法为首先应用 ARCGIS10.3 进行手工解译，然后进行现场校验。土地类型参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）中的用地类型划分方法。

5.5.4.2 评价范围土地利用现状

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）及遥感影像解译结果统计知，评价区以天然牧草地为主要用地类型，占评价范围总面积的 100%。

评价区土地利用类型现状统计见表 5.5-2 及图 5-10。

表 5.5-2 评价区土地利用现状表

一级类		二级类		面积 (hm^2)	面积占比 (%)
编码	名称	编码	名称		
12	草地	0401	天然牧草地	15.55	100.00

5.5.4.1 工程直接影响区域土地利用现状

通过把井场分布情况与项目所在区域土地利用现状图进行叠加处理，得到项目占地的土地利用现状。本项目占地总面积应为 14.44hm^2 ，均为永久占地，占地类型均为牧草地，项目所在地利用现状照片见图 5-9。

	
拟建井场	拟建井场

图 5-9 本项目占地类型现状图

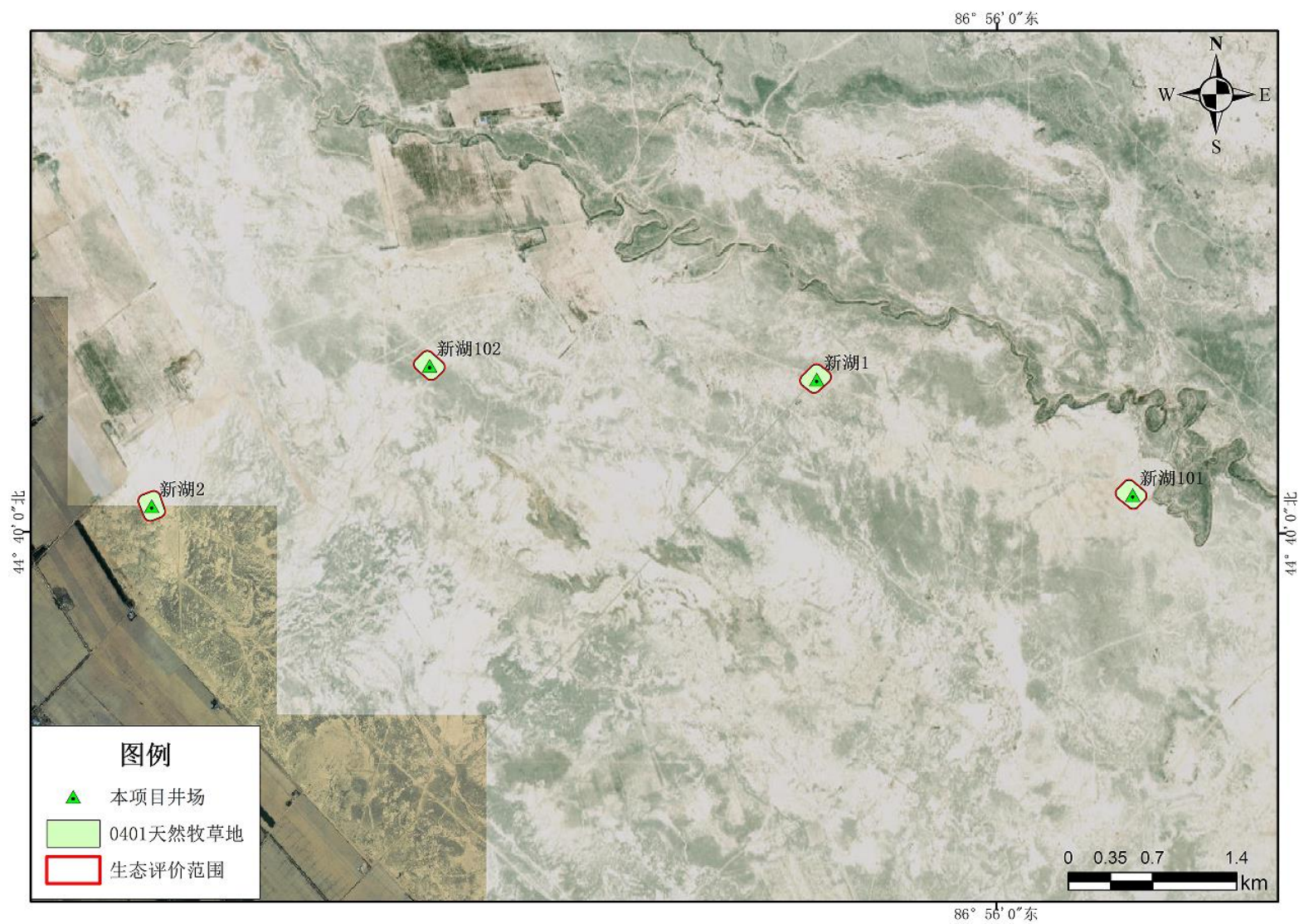


图 5-10 项目所在区域土地利用现状图

5.5.5 陆生生态现状调查及评价

5.5.5.1 植被现状调查与评价

5.5.5.2 调查方法

调查采用文献资料收集、遥感解译辅以野外实地调查相结合的方法。

资料收集以林业调查资料以及相关生态资源调查资料和期刊文献为主。参考的技术资料包括《中国植物志》、《中国植被》（吴征镒，1980）、《国家重点保护野生植物名录》（2021 年 9 月 7 日）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023 年 12 月 29 日）等分析调查区域内植物物种组成、植被类型和分布格局，了解国家或自治区级重点保护植物的分布和数量。

本次遥感数据采用 2022 年 4 月 15 日 Landsat8 卫星遥感影像，分辨率为 30m。分析方法为首先应用 ARCGIS10.3 进行手工解译，然后进行现场校验。

5.5.5.3 植被类型及植被特点

1) 区域植被类型及植被特点

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。

表 5.5-3 评价区主要植物群落调查统计表

植被型	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
二) 新疆荒漠区 (亚非荒漠区的一部分)	A. 北疆荒漠亚区 (与哈萨克斯坦荒漠同属一亚区)	III. 准噶尔荒漠省	b. 准噶尔荒漠亚省	17. 乌苏-奇台洲

2) 现状统计

评价区内植被现状统计情况见表 5.5-4，有植被区域整体以天然沙生植被型为主，主要为梭梭、骆驼蓬等。

表 5.5-4 评价区内植被类型表

植被型	植被群系	面积 (hm ²)	面积占比 (%)
荒漠植被	梭梭、骆驼蓬	15.55	100.0
合计		15.55	100.0

5.5.5.4 植被多样性

评价区生态条件较差，地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。

根据《中国植被》（1980 年）分类原则，通过参考相关资料，并结合现场踏勘、征询当地林业部门等意见得出评价区主要植物名录，评价区分布植物约 2 种，主要集中在藜科、骆驼蓬属。评价区内主要植物名录详见表 5.5-5、现场调查照片见表 5.5-13。

表 5.5-5 评价区内主要植物名录

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	骆驼蓬	蒺藜科	骆驼蓬属	<i>Peganum harmala</i>	++

注：++常见种，+少见种。

5) 植物群落样方调查

(1) 调查时间

2024 年 10 月在评价范围内进行了现场踏勘，建立了遥感影像解译标志。

(2) 布设原则

本次在主要工程直接占地区域、生态敏感区、主要植被群落附近等区域均布设了样方。

(3) 样方信息统计

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 7.3 生态现状调查要求：“根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，一级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 5 个，二级评价不少于 3 个”。

拟建项目生态评价等级为二级。根据现场踏勘，工程周边主要以梭梭群落、骆驼蓬群落为主，本次主要针对梭梭群落进行样方调查，共设置样方 3 个，植物群落调查样方点位置具体情况见表 5.5-6，样方调查表见表 5-29～表 5-31。

表 5.5-6 植物群落调查样方点位置

序号	群落种类	与工程关系			
		工程名称	方位	最近距离（m）	占用情况
1	梭梭群落	拟建新湖 1 井场	/	/	永久占用
2	骆驼蓬群落	拟建新湖 101 井场	/	/	永久占用
3	骆驼蓬群落	拟建新湖 102 井场	/	/	永久占用
4	梭梭群落	拟建新湖 2 井场	/		永久占用

表 5.5-7 1#点位样方调查结果表

调查日期	2024 年 10 月 19 日	样方总面积	10m×10m	记录人	孟宪策
------	------------------	-------	---------	-----	-----

植被类型	梭梭		地形	沙漠	海拔（m）	
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡 度 （°）	—
地点	拟建新湖 1 井场		经纬度	85.91496802° E, 46.10985445° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	3%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> , 高 0.3~1.5m, 株距 5m				
草本层	1%	骆驼蓬 <i>Salsolapasserina</i> , 高 0.1~0.4m, 株距 2m				

表 5.5-8 2#点位样方调查结果表

调查日期	2024 年 10 月 19 日		样方总面积	10m×10m	记录人	孟宪策
植被类型	骆驼蓬		地形	沙漠	海拔（m）	
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡 度 （°）	—
地点	拟建新湖 101 井场		经纬度	85.91496802° E, 46.10985445° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	0%	/				
草本层	20%	骆驼蓬 <i>Salsolapasserina</i> , 高 0.1~0.4m, 株距 0.8m				

表 5.5-9 3#点位样方调查结果表

调查日期	2024 年 10 月 19 日		样方总面积	10m×10m	记录人	孟宪策
植被类型	骆驼蓬		地形	沙漠	海拔（m）	
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡 度 （°）	—
地点	拟建新湖 102 井场		经纬度	85.91496802° E, 46.10985445° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	0%	/				
草本层	15%	骆驼蓬 <i>Salsolapasserina</i> , 高 0.1~0.4m, 株距 1m				

表 5.5-10 4#点位样方调查结果表

调查日期	2024 年 10 月 19 日		样方总面积	10m×10m	记录人	孟宪策
植被类型	梭梭		地形	沙漠	海拔（m）	
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡度（°）	—
地点	拟建新湖 2 井场		经纬度	86.84742729° E, 44.66858470° N		
分层	盖	种类组成	考察照片			

	度		
乔木层	5%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> , 高 0.3~1.5m, 株距 2m	
草本层	2%	骆驼蓬 <i>Salsolapasserina</i> , 高 0.1~0.3m, 株距 2m	

表 5.5-11 5#点位样方调查结果表

调查日期	2024 年 10 月 19 日		样方总面积	10m×10m	记录人	孟宪策
植被类型	梭梭		地形	沙漠	海拔（m）	
土壤类型	风沙土		坡向（° ）	—	坡度（° ）	—
地点	拟建新湖 1 井场		经纬度	86.91646160° E，44.67947799° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	2%	梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i> ，高 0.3～1.5m，株距 1m				
草本层	1%	骆驼蓬 <i>Salsolapasserina</i> ，高 0.1～0.3m，株距 2m				

表 5.5-12 6#点位样方调查结果表

调查日期	2024 年 10 月 19 日		样方总面积	10m×10m	记录人	孟宪策
植被类型	骆驼蓬		地形	沙漠	海拔（m）	
土壤类型	风沙土		坡向（°）	—	坡度（°）	—
地点	拟建 102 井场		经纬度	85.91496802° E, 46.10985445° N		
分层	盖度	种类组成	考察照片			
乔木层	0%	/				
草本层	16%	骆驼蓬 <i>Salsolapasserina</i> , 高 0.1~0.4m, 株距 0.8m				

图 5-11 评价区内植被类型遥感解译

表 5.5-13 评价区内主要植物调查照片

骆驼蓬	梭梭群系
骆驼蓬	梭梭群系

5.5.5.5 植被覆盖度

本次评价基于遥感估算植被覆盖度，方法采用植被指数法。选择了陆地资源卫星 Landsat8 影像数据，时段为 2022 年 7 月，分辨率 30m，处理系统采用 ENVI (The Environment for Visualizing Images)，提取 NDVI 影像上通过建模实现植被覆盖度 (FVC) 的计算。

植被覆盖度可用于定性分析评价范围内的植被现状。本次评价基于遥感估算植被覆盖度采用植被指数法。

植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数 (NDVI) 估算植被覆盖度的方法如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中：FVC——所计算像元的植被覆盖度；

NDVI——所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

从遥感解译结果可以看出，本项目评价范围内属于较低植被覆盖度。植被覆盖区域主要为裸露地表、少量梭梭群系，植被覆盖度 (FVC) 的估算结果符合该地区的生态环境特征。评价区植被覆盖度见图 5-12。

表 5.5-14 评价区植被覆盖度统计表

序号	覆盖度类型	植被覆盖度	面积 (hm ²)	面积比例 (%)
1	低植被覆盖度	0~0.2	15.55	100
2	较低植被覆盖度	0.2~0.4	/	/
3	中度植被覆盖度	0.4~0.6	/	/
4	较高植被覆盖度	0.6~0.8	/	/
5	高度植被覆盖度	0.8~1.0	/	/
合计			15.55	100

图 5-12 评价区植被覆盖度示意图

5.5.5.6 公益林、天然林

根据与呼图壁县自然资源局对接项目情况，本项目生态评价范围不涉及公益林、天然林。项目与周边公益林区位关系示意图见图 5-13。

图 5-13 本项目与周边公益林区位关系示意图

5.5.5.7 古树名木现状调查

根据与呼图壁县自然资源局对接项目情况，本项目评价范围不涉及古树名木。

5.5.5.8 动物现状调查与评价

5.5.5.9 调查方法

调查采用文献资料收集与野外实地调查相结合的方法。

资料收集以林业调查资料以及相关生态资源调查资料和期刊文献为主。参考的技术资料包括《国家重点保护野生动物名录（2021 版本）》（2021 年 2 月 1 日）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023 年 12 月 29 日）等，分析调查区域内野生动物资源和分布格局，了解国家或自治区级重点保护野生动物的分布和数量。

除资料调查外，辅以现场踏勘。

5.5.5.10 野生动物资源现状调查

拟建项目区域地处山前丘陵区与农田绿洲过渡带，地势整体南高北低，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。根据实地调查结果，项目区及影响范围内分布的野生动物主要为草兔、田鼠、小型蜥蜴等，鸟类主要为麻雀、家燕、紫翅琼鸟、灰斑鸠、角百灵、乌鸦等。项目所在区域无自然保护区，也无国家级及自治区级保护野生动物。

根据相关资料，项目所处的大区域内栖息的主要野生脊椎动物 18 种，其中爬行类 3 种、鸟类 5 种、哺乳类 10 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。

表 5.5-15 评价区主要动物名录

序号	中文名	学名	分布
一、爬行类			
1	变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+
2	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	++
3	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	++

序号	中文名	学名	分布
二、鸟类			
4	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+
5	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+
6	小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+
7	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+
8	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+
三、哺乳类			
9	大耳蝠	<i>Hemiechinus auritus</i>	+
10	虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>	
11	艾鼬	<i>Mustela eversmanni</i>	
12	草兔	<i>Lepus capensis</i>	+
13	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+
14	西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>	+
15	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+
16	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++
18	红尾沙鼠	<i>M. libycus</i>	

注：++常见种，+少见种。

5.5.5.11 重要生境调查

根据与呼图壁县自然资源局对接项目情况，项目区内不存在国家重点保护野生动物及其生境。

5.5.5.12 动物样线调查

本次样线调查点位与样方点位一致调查结果见下表。

表 5.5-16 样线动物调查汇总表

序号	动物名称	样线编号	样线位置
1	大沙鼠 <i>Rhombomys opimus</i>	1	新湖 1 井场
2	大沙鼠 <i>Rhombomys opimus</i>	2	新湖 101 井场
3	荒漠沙蜥 <i>Phrynocephalus przewalskii</i>	3	新湖 102 井场

表 5.5-17 1#动物样线调查结果

编号	1#	日期	2024/11/25	观测者	孟宪策
经度	85.91500020° E	纬度	46.10963235° N	天气	阴
人为干扰活动类型	无	人为干扰活动强度	弱	海拔	
总种数	1	个体总数	2	生境类型	荒漠

中文名	学名	成体数量	幼体数量	保护级别
大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	2	0	——
				

表 5.5-18 2#动物样线调查结果

编号	1#	日期	2024/11/25	观测者	刘忆楚
经度	85.91500020° E	纬度	46.10963235° N	天气	晴
人为干扰活动类型	无	人为干扰活动强度	弱	海拔	
总种数	1	个体总数	2	生境类型	荒漠
中文名	学名	成体数量	幼体数量	保护级别	
大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	2	0	——	
					

表 5.5-19 3#动物样线调查结果

编号	1#	日期	2024/11/25	观测者	孟宪策
经度	85.91500020° E	纬度	46.10963235° N	天气	阴
人为干扰活动类型	无	人为干扰活动强度	弱	海拔	
总种数	1	个体总数	1	生境类型	荒漠
中文名	学名	成体数量	幼体数量	保护级别	
荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalskii</i>	1	0	——	



5.5.6 土壤环境质量现状调查

5.5.6.1 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，区域土壤类型为流动风沙土。

1) 分布

主要分布在中国北部的半干旱、干旱和极端干旱地区。风沙土的特征是成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。随沙地的自然固定和土壤形成阶段的发展，由流动风沙土到半固定、固定风沙土，也能成为农林牧用地。

2) 形成

风沙土的形成过程与流动沙性母质上自然植被的出现、繁衍和演变紧密相关。当由流动性沙性母质构成的沙丘上出现稀疏的植物时，风沙土的成土过程即告开始。植物通过根系和它的地上部分对沙性母质产生固结作用和表面覆盖作用，从而减弱了沙性母质的流动性；植物死亡后遗留下的残体转变为腐殖质，又使沙性母质的物理、化学和生物性质发生变化并使之产生发生层次。随着植被的不断发展，上述作用日益强烈，流动的沙性母质也渐趋于半固定或固定状态，从而形成半固定风沙土和固定风沙土。

3) 特征

风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的 80~90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在 10~20cm 左右，其下含水率也仅 2~3%。有机质含量低，约在 0.1~1.0% 范围内；有盐分和碳酸钙的积聚，前者由风力从他处运积而来，后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

由于所处的自然地带不同，风沙土的性质也表现出一定的地区性变异。通常是草原地区的风沙土有机质含量较高，盐分含量较低且无石灰积聚；半荒漠地区的风沙土有机质含量较低，有盐分及少量石灰的积聚；荒漠地区的风沙土有机质含量更低，盐分及石

灰的积聚作用明显增强。

4) 利用

在中国，风沙土的利用大致以 300 毫米的降水量等值线为界，其东部为牧业和部分旱作农业，属半牧半农区；其西部基本只有牧业，但在河流沿岸的一定范围内有绿洲农业区，水源足，日照长，温差大，作物产量一般均较高，常常成为瓜果之乡。但由于受自然条件和水源的限制，大部分风沙土仍处于未利用状态。改良风沙土的基本要求是制止风沙土的流动，保护与之相邻的农田不受破坏。各种改良措施宜配合进行，相辅相成。

5.5.6.2 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号文，项目所在县域属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失现状

结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、中度水力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

(3) 水土保持基础功能类型

项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护。

5.5.6.3 土地沙化现状

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），项目区为非沙化土地，占用土地类型为牧草地，本项目与沙化土地分布位置关系示意图见图 5-14。

图 5-14 本项目与沙化土地分布位置关系示意图

5.5.7 评价区内生态敏感区现状调查

5.5.7.1 国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区

本项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区等环境敏感目标。

5.5.7.2 生态保护红线区

根据《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》及《呼图壁县国土空间总体规划（2021-2035 年）》，并与呼图壁县自然资源局落实，本项目不占用生态保护红线区，评价范围内无生态保护红线，最近的红线为新湖 102 西北侧 23.56km 的准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区。本项目周边生态保护红线分布见表 5.5-20 和图 5-15。

表 5.5-20 本项目与周边生态敏感目标位置关系一览表

序号	敏感目标名称	最近污染源	方位	相对距离（km）
1	准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区	新湖 102	NW	23.56

图 5-15 本项目与周边生态保护红线区位关系示意

5.5.8 小结

1) 本项目所在地的生态区属于《新疆生态功能区划》中Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日)中的限制开发区域,不涉及禁止开发区;

2) 项目位于呼图壁县境内,评价范围生态系统类型仅有草地生态系统,特点是异质性程度低,结构单一,其稳定性差,抗外界干扰能力弱。

3) 根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)及遥感影像解译结果统计知,评价区以牧草地为主要用地类型。

4) 项目评价范围内无《国家重点保护野生植物名录》(2021 年 9 月 7 日)、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(2023 年 12 月 29 日)中国家重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物;评价范围内无古树名木、生态公益林、天然林;

5) 现场踏勘期间,项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录(2021 版本)》(2021 年 2 月 1 日)、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(2023 年 12 月 29 日)中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

6) 项目占用土地沙化现状为固定沙地,项目位于水土流失重点治理区,评价区土壤侵蚀类型主要为微度风力侵蚀。

7) 根据调查,本项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区、生态保护红线区等环境敏感目标。

6 环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响评价

6.1.1 评价等级与评价范围

6.1.1.1 评价等级

1) 判定依据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)并结合项目工程分析结果,选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数,分别计算每一种污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物),及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\% \quad \text{公式 (1)}$$

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率, %;

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

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

评价工作等级按照表 6.1-1 的分级依据进行划分,最大地面质量浓度占标率 P_i 按公式 (1) 计算,污染物 i 大于 1,取 P 值中最大者 ($P_{\max}$) 和其对应的 $D_{10\%}$ 。

表 6.1-1 评价工作等级划分表

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

2) 判定结果

本项目涉及 4 座单井井场,本次评价对井场各污染源正常排放的污染物分别进行估算模式计算评价等级。

根据工程分析确定的源强,采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式进行计算,本项目估算模型参数见表 6.1-2,污染源估算参数见表 6.1-3。

根据估算结果知,本项目正常排放的污染源中,最大质量浓度占标率为井场高架罐无组织 VOCs $P_i=9.67\% < 10\%$,评价等级为二级。

本项目属于石油开采行业,不在 HJ 2.2-2018 中“对电力、钢铁、水泥、

石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目，并且编制环境影响报告书的项目评价等级提高一级”要求范围之列，同时结合估算结果，本项目大气环境评价等级不需提级，因此最终确定本项目大气环境评价等级为二级评价。

表 6.1-2 估算模型参数表

选项		参数
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（℃）		40.2
最低环境温度（℃）		-28
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离（km）	/
	岸线方向（°）	/

6.1.1.2 评价范围

本项目评价等级为二级，评价范围为以各井场为中心、边长 5km 的矩形范围。

表 6.1-3 估算参数选择情况及计算结果一览表（面源）

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率 kg/h	面源长度 m	面源宽度 m	面源初始排放高度 m	质量标准 mg/m ³	最大落地浓度 (μg/m ³)	最大落地浓度出现距离 (m)	最大地面浓度占标率 (%)	判定结果
新湖 1 井场	VOCs	0.1971	120	80	3	2	193.3	178	9.67	二级
新湖 2 井场	VOCs	0.1971	120	80	3	2	193.3	178	9.67	二级
新湖 101 井场	VOCs	0.1971	120	80	3	2	193.3	178	9.67	二级
新湖 102 井场	VOCs	0.1971	120	80	3	2	193.3	178	9.67	二级

表 6.1-4 估算参数选择情况及计算结果一览表（燃气发电机）

污染源			污染物名称	污染物排放速率 kg/h	排气筒高度 m	排气筒内径 m	烟气排出速度 m/s	烟气出口温度 K	质量标准 (mg/m ³)	最大落地浓度 (μg/m ³)	最大落地浓度出现距离 (m)	最大地面浓度占标率 (%)	判定结果
所在井场	功率	发电机编号											
新湖 1	750kW	1	SO ₂	0.0308	4.5	0.25	21.4229	353	0.5	3.6150	10	0.72	三级
			NO _x	0.1958					0.25	22.9396		9.18	二级
			PM ₁₀	0.0641					0.45	1.8744		0.42	三级
新湖 2	750kW	1	SO ₂	0.0308	4.5	0.25	21.4229	353	0.5	3.6150	10	0.72	三级
			NO _x	0.1958					0.25	22.9396		9.18	二级
			PM ₁₀	0.0641					0.45	1.8744		0.42	三级
新湖 101	750kW	1	SO ₂	0.0308	4.5	0.25	21.4229	353	0.5	3.6150	10	0.72	三级
			NO _x	0.1958					0.25	22.9396		9.18	二级
			PM ₁₀	0.0641					0.45	1.8744		0.42	三级
新湖 102	750kW	1	SO ₂	0.0308	4.5	0.25	21.4229	353	0.5	3.6150	10	0.72	三级
			NO _x	0.1958					0.25	22.9396		9.18	二级

石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书

			PM ₁₀	0.0641					0.45	1.8744		0.42	三级
--	--	--	------------------	--------	--	--	--	--	------	--------	--	------	----

6.1.2 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自井场施工、管线施工和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本项目施工期对井场周围大气环境的影响。

1) 扬尘影响分析

施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，但由于施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合条件下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

本项目大气评价范围内无居住区，在施工过程中采取严格的管理措施，将施工扬尘对环境保护目标影响降至最低，且施工扬尘影响为短期影响。施工结束后，区域环境空气质量可恢复至现状水平。

2) 施工废气影响分析

(1) 机械废气

施工期运输汽车、柴油发电机等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将产生燃烧烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、颗粒物、 C_mH_n 等。一般情况下废气量不大，影响范围有限。且施工现场均在野外，有利于废气扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

建设单位应按照《非道路移动机械污染防治技术政策》（公告 2018 年 第

34 号) 等文件要求, 采取如下废气防治措施:

- ①尽量采用低排放的非道路移动机械。
- ②加强非道路移动机械的排放检测和维修。
- ③加强非道路移动机械的维修、保养, 使其保持良好的技术状态。
- ④经检测排放不达标非道路移动机械, 应强制进行维修、保养, 保证非道路移动机械及其污染控制装置处于正常技术状态。

经采取防治措施后, 机械尾气环境影响比较小, 可以接受。

(2) 焊接烟尘

施工期管线连接过程中会产生焊接烟尘, 主要污染物为颗粒物, 通过规范焊接操作, 使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响。另外, 由于废气量较小, 同时废气污染源具有间歇性和流动性, 因此对周围大气环境影响可接受。

6.1.3 运营期环境空气影响预测与评价

本项目大气环境影响评价等级为二级评价, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018), 二级评价项目不进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行了核算。

6.1.3.1 预测模型及预测因子

本项目大气环境影响评价等级为二级评价, 根据 HJ 2.2-2018, 二级评价项目不进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行核算, 因此 AERSCREEN 估算结果作为本次预测结果。根据评价因子, 确定本次预测因子为 VOCs、SO₂、NO_x 和 PM₁₀。

6.1.3.2 预测范围

预测范围与评价范围一致: 以各油井为中心, 边长 5km 的矩形范围。

6.1.3.3 预测结果

井场 VOCs 预测结果见表 6.1-5，井场发电机预测结果见表 6-8。

表 6.1-5 面源排放估算模式预测结果一览表

下风向距离（m）	新湖 1 井场		新湖 2 井场		新湖 101 井场		新湖 102 井场	
	预测质量浓度（ug/m³）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m³）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m³）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m³）	占标率（%）
10	85.112	4.26	85.112	4.26	85.112	4.26	85.112	4.26
100	174.38	8.72	174.38	8.72	174.38	8.72	174.38	8.72
178	193.37	9.67	193.37	9.67	193.37	9.67	193.37	9.67
200	192.26	9.61	192.26	9.61	192.26	9.61	192.26	9.61
300	174.51	8.73	174.51	8.73	174.51	8.73	174.51	8.73
400	152.21	7.61	152.21	7.61	152.21	7.61	152.21	7.61
500	133.0	6.65	133.0	6.65	133.0	6.65	133.0	6.65
600	117.63	5.88	117.63	5.88	117.63	5.88	117.63	5.88
700	105.0	5.25	105.0	5.25	105.0	5.25	105.0	5.25
800	94.68	4.73	94.68	4.73	94.68	4.73	94.68	4.73
900	85.945	4.30	85.945	4.30	85.945	4.30	85.945	4.30
1000	78.403	3.92	78.403	3.92	78.403	3.92	78.403	3.92
1100	73.02	3.65	73.02	3.65	73.02	3.65	73.02	3.65
1200	68.954	3.45	68.954	3.45	68.954	3.45	68.954	3.45
1300	65.221	3.26	65.221	3.26	65.221	3.26	65.221	3.26
1400	61.797	3.09	61.797	3.09	61.797	3.09	61.797	3.09
1500	58.687	2.93	58.687	2.93	58.687	2.93	58.687	2.93
1600	55.823	2.79	55.823	2.79	55.823	2.79	55.823	2.79
1700	53.203	2.66	53.203	2.66	53.203	2.66	53.203	2.66
1800	50.882	2.54	50.882	2.54	50.882	2.54	50.882	2.54
1900	48.738	2.44	48.738	2.44	48.738	2.44	48.738	2.44
2000	46.833	2.34	46.833	2.34	46.833	2.34	46.833	2.34
2100	45.07	2.25	45.07	2.25	45.07	2.25	45.07	2.25
2200	43.417	2.17	43.417	2.17	43.417	2.17	43.417	2.17
2300	42.79	2.14	42.79	2.14	42.79	2.14	42.79	2.14
2400	41.34	2.07	41.34	2.07	41.34	2.07	41.34	2.07
2500	39.97	2.00	39.97	2.00	39.97	2.00	39.97	2.00
下风向最大质量浓度及占标率（%）	193.37	9.67	193.37	9.67	193.37	9.67	193.37	9.67
D10%最远距离（m）	0		0		0		0	
最大落地浓度距源距离（m）	178		178		178		178	

表 6.1-6 井场发电机排放估算模式预测结果一览表

离源距离/m	新湖 101 井场发电机						新湖 102 井场发电机					
	SO ₂		NO _x		颗粒物		SO ₂		NO _x		颗粒物	
	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）
10	0.0355	0.0088	0.1683	0.1402	0.0638	0.06380	0.0355	0.0088	0.1683	0.1402	0.0638	0.06380
100	1.6506	0.4120	7.8238	6.5198	2.9710	2.9710	1.6506	0.4120	7.8238	6.5198	2.9710	2.9710
200	0.7553	0.1888	6.5938	5.4948	1.3590	1.3590	0.7553	0.1888	6.5938	5.4948	1.3590	1.3590
300	0.5481	0.1370	2.5978	2.1648	0.9865	0.9865	0.5481	0.1370	2.5978	2.1648	0.9865	0.9865
400	0.3897	0.0974	1.8470	1.5391	0.7014	0.7014	0.3897	0.0974	1.8470	1.5391	0.7014	0.7014
500	0.2880	0.0720	1.3653	1.1377	0.1454	0.1454	0.2880	0.0720	1.3653	1.1377	0.1454	0.1454
600	0.2246	0.0561	1.0648	0.8873	0.5184	0.5184	0.2246	0.0561	1.0648	0.8873	0.5184	0.5184
700	0.1974	0.0493	0.8505	0.7087	0.4044	0.4044	0.1974	0.0493	0.8505	0.7087	0.4044	0.4044
800	0.1530	0.0382	1.1023	0.9185	0.3229	0.3229	0.1530	0.0382	1.1023	0.9185	0.3229	0.3229
900	0.1365	0.0341	0.6468	0.5390	0.2456	0.2456	0.1365	0.0341	0.6468	0.5390	0.2456	0.2456
1000	0.1238	0.0309	0.5866	0.4888	0.2227	0.2227	0.1238	0.0309	0.5866	0.4888	0.2227	0.2227
1100	0.1230	0.0307	0.5831	0.4859	0.2214	0.2214	0.1230	0.0307	0.5831	0.4859	0.2214	0.2214
1200	0.1221	0.0305	0.5787	0.4822	0.2197	0.2197	0.1221	0.0305	0.5787	0.4822	0.2197	0.2197
1300	0.1228	0.0307	0.5821	0.4850	0.2210	0.221	0.1228	0.0307	0.5821	0.4850	0.2210	0.221
1400	0.1222	0.0305	0.5792	0.4826	0.2199	0.2199	0.1222	0.0305	0.5792	0.4826	0.2199	0.2199
1500	0.1206	0.0301	0.5716	0.4763	0.2170	0.2170	0.1206	0.0301	0.5716	0.4763	0.2170	0.2170
1600	0.1183	0.0295	0.5606	0.4671	0.2129	0.2129	0.1183	0.0295	0.5606	0.4671	0.2129	0.2129
1700	0.1154	0.0288	0.5471	0.4559	0.2078	0.2078	0.1154	0.0288	0.5471	0.4559	0.2078	0.2078
1800	0.1120	0.0280	0.5307	0.4422	0.2015	0.2015	0.1120	0.0280	0.5307	0.4422	0.2015	0.2015
1900	0.1084	0.0271	0.5137	0.4280	0.1950	0.1950	0.1084	0.0271	0.5137	0.4280	0.1950	0.1950
2000	0.1050	0.0262	0.4976	0.4146	0.1889	0.1889	0.1050	0.0262	0.4976	0.4146	0.1889	0.1889
2100	0.1017	0.0254	0.4822	0.4018	0.1831	0.1831	0.1017	0.0254	0.4822	0.4018	0.1831	0.1831
2200	0.0987	0.0246	0.4682	0.3901	0.1778	0.1778	0.0987	0.0246	0.4682	0.3901	0.1778	0.1778
2300	0.0980	0.0245	0.4647	0.3872	0.1764	0.1764	0.0980	0.0245	0.4647	0.3872	0.1764	0.1764
2400	0.0970	0.0242	0.4602	0.3835	0.1747	0.1747	0.0970	0.0242	0.4602	0.3835	0.1747	0.1747
2500	0.0960	0.0240	0.4547	0.3789	0.1726	0.1726	0.0960	0.0240	0.4547	0.3789	0.1726	0.1726
下风向最大质量浓度及占标率（%）	1.7471	0.4367	8.2813	6.9010	3.1448	3.1448	1.7471	0.4367	8.2813	6.9010	3.1448	3.1448
D ₁₀ %最远距离（m）	0						0					
最大落地浓度距源距离（m）	81						81					

离源距离/m	新湖 1 井场发电机			新湖 2 井场发电机		
	SO ₂	NO _x	颗粒物	SO ₂	NO _x	颗粒物

	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）	预测质量浓度（ug/m ³ ）	占标率（%）
10	0.0355	0.0088	0.1683	0.1402	0.0638	0.06380	0.0355	0.0088	0.1683	0.1402	0.0638	0.06380
100	1.6506	0.4120	7.8238	6.5198	2.9710	2.9710	1.6506	0.4120	7.8238	6.5198	2.9710	2.9710
200	0.7553	0.1888	6.5938	5.4948	1.3590	1.3590	0.7553	0.1888	6.5938	5.4948	1.3590	1.3590
300	0.5481	0.1370	2.5978	2.1648	0.9865	0.9865	0.5481	0.1370	2.5978	2.1648	0.9865	0.9865
400	0.3897	0.0974	1.8470	1.5391	0.7014	0.7014	0.3897	0.0974	1.8470	1.5391	0.7014	0.7014
500	0.2880	0.0720	1.3653	1.1377	0.1454	0.1454	0.2880	0.0720	1.3653	1.1377	0.1454	0.1454
600	0.2246	0.0561	1.0648	0.8873	0.5184	0.5184	0.2246	0.0561	1.0648	0.8873	0.5184	0.5184
700	0.1974	0.0493	0.8505	0.7087	0.4044	0.4044	0.1974	0.0493	0.8505	0.7087	0.4044	0.4044
800	0.1530	0.0382	1.1023	0.9185	0.3229	0.3229	0.1530	0.0382	1.1023	0.9185	0.3229	0.3229
900	0.1365	0.0341	0.6468	0.5390	0.2456	0.2456	0.1365	0.0341	0.6468	0.5390	0.2456	0.2456
1000	0.1238	0.0309	0.5866	0.4888	0.2227	0.2227	0.1238	0.0309	0.5866	0.4888	0.2227	0.2227
1100	0.1230	0.0307	0.5831	0.4859	0.2214	0.2214	0.1230	0.0307	0.5831	0.4859	0.2214	0.2214
1200	0.1221	0.0305	0.5787	0.4822	0.2197	0.2197	0.1221	0.0305	0.5787	0.4822	0.2197	0.2197
1300	0.1228	0.0307	0.5821	0.4850	0.2210	0.221	0.1228	0.0307	0.5821	0.4850	0.2210	0.221
1400	0.1222	0.0305	0.5792	0.4826	0.2199	0.2199	0.1222	0.0305	0.5792	0.4826	0.2199	0.2199
1500	0.1206	0.0301	0.5716	0.4763	0.2170	0.2170	0.1206	0.0301	0.5716	0.4763	0.2170	0.2170
1600	0.1183	0.0295	0.5606	0.4671	0.2129	0.2129	0.1183	0.0295	0.5606	0.4671	0.2129	0.2129
1700	0.1154	0.0288	0.5471	0.4559	0.2078	0.2078	0.1154	0.0288	0.5471	0.4559	0.2078	0.2078
1800	0.1120	0.0280	0.5307	0.4422	0.2015	0.2015	0.1120	0.0280	0.5307	0.4422	0.2015	0.2015
1900	0.1084	0.0271	0.5137	0.4280	0.1950	0.1950	0.1084	0.0271	0.5137	0.4280	0.1950	0.1950
2000	0.1050	0.0262	0.4976	0.4146	0.1889	0.1889	0.1050	0.0262	0.4976	0.4146	0.1889	0.1889
2100	0.1017	0.0254	0.4822	0.4018	0.1831	0.1831	0.1017	0.0254	0.4822	0.4018	0.1831	0.1831
2200	0.0987	0.0246	0.4682	0.3901	0.1778	0.1778	0.0987	0.0246	0.4682	0.3901	0.1778	0.1778
2300	0.0980	0.0245	0.4647	0.3872	0.1764	0.1764	0.0980	0.0245	0.4647	0.3872	0.1764	0.1764
2400	0.0970	0.0242	0.4602	0.3835	0.1747	0.1747	0.0970	0.0242	0.4602	0.3835	0.1747	0.1747
2500	0.0960	0.0240	0.4547	0.3789	0.1726	0.1726	0.0960	0.0240	0.4547	0.3789	0.1726	0.1726
下风向最大质量浓度及占标率（%）	1.7471	0.4367	8.2813	6.9010	3.1448	3.1448	1.7471	0.4367	8.2813	6.9010	3.1448	3.1448
D ₁₀ %最远距离（m）	0					0						
最大落地浓度距源距离（m）	81					81						

6.1.3.4 废气影响分析

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，各类污染物占标率均小于 10%。因此，本项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

6.1.3.5 大气环境防护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，本项目大气二级评价，不需设置大气环境防护距离。

6.1.3.6 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）“8.8.7.1 污染物排放量核算包括本项目的新增污染源及改建、扩建污染源（如有）”、“8.7.5 本项目各排放口非正常排放量核算，应结合 8.7.1.3 和 8.7.2.4 非正常排放预测结果，优先提出相应的污染控制与减缓措施”、“8.9.7 污染物排放量核算表”。包括有组织及无组织排放量、大气污染物年排放量、非正常排放量等”，结合项目工程分析已预测结果，本次污染物排放量核算为项目正常工况下大气污染物无组织排放量。

根据工程分析，本项目正常工况下大气污染物无组织排放量见表 6.1-7，大气污染物年排放量核算见

表 6.1-8。

表 6.1-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
1	井场动、静密封点，井场高架罐、装车等	VOCs	加强管理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中挥发性有机物厂界监控点浓度限值	4	4.8464
3	燃气发电机	SO ₂	加强管理， 燃用自产净化伴生气	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）	0.4	0.9772
4		NO _x			0.12	6.2044
5		颗粒物			1	0.5076
无组织排放总计						
无组织排放合计		VOCs				4.8464
		SO ₂				0.9772
		NO _x				6.2044
		颗粒物				0.5076

表 6.1-8 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	产生量	削减量	排放量
1	VOCs	4.8464	0.00	4.8464
2	SO ₂	0.9772	0.00	0.9772
3	NO _x	6.2044	0.00	6.2044
4	颗粒物	0.5076	0.00	0.5076

6.1.3.7 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 6.1-9。

表 6.1-9 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 ☐		二级 ☒		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长=5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥1400t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☐			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃)					包括二次 PM _{2.5} ☐		
		其他污染物 (VOCs、SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀)					不包括二次 PM _{2.5}		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☐	
现状评价	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2023) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充检测 ☐			
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源		拟替代的污染源 ☐		其他在建、本项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他	
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子 (VOCs、SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% ☐				C 本项目最大占标率>100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率≤10% ☐		C 本项目最大占标率>10% ☐			
		二类区		C 本项目最大占标率≤30% ☐		C 本项目最大占标率>30% ☐			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率≤100% ☐		C 非正常占标率>100% ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐			
区域环境质量的整体变	k≤-20% ☐				k>-20% ☐				

	化情况			
环境 监测 计划	污染源 监测	监测因子：VOCs、SO ₂ 、 NO _x 、PM ₁₀	有组织废气监测 ☐	无监测 ☐
			无组织废气监测 ☒	
	环境质量监 测	监测因子：（/）	监测点位数（/）	无监测 ☐
评价 结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐		
	大气环境防 护距离	距（/）厂界最远（/）m		
	污染源年排 放量	SO ₂ ： （0.9772）t/a	NO _x ：（6.2044） t/a	颗粒物： （0.5076）t/a VOCs：（4.8464） t/a
注：“ ☐ ”，填“ ☒ ”；“（/）”为内容填写项				

6.1.4 小结

1) 根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，本项目最大占标率为 $P=9.24\% < 10\%$ ，评价等级为二级评价，评价范围为以各油井为中心、边长 5km 的矩形范围。

2) 项目选址合理性及可行性

根据大气环境影响估算结果及评价等级，根据导则要求，项目不需设置大气环境保护距离，项目选址合理。

3) 污染源的排放强度与排放方式

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，各类污染物占标率均小于 10%。因此，本项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

6.2 地表水环境影响评价

6.2.1 评价等级

本项目运营期污水主要为井下作业废液、洗井废水、采出水，依托石西集中处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），本项目废水不外排，地表水环境影响评价等级为三级 B。

6.2.2 评价要求

1) 区域水污染源调查：水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。

2) 环境影响预测：水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。

3) 环境影响评价：水污染影响型三级 B 评价。主要评价内容包括：

（1）水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；

（2）依托污水处理设施的环境可行性评价。

6.2.3 地表水环境影响分析

6.2.3.1 废水产生及处理情况

1) 施工期废水产生及处理情况

（1）管线试压废水

拟建管线均为单井管线，长度及管径较小，试压废水水量很少，试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排。

（2）生活污水

施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，出水达标后用于作业区内植被绿化。

2) 运营期废水产生及处理情况

（1）井下作业废液、洗井废水

本项目井下作业废液产生量 $714\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井废水产生量 $108.52\text{m}^3/\text{a}$ ，通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处理，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/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

（2）采出水

采出液依托石西集中处理站处理，分离出的采出水经站内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/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

3）闭井期废水产生及处理情况

闭井期会产生少量清管废水，收集后由罐车拉运至周边联合站，经站内采出水处理系统处理达标后就地回注地层，不外排。因此，闭井期产生的废水对周围水环境影响较小。

6.2.3.2 依托污水处理设施可行性分析

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）中 6.6.2 区域水污染源调查中 d）水污染影响型：三级 B 评价可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。因此，本项目从以上几个方面进行分析依托可行性。

1）施工期依托处理可行性分析

施工期仅生活污水依托石西生活污水处理站处理，生活污水处理系统采用“接触氧化+斜板沉淀+二氧化氯消毒”的处理工艺，为一体化橇装式结构，设计处理能力 $600\text{m}^3/\text{a}$ ，满足施工期生活污水 144m^3 的处理需求。

根据例行监测数据（表 6.2-1），综合服务站生活污水处理系统尾水满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）绿化用水指标，依托可行。

表 6.2-1 综合服务站生活污水处理系统例行监测数据

监测指标	单位	第一次	第二次	第三次
氨氮	mg/L	0.286	0.307	0.302
化学需氧量	mg/L	19	18	18

2）运营期废水依托处理可行性分析

（1）水量依托处理可行性分析

根据表 6.2-2，本项目运营期废水量均在采出水处理系统余量范围内，依

托具有可行性。

表 6.2-2 本项目运营期废水情况表

依托站 场名称	设计规模 (m ³ /d)	富余能力 (m ³ /d)	日产生量	处理方式	排放量 (m ³ /d)
石西集中处理站	2600	280	采出水 23.03m ³ /d（第 8 年）； 井下作业废液 1714m ³ /a（分批次）； 洗井废水 108.52m ³ /a（分批次）	进入采出水 处理系统处 理用于回注	0

（2）水质依托处理可行性分析

石西集中处理站采出水处理系统采用“多功能反应器+双滤料过滤+多介质过滤”处理工艺；项目运营期废水主要污染物为 SS、石油类，均为常见水污染物，水质相对简单，在石西集中处理站处理范围内。石西集中处理站采出水处理系统工艺流程见前文依托工程图 3-7。

根据石西集中处理站例行监测数据，石西集中处理站采出水处理系统尾水长期稳定达标，实际运行效果较好，达标排放具有可靠性，例行监测数据详见表 6.2-3。

表 6.2-3 石西集中处理站采出水水质监测数据

监测单位	克拉玛依市时代科力分析检测有限公司（CMA： 223117110001）	
监测报告编号	No. KL-J-LS-2023-274	
监测日期	2023 年 10 月 26 日	
检测项目	II 级指标限值	检测结果
悬浮固体含量，mg/L	≤15	9.6
悬浮物颗粒直径中值， μm	≤5	2.4
含油量，mg/L	≤10	0.5
平均腐蚀率，mm/a	≤0.076	0.033
硫酸盐还原菌，个/mL	/	2.5
腐生菌，个/mL	/	0
铁细菌，个/mL	/	0.6

3) 采出水不外排可行性分析

油田开采过程中需要保持注采平衡，注采比维持在 1.0~1.2 之间。

其中，注采比的计算公式为：

注采比=注入水体积/（（采油量×原油体积系数/原油相对密度）+采出水体积）

由于油田采出的原油外输，不会再回注地层，因此为保持注采平衡，需要

将全部的采出水全部回注，不足部分由清水作为补充。采出水可以全部得到利用，不外排。

6.2.3.3 对地表水环境的影响分析

施工期、运营期、闭井期废水均不外排，正常工况下对地表水影响不大。但非正常工况下，可能存在集油管线、高架罐、拉油罐车等泄漏事故发生，但根据现场踏勘，井场附近、拉油罐车行驶路线附近均为沙漠，无湖泊、河流等地表水体，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体，项目对地表水影响较小。

6.2.4 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表 6.2-4。

表 6.2-4 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；涉水的风景名胜区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道□；天然渔场等渔业水体□；水产种质资源保护区□；其他□		
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型	
		直接排放□；间接排放□；其他☑不外排	水温□；径流□；水域面积□	
影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□		
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型	
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建□；在建□；拟建□；其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封		水行政主管部门□；补		

工作内容		自查项目		
		期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	充监测 ☐ ；其他 ☐	
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐ ；V类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区 水质达标状况：达标 ☒ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐ 依托污水处理设施稳定达标排放评价 ☐		
影响预测	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	预测因子	()		
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐		
	预测背景	建设期 ☐ ；生产运营期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐		
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐		
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☒ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐		

工作内容		自查项目						
		满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐						
	污染物排放量核算	污染物名称		排放量（t/a）		排放浓度（mg/L）		
		（）		（）		（）		
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）		
		（）	（）	（）	（）	（）		
生态流量确定	生态流量：一般水期（）m ³ /s；鱼类繁殖期（）m ³ /s；其他（）m ³ /s 生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m							
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ； 区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐						
	监测计划	环境质量			污染源			
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒			手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		
		监测点位	（）			（）		
		监测因子	（）			（）		
污染物排放清单	☐							
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐						
注：“ ☐ ”为勾选项，可打√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。								

6.2.5 小结

本项目施工期、运营期、闭井期各类废水均可妥善处置，项目距离主要地表水体较远，废水不进入地表水环境，对周围地表水环境基本无影响，地表水环境影响可以接受。

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1 评价等级

1) 项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，本项目为石油开采项目，项目类别为“I类”。

2) 环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 6.3-1。

表 6.3-1 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感	上述地区之外的其他地区

经现场调查，本项目场地附近无地下水集中式供水水源地，本项目所在区域不属于上述内容中敏感及较敏感区域，项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感。

3) 评价工作等级确定

建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水环境影响评价等级划分依据

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

本项目属于 I 类项目，项目所在区域地下水环境敏感特征为不敏感，判断本项目地下水评价等级为二级。

6.3.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求的地下水环境现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

本次采用导则中推荐的自定义法预设了本项目地下水评价范围，项目区地下水总体流向为自南向北，选取各井场地下水流向下游 2km、两侧 1km、上游 1km 作为地下水评价范围，确定本项目地下水评价范围为 10.18km²。

6.3.2.1 地质构造特征

区内出露的地层主要为古生界、中生界和新生界。

古生界、中生界出露于县域南部山区，主要为志留系、泥盆系、石炭系、三叠系、白垩系，主要岩性为凝灰岩、灰岩、砂岩、砂砾岩等；

第三系：出露于山前丘陵地区，属下第三系玛纳斯组及上第三系小渠子组，为一套紫红色砂岩和灰绿色泥岩、砂岩互层，层理明显，与上覆第四系为角度不整合接触。

第四系：广泛分布于山前倾斜平原及沙漠区，属 Q1-Q4 的冰水沉积物、冲洪积物及风积物，主要岩性为卵砾石、砂砾石、砂及亚砂土、亚粘土。山前倾斜平原内由南向北地层颗粒总体呈现出由粗变细的变化规律，即由近山前的卵砾石渐变为细土平原区的砂、亚砂土。受第四系基地构造影响，区内第四系沉积厚度变化很大。

区域地质构造见图 6-1。

图 6-1 项目所在区域地质图

6.3.2.2 区域水文地质

(1) 地下水类型及其特征

依据含水层介质类型可将呼图壁县地下水类型分为基岩裂隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水及第四系松散岩类孔隙水。

松散岩类孔隙水：主要分布于山前冲洪积平原及沙漠区，按照含水层结构可划分为单一结构潜水含水层和多层结构潜水-承压水含水层。单一结构潜水含水层分布于 312 国道以南，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，从扇顶至扇缘含水层由厚变薄，

含水层颗粒由粗变细，富水性自南向北具有明显的弱-强-弱变化规律。沿 312 国道两侧宽约 5km~13km 的范围内为强富水带，饱水带厚度 600m~700m，水位埋深 20m~40m，单位涌水量 800~5000m³/d·m，林州户-独山子一线以南水位埋深大于 140m，富水性相对减弱，单位涌水量 800~900m³/d·m，渗透系数 40.74m/d；多层结构潜水-承压水含水层分布于 312 国道以北，该含水层组上部为潜水含水层，在泉水溢出带一带由于细颗粒地层在纵向横向上分布的不连续性，上层潜水和承压水通过自然、人工“天窗”发生水力联系，组成一个混合含水岩组，富水性较好，潜水含水层底板埋深 80~100m，单井涌水量 100~300m³/d·m，渗透系数 10~30m/d。细土平原带潜水含水层组由细砂、中粗砂、含砾粗砂组成，富水性极不均匀，除局部地段外，大部分地区水量贫乏，水质较差，水位埋深 5~15m，一般单位用水量小于 43.2m³/d·m，渗透系数小于 2.0m/d，沙漠边缘地带潜水埋深大于 15m，含水层由粉砂、细砂组成，富水性极弱，单井涌水量小于 8.64m³/d·m，渗透系数 1.5m/d。该含水层组下部多为多层承压含水层，沿二十里店-西树窝子-祁家湖一线以北宽 1~3km 地段为承压不自流区，承压不自流区以北、唐家梁-芳草湖农场以南为自流区，含水层总厚度 50~100m，单层厚度 10~30m 不等，含水层岩性主要为含砾中粗砂、中砂、细砂，承压水头-22.61~48m，承压水顶板埋深在二十里店-西树窝子-祁家湖一线以北宽 2~10km 范围内小于 100m，西戈壁黄土台地 106 团一带大于 120m，其余地段为 100~120m，含水层岩性南部为砂砾石、北部为含砾粗砂、中粗砂，含水层富水性在泉水溢出带。

基岩裂隙水、碎屑岩裂隙孔隙水：基岩裂隙水分布在南部低中山区，单井流量一般在 17.21~43.27m³/d，水质较好；碎屑岩裂隙孔隙水分布于南部低山丘陵区，单泉流量一般在 0.86~8.64m³/d，个别地段可达 8.64~43.2m³/d。

②地下水补给、径流、排泄条件

地下水补给：基岩裂隙水主要接受大气降水和冰雪融水补给；松散岩类孔隙水的主要补给源是呼图壁河、雀儿沟河河水沿河床的垂直入渗，加之大量的灌渠、田

间灌溉入渗，区域地下水补给量十分可观，此外区域还接受河谷潜流、降雨入渗补给；细土平原区主要接受渠系入渗、田间灌溉、井水回归入渗、降水入渗及上游地下水侧向径流补给。

地下水径流：扇区地下水以平缓方式运移，潜水面在扇区中上部呈扇状，与地面有一定夹角，潜水水力坡度 2.0‰，溢出带附近增至 2.5‰，沙漠前缘降至 1.0‰，地下水总体由南向北径流，受构造影响，在呼图壁河独山子-长山子一线存在一个高落差的跌水，河谷潜流以地下瀑布形式补给扇区地下水。

地下水排泄：山区地下水主要以泉水的形式溢出地表向下游排泄；平原区主要由泉水溢出、蒸发、人工开采、深部径流组成，其中人工开采、侧向排泄及潜水蒸发为主要排泄形式。

③地下水水化学特征

沿呼图壁河现代河床、山口一带及芳草湖农场以西的大部分地区地下水水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca} \cdot \text{Na}$ 型，矿化度小于 500mg/L；细土平原区潜水或承压水类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na}$ 型，矿化度大于 1000mg/L。

④地下水动态

区内地下水动态受自然因素和人为因素共同影响，按其主要影响因素，可以分为如下类型：

冲洪积扇上部水文型动态区：分布于呼图壁河、雀儿沟河冲洪积扇上部，地下水高水位期出现在地表水洪水期的 6~9 月，低水位期为地表水枯水期的 2~3 月，水位变幅 0.69m，与地表水径流量变化趋势一致。

冲洪积中下部地带水文-人工型动态区：分布于 312 国道一带，高水位期一般出现在 12 月至翌年 3 月，低水位期出现在每年 6~9 月，年变幅一般小于 5m，受地表水入渗补给影响，低水位期常出现回弹波动。

潜水溢出、浅埋带气象型动态区：沿呼图壁河从呼图壁镇到芳草湖一带，地下水埋深小于 5m，每年 7~8 月当地下水蒸发量达到最大时，地下水位埋深达到最大，随着蒸发量的减少，地下水位逐渐回升，年变幅一般小 1m。

细土平原区人工型动态区：分布于芳草湖农场、111 团、106 团一带，高水位期出现在农灌季节的 6~8 月，低水位期出现在 2~3 月，年变幅一般小于 2m。细土平原承压-自流水人工型动态区：低水位期出现在地下水大量开采的 7~8 月，9 月份后随着地下水开采量的减少，地下水位开始回升，翌年 1~3 月，水位达到最高值，年内变幅 10~15m。

区域水文地质图见图 6-2。

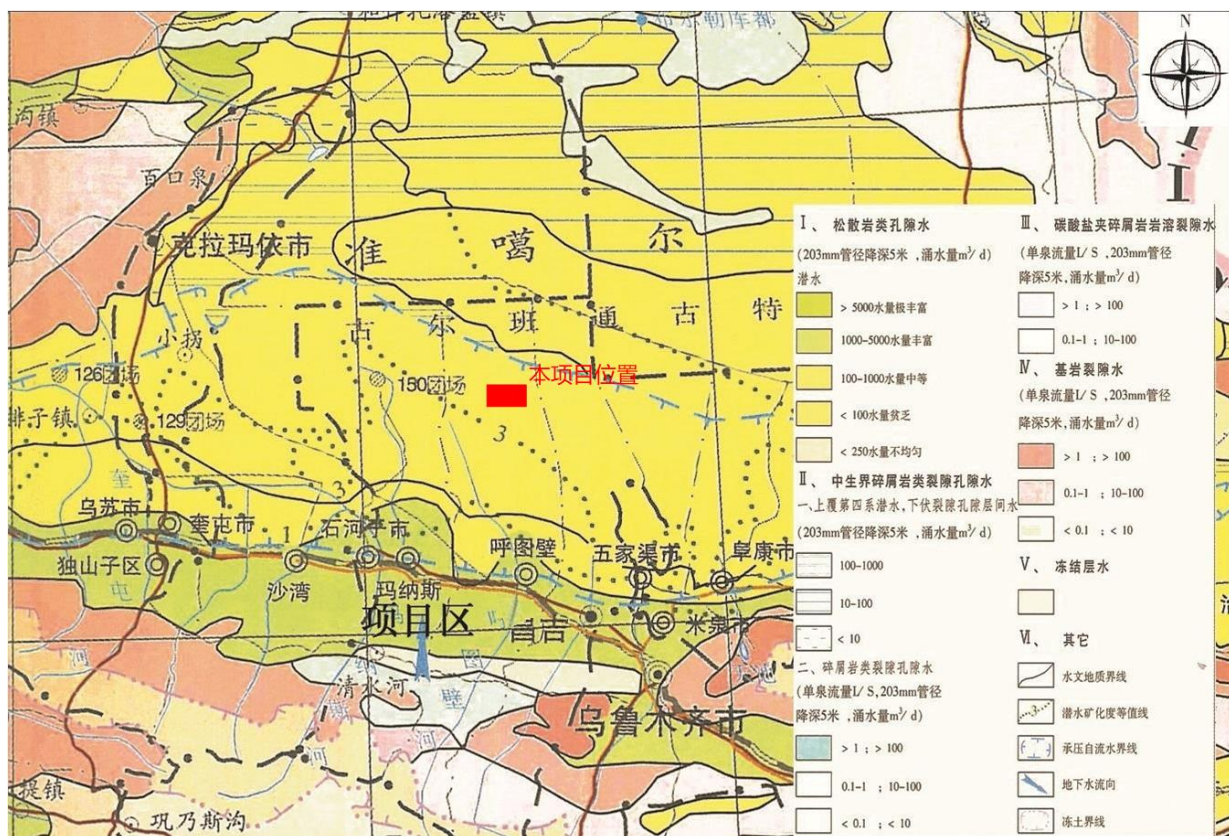


图 6-2 项目所在区域水文地质图

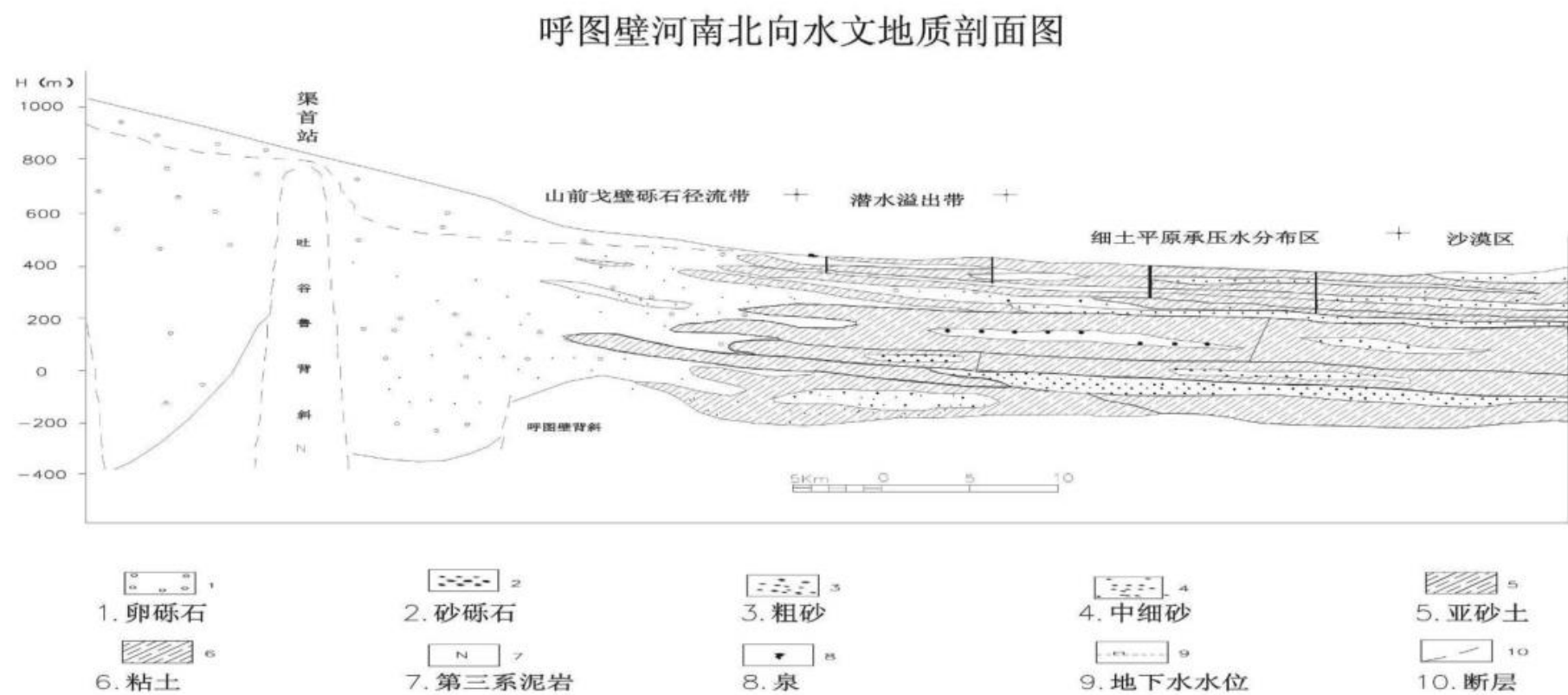


图 6-3 项目所在区域水文地质剖面图

6.3.3 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.3.1 施工期污染物对地下水影响分析

1) 管线试压废水对地下水环境影响分析

本项目试压废水产生量很少，主要污染物为悬浮物，试压结束后用作区内场地、道路洒水、降尘用水。

2) 生活污水对地下水环境影响分析

本项目施工现场不设生活营地，施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，达标后用于作业区内周边绿化用水。

因此，施工期对地下水影响很小。

6.3.3.2 运营期污染物对地下水影响分析

1) 废水对地下水环境影响分析

本项目运营期作业废液、洗井废水、采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，无外排。本项目废水均妥善处置，不会对地下水造成影响。

2) 固体废弃物对地下水环境影响分析

为防止污染土壤，减少固废产生，石西油田作业区严格要求修井作业采取“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，作业过程中可实现井口排出物全部回收，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

项目运营期废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯等均属危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等相关标准贮存、处置，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

3) 采油对地下水影响分析

正常工况下，本项目自喷生产，油气层的采出液经套管流出井口，套管与地层之间已在钻井期采用了高等级水泥固井，固井质量符合据《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016），正常运行时对地下水水位无水力联系、不会影响水位升降，与含水层无接触；石油开采漏失发生在表层套管以下的二开及以下范围内，但项目所在区域二开以下地下水埋深较深不具备使用功能，因此正常工况下采油对地下水影响较小。

4) 井下作业对地下水影响分析

运营期井下作业主要涉及使用压裂液；本项目拟使用滑溜水体系压裂液，属于环保型水基压裂液。滑溜水压裂液中 98.0%~99.5%是混砂水，添加剂一般

占滑溜水总体积的 0.5%~2.0%，包括破胶剂、防垢剂和助排剂等，压裂组分涉密，实际施工需根据现场情况进行调整比例或成分。

井下作业时先经地质论证、井筒完整性分析，在符合作业条件后方可像井筒内挤注压裂液，并在酸压完成后采用清水清理井底、冲洗井筒，替出压裂返排液。据此井下作业均在井筒内完成，与地下水无水力联系、无接触，对地下水影响较小。

5) 回注水对地下水环境影响分析

(1) 依托站场回注水达标性

根据建设单位提供资料，石西油田作业区回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中Ⅱ级水质标准控制指标要求。本项目运营期废水、废液依托石西油田作业区采出水处理系统处理达标后回注，石西集中处理站采出水例行检测数据能满足Ⅱ级水质要求。

(2) 回注层与含水层距离

本项目废水依托的石西作业区集中处理站采出水回注目的层主要为枯竭油藏、在役油藏，深度 2500m~3500m、4000m~7000m 左右。根据作业区现有水源井井深（平均 600m）和准噶尔盆地区块水文地质可知，项目所在区域地下水埋深在几十至几百米之间，可能具有使用价值的地下水层位在回注水注入地层纵向距离 2000m 以上，正常工况下回注水的波及范围主要在横向区域，很难向上波及地下水层位。

(3) 现有回注井污染防治措施

本项目不涉及新建回注井，但项目运营期废水依托处理达标后最终回注地层，根据建设单位提供资料，主要对现有回注井采取了以下地下水污染防治措施：

①建立回注生产运行台账，每日记录泵注压力、油管压力，最大注入压力、日回注量和累计回注量等相关信息；

②当回注压力和回注量发生突变时，应立即停止回注，进行注水管柱密封检查及关井维修，直至注入压力基本保持稳定，现场正常注入；

③定期巡检并监控回注井的井口装置，确保各个连接部件紧固无渗漏、无锈蚀，各阀门开关灵活；

④井筒完整性检测：定期维修作业，进行封隔器找漏，如封隔器验封合格，则判断井筒完整性完好；日常管理通过监测注入井油压和套压，如注入压力突然发生变化，则需要提出管柱检查井筒完整性。

本次评价参考《石西作业区 SH2053 井（注水井）小修作业地质设计》

（石西油田作业区采油运行维护中心，2024 年 03 月 01 日）相关结论，以 SH2053 井为例说明现有回注井情况：

SH2053 井位于石西 2 区块，完钻井深 3175m，于 1997 年 11 月 23 日完井，属于油井转注水井。经论证该井技术套管良好、固井质量合格、井下无落物，目前人工井底 2941.0m；井内生产管采用了 $\Phi 73\text{mm}$ 外加厚油管内衬（壁厚 9.0mm）+54mm 喇叭口 $\times 0.25\text{m}$ （位于 2883.39m）；经检查，回注目的层为 K1q，无油水井连通，无汽窜及水窜情况。已封层位 J2x 层与采油井 SH2061、SH2062、SH2063、SH2044、SH2043 井在 J2x 油层连通，无连通注水井，无汽窜及水窜情况。

综上所述，石西油田作业区现有回注井油压和套压保持稳定，井筒完整性保持完好，本项目废水依托处理达标后回注，对地下水的影响较小。

6.3.4 非正常工况下地下水环境影响评价

6.3.4.1 地下水污染途径

石油和天然气开发项目建设和运行过程中可能导致地下水污染的非正常工况主要包括：

- 1）在钻井过程及井下作业过程中，因特殊地质结构等原因发生井漏，造成地下水环境污染；
- 2）钻井井漏、井喷、井筒、管道腐蚀破裂对地下水的影响；
- 3）其他泄漏事故造成地下水环境污染。

6.3.4.2 井漏事故对地下水的影响

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，可能造成地下含水层水质污染。

本项目勘探井钻井期已完成，根据井史资料，在建工程钻井期间未发生过井漏事故。本次评价根据井史资料，简要分析井漏事故影响及钻井采取的措施。

1）钻井液：4 口勘探井钻井工程均采用了水基钻井液，主要成分为坂土和 CMC，属于环保型钻井液。

2）钻井深度

（1）一开：一开深度基本为 500m，涵盖了可能具有使用功能的地下水（大于前文水文地质含水层埋深 50~120m）；一开表层套管下深基本与一开钻深一致，套管材质选用了 J55 低合金结构用钢\壁厚 9.65mm，其抗拉强度在钻井前均已经过校核；一开钻完后，采用了内管注水泥工艺固井，水泥浆返至地面，根

据井史资料，一开未发生井漏事故。

(2) 二开~四开：二开、三开、四开施工时，表层套管已完成固井，技术套管（材质 P110 合金钢\壁厚 11.99mm）、油层套管（材质 HS125V 高强度不锈钢\壁厚 12.09mm）下深基本与钻深一致，采用水泥固井。漏失发生在表层套管以下的二开及以下范围内，但项目所在区域二开以下地下水埋深较深不具备使用功能，且套管壁厚逐级增大，材质逐级提升，根据井史资料，二开~四开也未发生井漏事故。

3) 施工单位针对井漏制定了完善的应对措施，如立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，4 口井钻井过程对地下水影响较小。

6.3.4.3 井喷事故对地下水的影响

井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。实际上井喷事故为瞬时排放，根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下，事故对周围水环境的影响主要表现为对周围地面水体的影响，对地下水的影响概率不大。

4 口井施工过程中在二开~三开井口设置了防喷器，制订了详细的应急预案，根据钻井井史资料，4 口井在施工过程中均未发生井喷事故。

其井口防喷器设置情况见图 6-4。

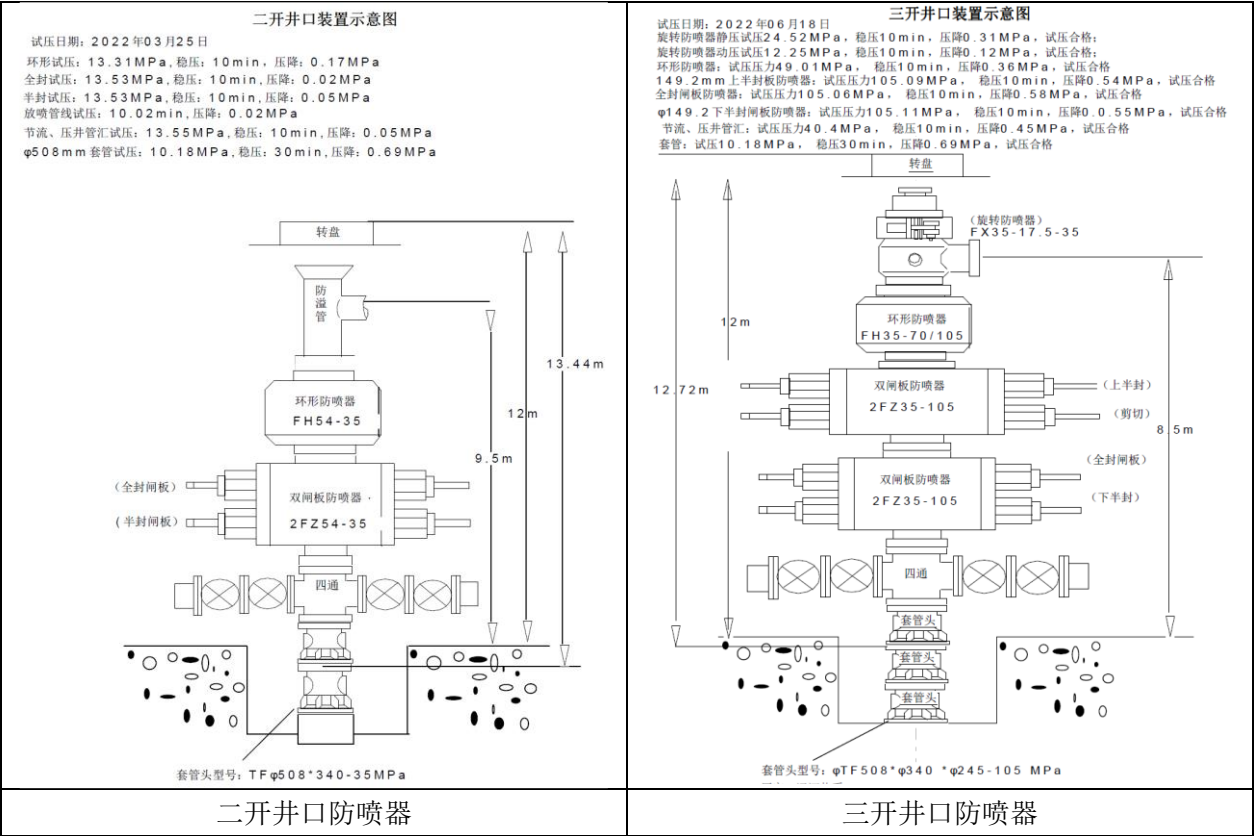


图 6-4 井口防喷器示意图

6.3.4.4 井筒破裂事故对地下水的影响

本项目所在地潜水层埋深较深，根据钻井井史资料，项目与浅层地下水接触的表层套管外有厚度达 76mm 的水泥环。实际上项目施工期间未发生井筒破裂事故，可说明项目固井方式可靠。

长期运营后，即使套管发生腐蚀破裂，套管外水泥环也会暂时将油气封死在井筒内，给油井的管理和维修工作人员足够的时间，去更换井筒或采取一系列的防护措施，尽可能的避免了油气窜层、污水泄漏污染地下水的情况发生

6.3.4.5 高架罐泄漏事故对地下水环境的影响

泄漏通常分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大；而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定潜在影响。人为破坏也可造成设备破裂，使大量原油漏出，但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。

本项目高架罐为地上罐，发生轻微腐蚀破裂时原油滴落在地面上，能够被巡井或拉油工作人员及时发现并加以修复，因此本次评价不考虑高架罐连续泄漏事故；高架罐满负荷全破裂后，因项目属于边远井，距离作业区 1.5h 车程，在抢修人员到达事故现场前基本全部泄漏，本次采用解析模型对高架罐全破裂瞬时泄漏对地下水的影响。

1) 预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、365d、1000d、4500d。

2) 溶质运移预测模型的建立

泄漏量相对较小，不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

(1) 水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

(2) 污染源概化

假设井场 60m³ 高架罐破裂，瞬时全部采出液渗入含水层对地下水造成污染。

(3) 污染源强的确定

高架罐泄漏源强考虑最大体积 60m^3 。原油只有溶解在水中才会随水入渗对地下水造成影响，本次参考《石油类污染物在包气带中迁移转化研究—以曹妃甸地区为例》（长安大学硕士论文，2010 年）中采出水石油类平均浓度约为 1000mg/L ，则石油类短期瞬时泄漏源强为 60kg 。

本次评价取最不利情况，忽略原油在包气带内的运移时间，即假设原油一次性全部直接到达潜水含水层。

(4) 数学模型

事故状态下的地下水溶质运移可看作是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

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

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，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率；

(5) 预测模型参数的确定

本次评价根据项目评价区及附近地区水文地质勘察数据，水文地质等参数部分引用历史数据，部分采取保守的经验参数。

①含水层的厚度 M

根据评价区水文地质资料，本次预测按饱水带厚度 600m 计算。

②平均有效孔隙度 n

结合含水层岩性，依据《地下水污染物迁移模拟》（郑春苗著），取 35%，即确定区域有效孔隙度 $n=0.35$ 。

③水流速度

地下水的平均实际流速 $u = KI / n$ ，根据区内抽水试验资料，本次取水量丰富区渗透系数 75m/d ，地下水的水力坡度为 2%，本次取 0.43m/d

④纵向方向的弥散系数 DL

$DL = \alpha L u$, αL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果, 结合项目区水文地质条件, 弥散度应介于 1~10 之间, 按照最不利的评价原则, 本次模拟取弥散度参数值取 10, $DL = 4.3 \text{ m}^2/\text{d}$

最终确定的各项参数见表 6.3-4。

表 6.3-3 高架罐瞬时泄漏地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M (m)	地下水流速 u (m/d)	有效孔隙度 ne	纵向弥散系数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)	瞬时泄漏源强 (kg)
第四系潜水	600	0.43	0.35	4.3	0.43	60

2) 地下水污染预测模拟和影响分析

(1) 评价标准

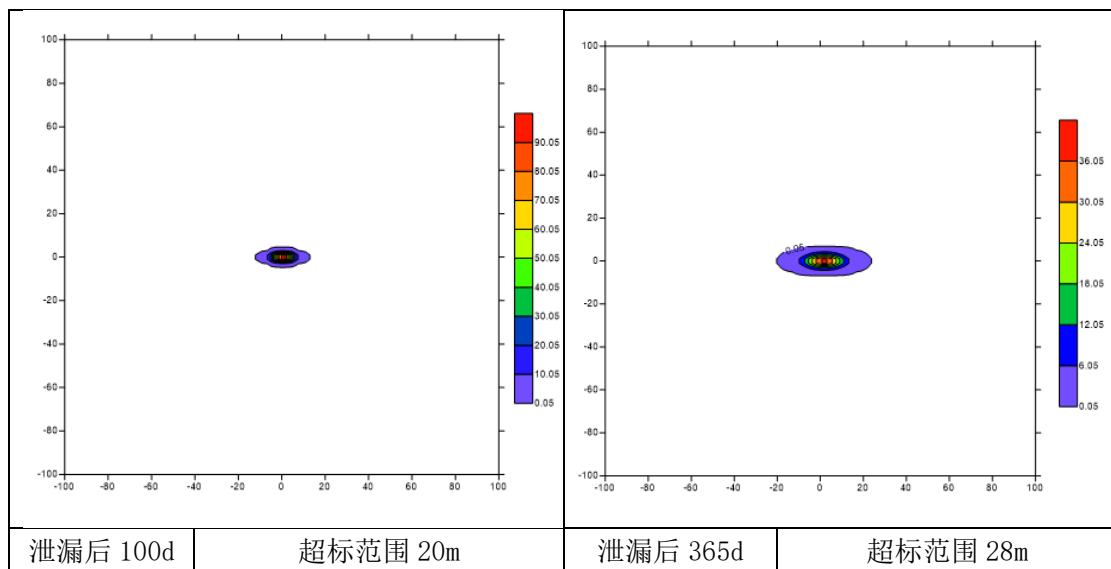
石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002), 标准限值为 0.05mg/L, 以此来判断污水对地下水的污染情况。

(2) 预测结果

瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见图 6-5。由以上地下水污染溶质运移数值模拟结果可以得到如下结论:

①在超标范围上, 随着泄漏时间的延长超标范围逐渐增大, 超标距离前期增大较快, 后期趋于平缓, 但总体上仍在不断的扩散、沿地下水流向不断向下运移。

②污染物呈羽状运移, 石油类的污染晕中心点浓度逐渐减小。



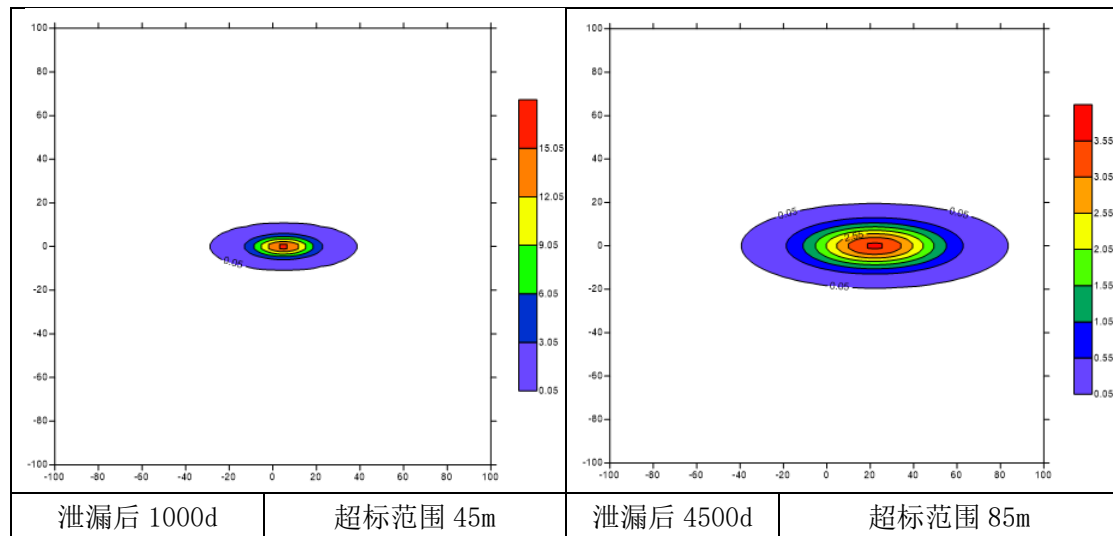


图 6-5 高架罐瞬时泄漏事故石油类运移范围示意图

本项目高架罐为地上罐，位于井场内，高架罐设置有液位检测设备，信号就地显示及远传，避免由于液位异常产生的事故隐患。罐体均采取防腐措施，且石西油田作业区设有监测中心，井场均设有监控系统，监控中心对井场运行情况进行实时监控，发现异常及时上报，立即启动应急程序，并协助进行此后的泄漏应急处理，确保能在接到预警后按预先的分工迅速展开原油围控与回收；另外，高油罐安装、投产、使用均严格按照规程操作，同时设有指针、液位计，正常进液生产过程中，值班人员每日巡检 1 次；值班人员在交接班时，必须共同确认储油罐内液位。

发生泄漏事故，生产单位应按照应急预案及时关闭阀门，采取现场污染物治理措施，将受污染的土壤委托有危废处理资质单位拉运进行处理，且项目所在地埋深较深，高架罐泄漏液量很难达到含水层。综上，在加强巡检，及时发现并采取措施的情况下，事故对土壤及地下水的影响较小。

6.3.4.6 集油管线泄漏事故对地下水环境的影响

管道泄漏对地下水环境影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目管线均为地上单井集油管线（100m $\Phi 73 \times 5.5\text{mm}$ ），按 1.5h 作业区抢修人员赶来、最大产液 $38.82\text{m}^3/\text{d}$ ，即使管线全管径破裂，1.5h 内输送量及管存量为 2.43m^3 ，小于高架罐全泄漏体积，因此本次不考虑管线瞬时泄漏，仅考虑管线隐蔽处存在细小裂缝，长期微量泄漏。

1) 预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、365d、1000d、4500d。

2) 溶质运移预测模型的建立

管线泄漏量较小，不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

(1) 水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

(2) 污染源概化

非正常工况条件下，假设油井集油管道存在细小裂缝，有长期微量的跑冒滴漏而未被察觉且防渗措施失效时，石油类渗入含水层对地下水造成污染。预测考虑破损产生的长期连续泄漏情景，泄漏源强以管线输送液量的 0.1% 计。

(3) 污染源强的确定

本次评价预测其单井集油管线（ $\Phi 73 \times 5.5 \text{ mm}$ 100m）。根据预测指标，单井最大产液量为 $38.82 \text{ m}^3/\text{d}$ ，长期泄漏量则为 $0.038 \text{ m}^3/\text{d}$ 。考虑到原油只有溶解在水中才会随水入渗对地下水造成影响，本次参考《石油类污染物在包气带中迁移转化研究—以曹妃甸地区为例》（长安大学硕士论文，2010 年）中采出水石油类平均浓度约为 1000 mg/L ，渗漏源强为 0.038 kg/d 。

本次评价取最不利情况，忽略原油在包气带内的运移时间，即假设原油一次性全部直接到达潜水含水层。

(4) 数学模型

事故状态下的地下水溶质运移可看作是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），平面连续点源污染水动力弥散方程解析解为：

平面连续点源污染水动力弥散方程解析解为：

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

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，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t —单位时间注入示踪剂的质量, kg/d;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率;

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数;

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ —第一类越流系数井函数。

(5) 预测模型参数的确定

本次评价水文参数与瞬时预测参数一致, 确定的各项参数见表 6.3-4。

表 6.3-4 管线长期泄漏地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M (m)	地下水流速 u (m/d)	有效孔隙度 n_e	纵向弥散系数 (m^2/d)	横向弥散系数 (m^2/d)	长期泄漏源强 (kg/d)
第四系潜水	600	0.43	0.35	4.3	0.43	0.038

2) 地下水污染预测模拟和影响分析

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002), 标准限值为 0.05mg/L, 以此来判断污水对地下水的污染情况。

(2) 预测结果

集油管线长期泄漏时石油类对地下水的影响见图 6-6。由以上地下水污染溶质运移数值模拟结果可以得到如下结论:

①在非正常工况连续泄漏情景下, 由于污染物的不断泄漏补给, 泄漏点附近的污染物浓度持续保持较高的水平。

②在超标范围上, 随着泄漏时间的延长超标范围逐渐增大, 超标距离前期增大较快, 后期趋于平缓, 但总体上仍在不断的扩散、沿地下水流向不断向下运移, 超标范围 25~90m。

③污染物呈羽状运移, 泄漏点近距离范围污染物浓度较大, 且中心点的污染物浓度最大。随着时间的推移, 污染物的超标距离、范围都不断扩大, 总体影响范围加大, 最大超标 (0.05mg/L) 距离为 90m, 出现在 4500d。

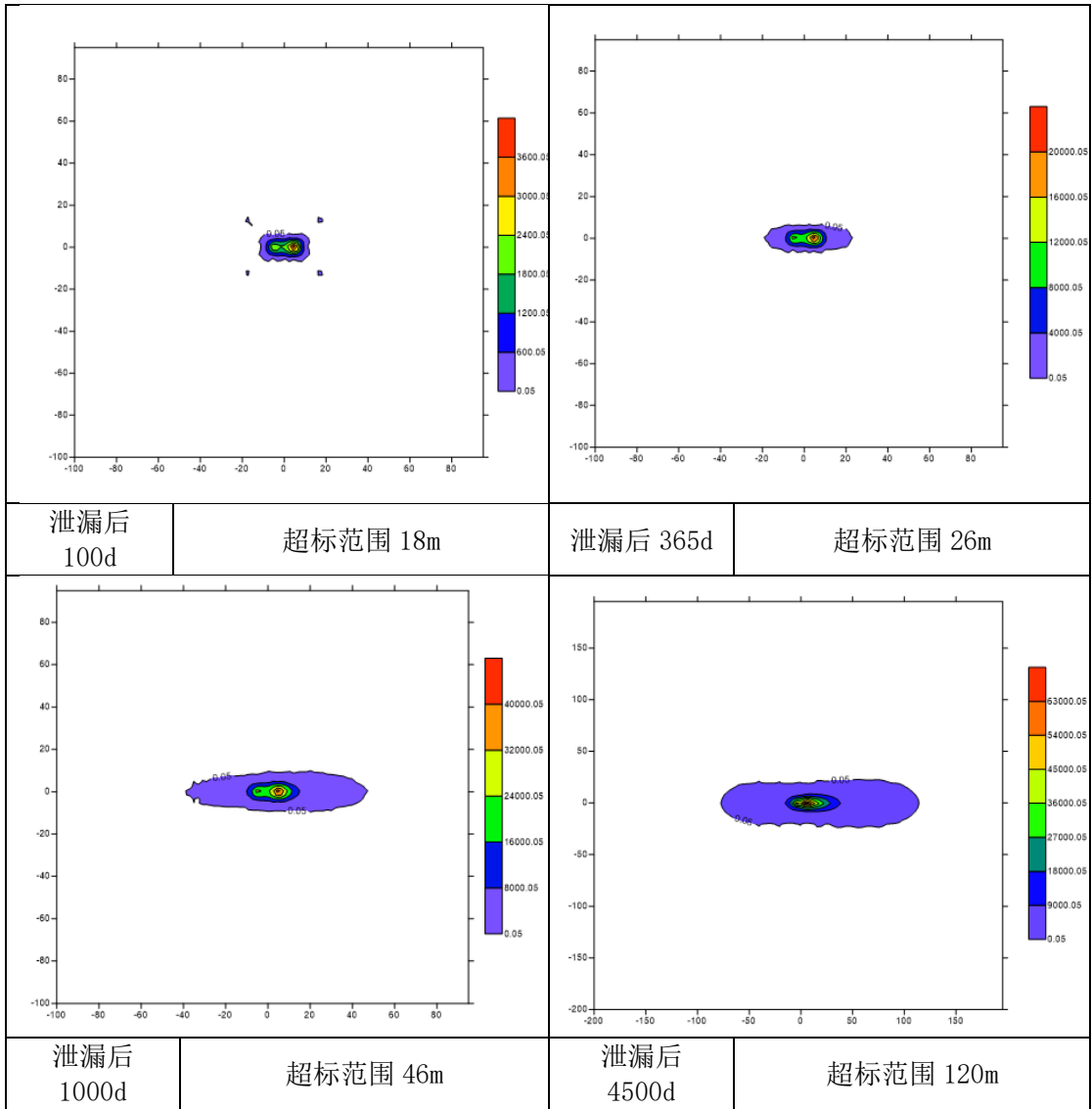


图 6-6 集油管线长期泄漏事故石油类运移范围示意图

综合以上预测结果表明，污染物在连续渗漏的工况下，如果没有规范水质监测，不及时发现处理，污染物浓度会逐渐增大，并扩大范围。地下水监测井应尽可能布置在距离项目较近的位置，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）与相关技术规范的要求进行定期监测，以满足监测要求。污染物在进入含水层过程中，会经过阻滞、稀释、扩散等运动，在定期进行水质监测的情况下也不会出现不被发现的数个月内的连续、大量泄漏。

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。为保守起见，本次模拟预测没有考虑各污染物的吸附和降解作用，而在实际当中，污染物在地下环境迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等，对污染物的衰减起重要作用，如果考虑这些作用，污染晕的范围会更小，因此泄漏产生的污染可能小于上述

结果。因此，项目必须对可能造成地下水污染影响的区域采取可靠的防渗防漏措施，对设备定期检修，并采取严格的监测措施，防止重大事故或者事故处理不及时污水泄漏对地下水环境造成污染。综上，在严格落实安全管理制度和地下水水质监测制度的前提下，可以认为事故污染对地下水环境影响较小。

6.3.5 废弃井影响分析

闭井期，本项目在采取水泥返高至地面、双水泥塞防气窜的封井方式后，将降低地下水遭受污染的可能性。闭井期拆除采油设备，清除回收集油管线、各类设备内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

6.3.6 地下水环境保护措施与对策

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

6.3.6.1 建设项目地下水污染防控措施

6.3.7.1.1 地下水污染控制原则

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，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；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：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。

6.3.7.1.2 施工期

1) 源头控制措施

(1) 禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。

(2) 禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

(3) 井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

(3) 管道敷设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”。

2) 过程防控措施

建设单位须做好分区防渗措施。按重点污染防治区、一般污染防治区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

6.3.7.1.3 运营期

根据《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）、《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》（环土壤[2019]25 号）等相关要求，坚持“源头治理、系统治理、综合治理”，落实地下水污染防治主体责任，包括地下水污染状况调查、跟踪监测、风险防控等，实现地下水污染防治全覆盖。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。本项目采取以下污染防治措施：

1) 源头控制措施

(1) 禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：

- ①私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；
- ②利用废弃井场等贮存油泥沙、废防渗材料等危险废物；
- ③利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存危险废物、井下作业废液、洗井废水、采出水等；

(2) 废水源头控制措施

①井下作业过程采用“铺设作业、带罐上岗”措施；井下作业废液、洗井废水、采出水进入石西集中处理站采出水处理系统处理，所有废水全部处理达标后回注地层；

②加强井场标准化建设，确保日常生产中井口排出物全部收集，避免地表

径流携带污油污染井场及站外地下水；

③井场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外污染地下水；

④定期对管线、气液分离器、高架罐等生产设备进行防腐、壁厚、渗漏性进行检查，观察是否有渗漏现象，发现问题及时解决。

⑤定期检查回注井，检查井口装置完整性；建立生产运行台账，定期维修作业，进行封隔器找漏；日常管理通过监测注入井油压和套压，如注入压力突然发生变化，则需要及时关井，检查井筒完整性。

（3）固废源头控制措施

危险废物全部交危险废物处置资质的单位进行处置，并采取防风防雨防晒、地面防渗等措施，避免危险废物散落地面污染地下水。

2）过程防控措施

（1）井场四周按实际需求设置井界沟，防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

（2）修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，禁止作业废液落地，严禁外排。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中要求，采用“铺设作业、带罐上岗”措施，落地油回收率可达 100%。

针对以上措施的实施，实际运营中设专人管理，定期对设备检查及维修，跟踪废水、固废的去向，从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

3）污染治理措施

（1）井场运营过程中，加强监管，制定井控管理规定，确保油田采出水、井下作业废液、洗井废水按要求集中输送至采出水处理站进行处理；

（2）井场运营过程中，对井口装置、生产设备、输油管道进行定期巡查，一旦发现有漏油位置，及时修理，防止泄漏的原油对周边地下水环境造成污染。

4）末端控制措施

主要包括井场内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，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，根据固废性质，危险废物委托有危废处理资质单位进行处置，一般固废则拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。

6.3.7.1.3 闭井期

1）源头控制措施

（1）清除回收输油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避

免对浅层地下水造成污染。管线清管废水拉运至就近联合站采出水处理站进行处理，经处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排。

(2) 开展报废井排查登记。因报废、未建成或者完成勘探、试验任务的，按照相关技术标准开展封井回填。对已经造成地下水串层污染的，对造成的地下水污染进行治理和修复。

2) 过程控制措施

(1) 在采油设备拆除过程中，地面铺设防渗材料，减少落地油对地下水的污染。废弃输油管线进行内部清洗，防止管道内残留的油类污染地下水。

(2) 废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡检资料，防止发生油水串层及跑冒油，污染周围地下水环境

本项目的防渗分区详见表 6.3-5，典型防渗剖面图见图 6-7，运营期井场防渗分区图见图 6-8。

表 6.3-5 本项目防渗分区情况表

序号	装置、单元名称	防渗区域及部位	防渗分区类别	防渗及防腐措施
运营期				
1	井场工程区	井下作业井口区域	重点	井下作业采用“铺设作业、带罐上岗”措施，井口铺设防渗材料
2		除砂器、分离器、CNG 处理橇、发电机、高架罐等	重点	采用混凝土防渗
闭井期				
1	采油设备拆除	地面	一般	铺设防渗材料
依托工程				
1	危险废物贮存场所	石西油田作业区危废贮存点	重点	地面为抗渗混凝土结构，四周设不锈钢结构围墙
2	石西集中处理站	采出液处理区、采出水处理系统	重点	地面为混凝土结构，装置采取增加壁及防腐措施

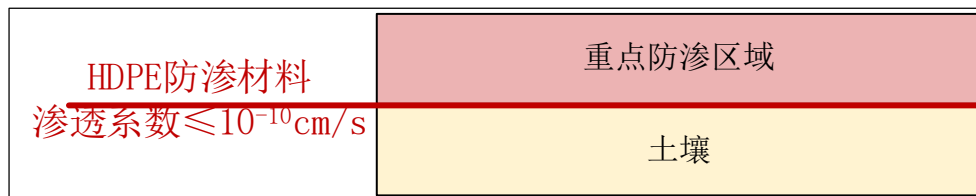


图 6-7 典型重点区域防渗剖面图

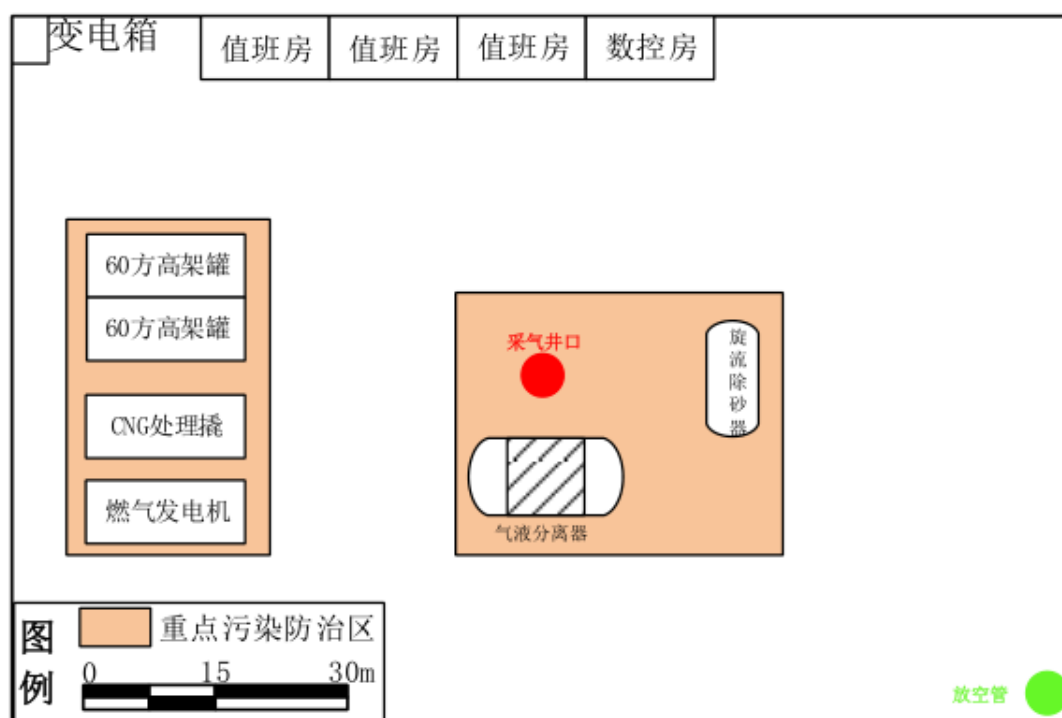


图 6-8 运营期典型井场分区防渗平面图

6.3.6.2 地下水环境监测与管理

1) 地下水监测计划

为了及时准确掌握井场及其下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，拟建立较全面的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现問題并及时采取措施。

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）要求，结合研究区含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素布置地下水监测点。

2) 地下水监测原则

地下水监测将遵循以下原则：

- （1）重点污染防治区加密监测原则；
- （2）以浅层地下水监测为主的原则；
- （3）兼顾场区边界的原则。

3) 监测井布置

（1）监测井数量

导则要求：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中 11.3 地下水环境监测与管理相关内容，一、二级评价的建设项目，一般不少

于 3 个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设 1 个。

（2）监测井位置

参照《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）及《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）的要求，本次布点如下：

因油田开发具有区域性和分布范围广特点，周围无地下水井，本次共布设地下水监测井 3 口，满足导则要求的监测井数量要求。本项目所在区域地下水整体流向为由南向北方向，结合项目工程总体布局及井位分布，同时考虑到该项目位于沙漠地区，在建设场地外布设地下水水井存在困难，故本次考虑依托现有水井。所有监测井监测层位均为潜水层。

地下水监测井位置、监测计划、监测层位、监测项目、监测频率详见表 6.3-6，监测点位示意图见图 6-9。

图 6-9 地下水跟踪监测布点图

表 6.3-6 地下水跟踪监测计划

编号	监测点 位	坐标	监测点位代表性		监测项目	监测频率	监测层位
1	JC1	E 86.897332° ; N 44.594932°	上游	背景值监测 点	水位、水温、pH、溶解氧、嗅和味、浑浊 度、肉眼可见物、电导率、氧化还原电位、 K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ³⁻ 、pH、耗氧 量、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨 氮、硫化物、亚硝酸盐、硝酸盐、挥发性酚 类、石油类	一次、二类单元 (井场) 一年监测 一次	潜水
2	JC2	E 86.889954° ; N 44.696663°	建设场地兼下游	污染扩散点			
3	JC3	E 87.001007° ; N 44.709529°	下游	跟踪监测点			

6.3.6.3 地下水监控管理与信息公开计划

为保证地下水监控有效、有序管理，须制定相关规定，明确职责，采取以下措施：

1) 管理措施

(1) 项目区环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

(2) 企业应指派专人负责地下水环境跟踪监测工作，按上述监控措施委托具有监测资质的单位负责地下水监控工作，并按要求及时分析整理原始资料 and 负责监测报告的编写工作。

(3) 由项目区环境保护管理部门建立地下水环境跟踪监测数据信息管理系统，编制地下水环境跟踪监测报告并在网站上公示信息，公开内容至少应包括该建设项目的特征因子石油类的地下水环境现状监测值。

2) 技术措施

(1) 跟踪监测内容应包括：地下水监测报告，排放污染物的种类、数量、浓度，污染物贮存与处理装置、事故应急装置等设施的运行状况、跑冒滴漏记录、维护记录等。

(2) 定期对污染区的装置等进行检查。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，查找异常原因，确保数据的正确性。

6.3.6.4 应急响应

本项目应以建设单位为体系建立的主体，制定专门的地下水污染应急预案，与突发环境事件应急预案相结合，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施。

当突发环境事件发生后，事发单位和有关部门立即启动本单位突发环境事件应急预案，迅速开展以下处置工作：

1) 切断污染源或泄漏源

发现管线压力异常或泄漏，立即采取关闭输油管线上游和下游阀门，并采取封堵措施，将泄漏采出液截留。另外，标明危险区域，封锁危险场所，并采取其他防止危害扩大的必要措施。

启动应急收集系统集中收集污染物，设立拦截设施，防止污染物蔓延。组织有关部门及时将污染的土壤挖出，对污染物进行回收处置，委托具备危废处理资质单位进行拉运处置，防止污染或泄漏进一步扩散。

2) 切断污染途径

应采取油毡吸附、围油栏拦截等方式，对污染源进行围堵并收集污染物。

3) 立即向上级主管部门报告，及时通报可能受到危害的单位和居民；服从市政府发布的决定、命令，积极配合政府组织人员参加应急救援和处置工作。

4) 一旦出现地下水污染事故，立即启动应急预案和应急处置办法，组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因。

5) 委托有资质单位对项目周围地下水监测井水质进行跟踪监测，探明地下水污染深度、范围和污染程度，当发生严重污染事故时，在条件允许情况下，合理布置截渗井，并进行试抽工作，防止事故的扩散。

地下水污染应急响应程序见图 6-10。

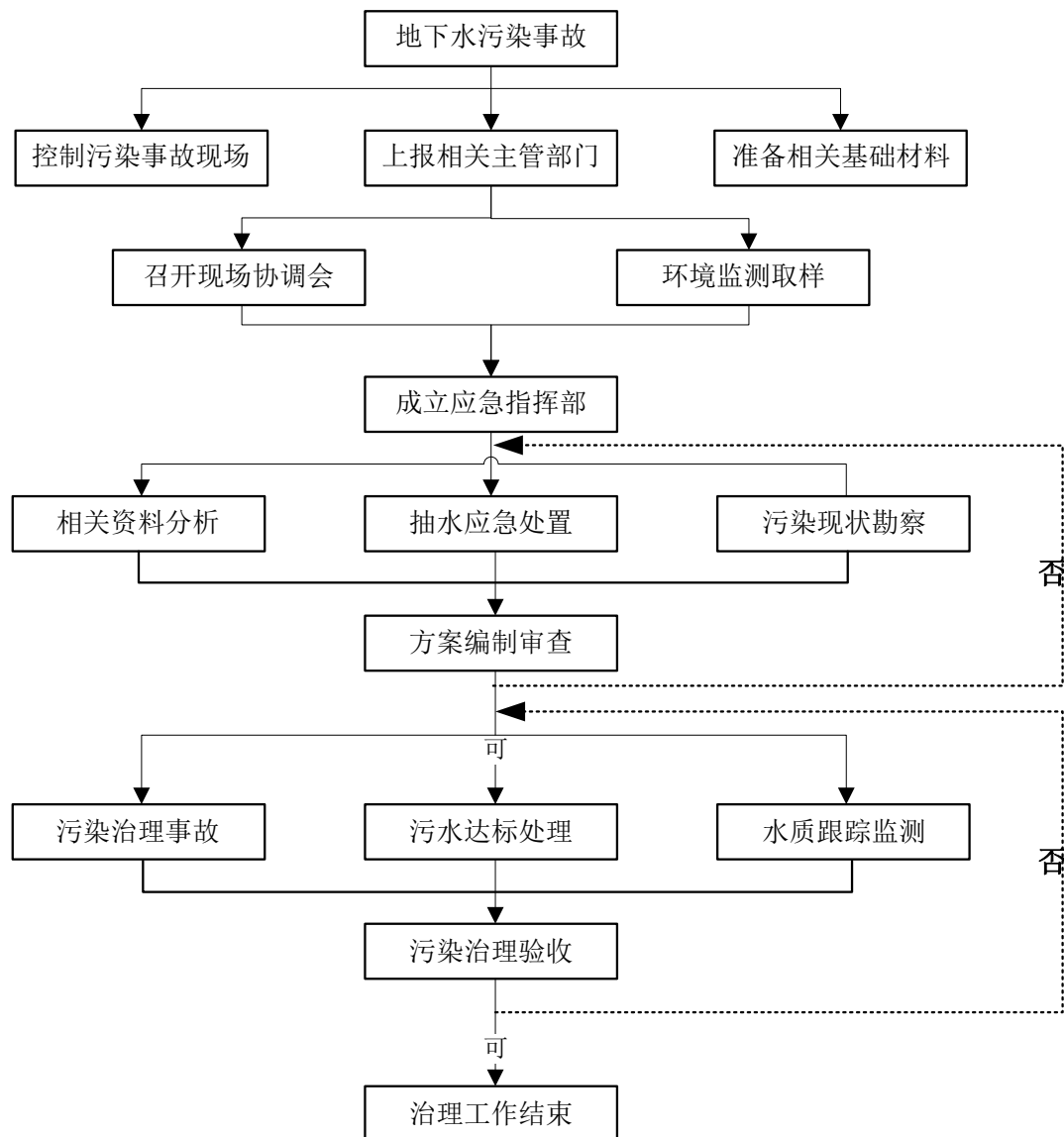


图 6-10 本项目地下水污染应急响应程序图

6.3.7 小结

本项目对地下水有潜在影响，生产单位必须做好构筑物、管道的防渗设计、

施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；运营期加强巡井，设备定期检验、维护、保养。严格落实施工期和运营期各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。

综上，在采取本项目提出的各项污染防治措施后，施工期、运营期及闭井期对地下水环境的影响在可接受范围内。

6.4 土壤环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。根据项目区土壤理化性质监测结果，属于 HJ964-2018 附录 D.1 轻度盐化地区，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

6.4.1 污染影响型环境影响评价

6.4.1.1 评价等级

6.4.1.2 项目类别

本项目属于石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A 可知，项目行业类别为采矿业，土壤环境影响评价项目类别为 I 类项目，详见表 6.4-1。

表 6.4-1 土壤环境影响项目类别表

行业类别	I	II	III	IV
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	/

6.4.1.3 占地规模

本项目永久占地面积为 14.44hm²，占地规模为中型（5~20hm²）。

6.4.1.4 敏感程度

本项目 1km 范围内均为牧草地，无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，判定项目周围土壤环境敏感程度为不敏感，敏感程度分级详见表 6.4-2。

表 6.4-2 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、饮用水水源地或居住区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

6.4.1.5 判定结果

根据上述识别结果，本项目为 I 类项目，属于污染影响型，占地规模为中型，周围土壤环境敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.2 污染影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目污染影响型评价工作等级为一级，评价工作等级划分详见表 6.4-3。

表 6.4-3 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模	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。									

6.4.1.6 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）要求，本项目评价范围为井场占地及其厂界周围外扩 1000m 范围，详见表 6.4-4。

表 6.4-4 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围	
		占地范围内	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

6.4.1.7 土壤环境敏感目标

根据现场踏勘，本项目土壤评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标。

6.4.1.8 土壤环境影响识别

6.4.1.9 影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、闭井期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。

本项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6.4-5。

表 6.4-5 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
闭井期	/	/	√	/

6.4.1.10 影响因子

土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6.4-6。

表 6.4-6 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
运营期	集油管线、高架罐、分离器	非正常工况下，集油管线、高架罐、分离器破裂导致采出液连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	井下作业	非正常工况下，井下作业防渗材料破裂导致落地油污染土壤或随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
闭井期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.4.1.11 土壤环境影响预测与评价

6.4.1.12 施工期土壤环境影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

2) 土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料，开挖与回填对土壤养分的影响相当明显，即使实行分层堆放、分层回填措施，土壤表土的有机质也将下降 43%，黏粒含量减少 60%~80%，磷下降 40%，钾下降 43%。但这种影响一般持续 2~3 年，随时间推移逐渐消失，土壤的肥力将逐渐恢复。

3) 土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期间的固体废物堆存及施工设备漏油等，造成污染物进入土壤环境。

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油。因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

6.4.1.13 运营期土壤环境影响预测与评价

本项目重点预测集油管道泄漏对土壤环境影响。

1) 预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

2) 预测评价时段

重点预测时段为运营期。

3) 情景设定

(1) 正常工况

正常工况下，井下作业过程等可视场所若发生渗漏，可立即采取措施，根据建设单位多年运行经验，采用“铺设作业、带罐上岗”措施的情况下，井下作业落地油回收率可达 100%。

(2) 非正常工况

在实际生产过程中，井场内有实时视频监控，加之现场有值班人员巡视，发现若出现严重泄漏时会及时采取关停措施，污染土壤及时清运的情况下，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。

本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况，情景设定为 60m³ 高架罐开裂或因腐蚀磨损等发生采出液泄漏，事故状态下采出液泄漏量按最大储存量，即泄漏量 48m³。

4) 预测因子

本次选择特征因子石油烃（C₁₀-C₄₀）进行影响预测。

5) 预测方法

泄漏事故后，采出液首先在土壤中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在土壤中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在土壤中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在土壤中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。

本次评价选用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 E 中 E.2.1 推荐的预测方法，该方法适用于污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

(1) 水流运行基本方程

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和一非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] - S$$

式中： θ ——土壤体积含水率（cm³ cm⁻³）；

h ——压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K ——非饱和渗透系数（cm/h）；

T ——时间变量（1/h）；

Z ——空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

（2）土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n\right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - \left(1 - S_e^{1/m}\right)^n\right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： θ_r ——土壤残余含水率；

θ_s ——土壤饱和含水率；

S_e ——有效饱和度；

α ——土壤水力特征经验参数；

n ——土壤孔隙大小分配指数；

K_s ——饱和水力传导系数；

l ——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

（3）土壤溶质运移模型

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial (\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数， m^2/d ；

q ——渗透速度， m/d ；

z ——沿 z 轴的距离， m ；

t ——时间变量， d ；

θ ——土壤含水率，%。

②初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t=0, \quad L \leq z < 0$$

③边界条件

a) 第一类 Dirichelet 边界条件

连续点源: $c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z=0$

$$\text{非连续点源: } c(z, t) = \begin{cases} c_0, & 0 < t \leq t_0 \\ 0, & t > t_0 \end{cases}$$

b) 第二类 Neumann 零梯度边界条件

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, \quad z = L$$

(4) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发, 于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善, 目前已得到广泛认可与应用, 能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布, 时空变化, 运移规律, 分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

(5) 模型构建

包气带污染物运移模型为: 集油管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果, 本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟, 土壤质地以砂土为主。模拟厚度设置为 3m, 模型剖分按 10cm 间隔, 共 301 个节点。在模型中设置 6 个观测点位, 编号 N1~N6, 分别位于 -0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m 深处。

本次设定模型运行时间为 100d, 本次共设置了 5 个输出时间点, 分别为 5d、10d、50d、75d、100d。

模型结构如图 6-11 所示:

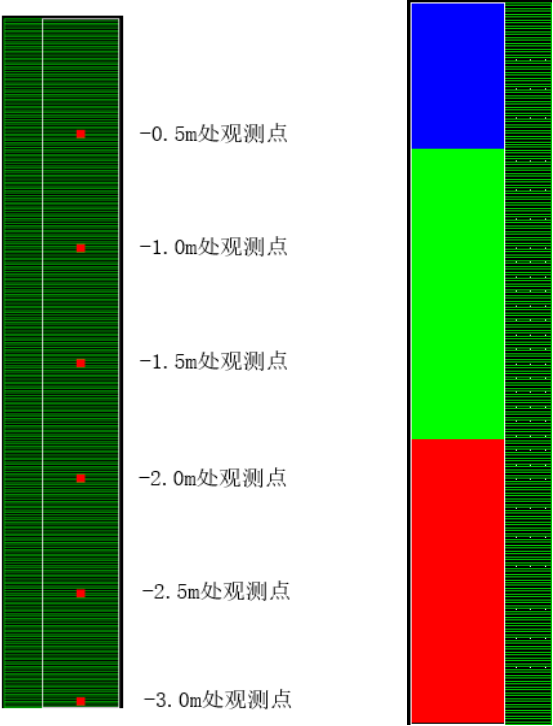


图 6-11 模型结构图

(6) 泄漏源强及参数选取

①参数选取

本项目所在地土壤质地为沙壤土，砂土水力参数见表 6.4-7，土壤溶质运移参数见表 6.4-8。

表 6.4-7 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	饱和含水率 θ_s	残余含水率 θ_r	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 K_s (cm/d)	经验参数 1
0~300	沙壤土	0.057	0.41	0.124	2.28	87.3	0.5

备注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 6.4-8 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm^3)	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)
0~50	沙壤土	1.84	4.3
50~150	沙壤土	1.75	4.3
150~300	沙壤土	1.81	4.3

备注：土壤质地及密度取自本次委托监测结果；纵向弥散系数采用水流速度乘以纵向弥散度，其中纵向弥散度为项目附近水文地质勘察的相关数据。

②泄漏源强

石油类污染物进入土壤后，一部分随着地表径流污染地表水；一部分在重力作用下随着土壤中水分向潜水面垂直迁移，主要经过三个阶段：通过包气带的渗漏、由包

气带进一步向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水。

采出液的黏度范围很宽，密度小于 1，不溶于水。土壤系统是一个复杂而多变系统，石油类在土壤系统中存在的形式也是多样的。石油类污染物是疏水性的，土壤中大部分石油类污染物是吸附在土壤颗粒表面，呈现一种干态或亚干态，而在水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少。另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态。

本次评价选取 60m^3 高架罐作为预测对象，事故状态下采出液泄漏量按最大储存量，即泄漏量 48m^3 。考虑到石油烃 ($\text{C}_{10}\text{--}\text{C}_{40}$) 只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此，本次参考《石油类污染物在包气带中迁移转化研究—以曹妃甸地区为例》（长安大学硕士学位论文，2010 年）中采出水石油类平均浓度约为 1000mg/L 。为保守起见，本次评价参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）见附录 B 表 B1 常见渗透系数表，单位时间通量按细砂最不利情况取值渗透系数 10m/d 。

（7）边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为 10m/d ，设定土壤剖面初始压力水头为 -100cm 。下边界为潜水含水层自由水面、定压力水头。

②溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

6) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 6-12，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 6-13。

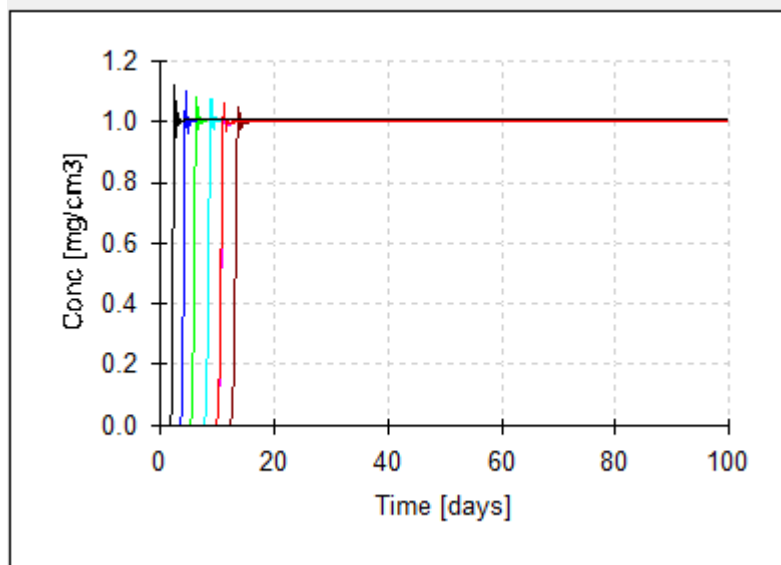
Observation Nodes: Concentration

图 6-12 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

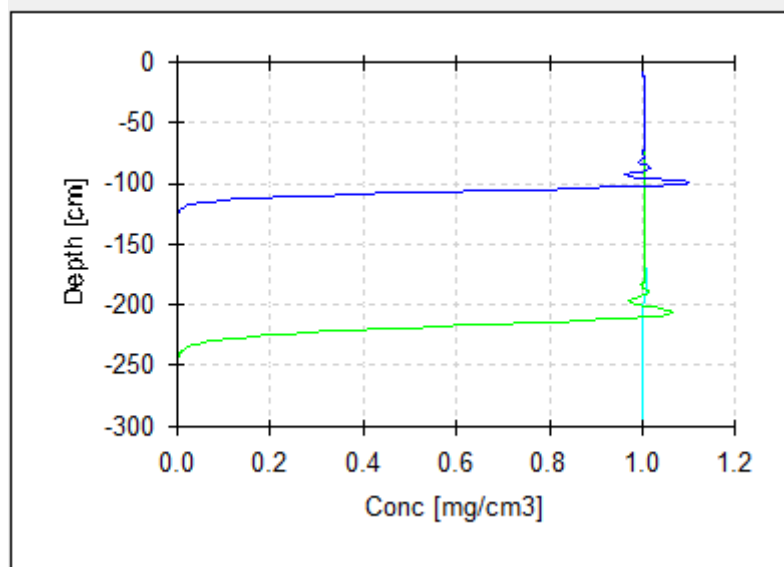
Profile Information: Concentration

图 6-13 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 6-12 及图 6-13 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，泄漏约 12d 后，石油类迅速迁移至-300cm 处，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。

6.4.1.14 闭井期土壤环境影响分析

闭井期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨水入渗污染土壤。本项目产生的被原油污染的土壤等危险废物委托有危险废物处置资质的单位进行无害化处置，同时对井场永久占地进行土地复垦及植被恢复。因此，

闭井期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

6.4.2 生态影响型环境影响评价

6.4.2.1 评价等级

6.4.2.2 项目类别

根据上文属于 I 类项目。

6.4.2.3 土壤敏感程度

根据上文“4.3 气候气象”，呼图壁县多年平均蒸发量 2431.2mm、多年平均降水量 43mm，蒸降比值 $56.54 > 2.5$ ，地下水水位埋深几十至几百米、现状监测土壤含盐量在 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度分级见表 6.4-9，据此判定项目所在地土壤环境为较敏感。

表 6.4-9 生态影响型敏感程度分级表

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

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

6.4.2.4 判定结果

根据上述识别结果，本项目为 I 类项目，周围土壤环境敏感程度为较敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.1 生态影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目生态影响型评价工作等级为二级，评价工作等级划分详见表 6.4-3。

表 6.4-10 生态影响型评价工作等级划分表

敏感程度	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

6.4.2.5 评价范围

根据导则，二级评价范围为：工程占地范围和占地范围外 2km 范围内。

6.4.2.6 土壤环境敏感目标

根据现场踏勘，本项目土壤评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标。

6.4.2.7 土壤环境影响识别

6.4.2.8 影响途径

本项目兼具生态影响型建设项目特点，重点对运营期的环境影响进行识别，土壤环境影响源见表 6.4-11。

表 6.4-11 土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	生态影响型			
	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	/	/	/	/
运营期	√	√	/	/
服务期满后	/	/	/	/

6.4.2.9 影响因子

本项目影响因子识别情况见表 6.4-12。

表 6.4-12 生态影响型建设项目土壤环境影响途径识别表

影响结果	影响途径	具体指标	土壤环境敏感目标
盐化/酸化/碱化/其他	物质输入/运移	pH值	无
	水位变化	地下水位埋深	无

6.4.2.10 采出水对土壤盐化预测与评价

1) 预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对套管发生破损泄漏的采出水

盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

2) 预测源强

泄漏量取采出液流量的最大值 $38.82\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液含水率为 9.37%，采出水中总矿化度最大为 $12572\text{mg}/\text{L}$ ，则估算进入土壤中的盐分含量为 2122799.2g 。

3) 预测模型

本次预测采用 HJ 964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

4) 预测结果

项目位于沙漠，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 $100\text{m} \times 100\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.4 \times 10^3\text{kg}/\text{m}^3$ ，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 $3.9\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为 0.082a (30d)。根据上述计算结果，在 30d 内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 $6.23\text{g}/\text{kg}$ ，叠加现状值后的预测值为 $10.13\text{g}/\text{kg}$ 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量升高，增幅度较大（因地层水矿化度很高）；且本项目建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，建设单位会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

6.4.2.11 土壤盐化综合评分预测与评价

本次评价采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 F “土壤盐化综合评分预测方法”进行预测评价。

1) 土壤盐化综合评分法

采用下面公式计算土壤盐化综合评分值（Sa），具体如下：

$$Sa = \sum_{i=1}^n W x_i \times I x_i$$

式中：n—影响因素指标数目；

$I x_i$ —影响因素 i 指标评分；

$W x_i$ —影响因素 i 指标权重。

2) 土壤盐化影响因素赋值

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤盐化影响因素赋值情况见表 6.4-13。

表 6.4-13 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水位埋深（GWD）/ （m）	$GWD \geq 2.5$	$1.5 \leq GWD < 2.5$	$1.0 \leq GWD < 1.5$	$GWD < 1.0$	0.35
干燥度（蒸降比值） （EPR）	$EPR < 1.2$	$1.2 \leq EPR < 2.5$	$2.5 \leq EPR < 6$	$EPR \geq 6$	0.25
土壤本底含盐量 （SSC）（g/kg）	$SSC < 1$	$1 \leq SSC < 2$	$2 \leq SSC < 4$	$SSC \geq 4$	0.15
地下水溶解性总固体 （TDS）（g/L）	$TDS < 1$	$1 \leq TDS < 2$	$2 \leq TDS < 5$	$TDS \geq 5$	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、 砂粉土	0.10

表 6.4-14 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分 值（Sa）	$Sa < 1$	$1 \leq Sa < 2$	$2 \leq Sa < 3$	$3 \leq Sa < 4.5$	$Sa \geq 4.5$
土壤盐化综合评分 预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

3) 土壤盐化影响预测

根据土壤盐化影响因素赋值及权重，并考虑本次土壤及地下水监测点位设置情况，土壤盐化综合评分值 Sa 见表 6.4-15。

表 6.4-15 土壤盐化综合评分 Sa 一览表

影响参数	参数	分值	权重	Sa
地下水位埋深 (GWD) / (m)	80	0	0.35	0
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	98.88	6	0.25	1.5
土壤本底含盐量 (SSC) (g/kg)	3.5	4	0.15	0.6
地下水溶解性总固体 (TDS) (g/L)	11.46	6	0.15	0.9
土壤质地	沙壤土	6	0.1	0.6
土壤盐化综合评分值 (Sa)				3.6
盐化程度判定				重度盐化
备注: TDS按5个地下水监测数据均值; 地下水埋深参照建设单位现有地下水井数据。				

按照上述评分预测结果, 项目所在地可能会发生重度盐化。

根据实际现场踏勘, 上述预测指标中地下水位埋深、干燥度、土壤本地含盐量、地下水溶解性总固体、土壤质地取值均与当地气候气象、水文地质关系较大; 项目钻井期已完成且采用了泥浆不落地措施, 未发生冒浆、泄漏、井喷井漏等事故, 对所在地土壤的影响较小; 实际固井采用了高等级水泥, 固井质量符合据《固井质量评价方法》(SY/T 6592-2016), 正常运行时对地下水水位无水力联系、不会影响水位升降; 运营期采出液与土壤不接触, 也对土壤盐分含量、质地的影响很小。在加强运营期巡检等管理措施后, 项目对土壤盐化的影响较小。

6.4.2.12 土壤酸化/碱化影响分析

根据现状监测结果, 区域土壤 pH 值均在 $5.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$, 属于无酸化或碱化情况。本项目不向土壤环境排放酸、碱废水, 因此, 施工期及运营期在做好废水处理情况下, 对土壤酸碱程度影响是可以接受的。

6.4.3 土壤环境保护措施与对策

6.4.3.1 源头控制措施

本项目对施工期和运营期产生的废水进行合理的治理和综合利用, 以先进工艺、设备对污水储存和处理, 尽可能从源头上减少污染物泄漏的可能性和泄漏量。

1) 施工期源头控制措施

(1) 废水

①井场四周设置井界沟, 防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②采用了泥浆不落地工艺, 钻井废水进入泥浆不落地系统处理后, 已拉运至石西集中处理站处理达标后回注。泥浆不落地工艺无需设置泥浆池, 最大限度降低泥浆泄漏的可能性和泄漏量, 使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

③试压用水拟采用清洁水，沉淀后用于洒水降尘，对土壤影响较低。

(2) 其他

加强施工期固废管理。施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不善管理，随意丢弃，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械油料泄漏，但在机械故障的情况下可能产生少量油污，因此，在机械维修时，应把产生的油污收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

2) 运营期源头控制措施

本项目拟采取以下土壤环境保护措施，详见表 6.4-16。

表 6.4-16 运营期土壤环境保护措施表

序号	土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
1	源头控制措施	油井采出液经集油管线输送，依托石西集中处理站处理，不外排	井场	运营期	加强管理及设备检查及维修，保证站场采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		井下作业废液、洗井废水依托石西集中处理站采出水处理系统进行处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排	井场	运营期	加强管理及设备检查及维修，保证站场采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		减少井下作业频次，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工进度	对周围环境基本不造成污染

3) 闭井期源头控制措施

(1) 加强管理，减少采油设备、输油管线等拆除过程污染物的跑冒滴漏。

(2) 管线清管废水由石西集中处理站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(3) 建设单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物，可能造成二次污染的，应当采取相应的防渗漏、污染物收集等防治措施，制定、实施土壤污染防治工作方案。土壤污染防治工作方案应当包括被拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的基本情况，残留污染物清理、安全处置以及应急措施，土壤污染防治技术要求和周边环境污染防治要求等内容。

6.4.3.2 过程防控措施

环评要求建设单位须做好场区分区防渗措施。本项目按重点污染防治区、一般污

染防治区、非污染防治区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

1) 运营期过程防控措施

修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收污水、落地油等井口排出物等。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中要求，本项目井下作业采取铺膜带罐措施，井口排出物回收率可达 100%。

针对以上措施的实施，实际运营中设专人管理，定期对设备检查及维修，跟踪废水、固废的去向，从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

2) 闭井期过程控制措施

(1) 环评建议在采油设备拆除过程中，及时回收各类污染物。危险废物应委托危险废物处置资质的单位进行无害化处置。

(2) 废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡检资料，防止发生油水串层及跑冒油，污染周围环境。

6.4.3.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 9.3 跟踪监测，土壤环境跟踪监测点位应布置在重点影响区和土壤环境敏感目标处，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗。

对井场及周边土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。

结合《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，基于建设项目周边环境特点，兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，本项目土壤环境跟踪监测计划见表 6.4-17。

表 6.4-17 土壤环境跟踪监测计划

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
1	井场内	表层样：0~0.2m	①初次监测：GB 36600 表 1 所有基本项目+石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）、pH 值、石油类、石油烃（ $C_6 \sim C_9$ ）、土壤盐分含量； ②后续监测：石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）、pH 值、石油类、石油烃	项目投产运行后每 3 年监测 1 次	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
2	井场外	表层样：0~0.2m			留作背景值

石西油田作业区新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程环境影响报告书

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
			(C ₆ ~C ₉)、土壤盐分含量		

6.4.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表 6.4-18。

表 6.4-18 本项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒			
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒			土地利用类型图
	占地规模	(14.44) hm ²			永久占地
	敏感目标信息	敏感目标 (/)、方位 (/)、距离 (/)			
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ()			
	全部污染物	废气：VOCs、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物；固废：废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯；废水：井下作业废液、洗井废水、采出水等			
	特征因子	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、土壤盐分含量			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐			
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☒ ；不敏感 ☐			
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☒ ；三级 ☐			
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒			
	理化特性	调查了土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等			同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
		表层样点数	5 个	5 个	0~0.2m
		柱状样点数	6 个	0 个	0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m
	现状监测因子	建设用地：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、 建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2,2-五氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘； 特征因子：石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、土壤盐分含量。			点位布置图
现状评	评价因子	同现状监测因子			
	评价标准	GB 15618 ☐ ；GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 ()			

价	现状评价结论	占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的第二类用地的筛选值；井场外牧草地特征污染物石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求，井场外牧草地各项监测指标满足参照执行的《井场外牧草地各项监测指标满足参照执行的《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 风险筛选值要求；说明项目所在区域土壤环境质量状况良好。		
影响预测	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、土壤盐化		
	预测方法	附录 E☑；附录 F☑；其他		
	预测分析内容	影响范围（污染类厂界外扩 1km、生态类厂界外扩 2km） 影响程度（较小）		
	预测结论	达标结论：a) ☑；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □		
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）		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		2	见表 6.4-17	每 3 年 1 次
	信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况		
评价结论		项目所在区域土壤环境质量现状满足相关标准要求，土壤环境质量状况良好。根据资料调研结果，项目产生污染物对周围土壤环境影响在可接受范围内，通过采取本报告表提出的环境保护措施及跟踪监测计划，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。		

6.4.5 小结

1) 根据本项目内容和工程特点，本项目特征污染物为石油烃（C₁₀-C₄₀）。

2) 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），确定本次土壤环境影响评价等级污染类、生态类均为二级，评价范围为污染类井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内，生态类井场占地及井场周围外扩 2km 范围内。

3) 土壤环境质量现状调查结果表明，项目占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。井场外牧草地特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求，井场

外牧草地各项监测指标满足参照执行的《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 风险筛选值要求。对于本项目特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）来说，井场内外差值不大，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

说明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

4) 通过分析，本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，污染物随时间推移不断下渗，因此，本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

5) 建设单位在严格落实环评提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下，项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设是可行的。

6.5 声环境影响评价

6.5.1 施工期声环境影响评价

6.5.1.1 主要噪声源分析

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。由于施工时间较短，且均在野外，施工产生的噪声只对局部环境造成短时影响。施工期主要噪声源及源强见前文表 3.14-1。

6.5.1.2 评价标准

施工期厂界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）排放限值（昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。

6.5.1.3 声环境影响分析

1) 噪声源

地面施工包括井场平整、设备基础施工及吊装等，噪声主要来自土石方施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声及施工人员的生活噪声，一般设备的运作都是间歇性的，因此，产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

2) 地面施工噪声影响分析

各种施工机械近似为点声源，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，结果见表 6.5-1。

表 6.5-1 主要施工机械在不同距离处的噪声值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值（dB（A））							噪声衰减至 70dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至 55dB（A）时的距离（m）
名称	声压级（dB（A））	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
挖掘机	92	64.0	50.0	44.0	49.0	38.0	34.5	32.0	32	178
推土机	95	62.0	53.0	47.0	52.0	41.0	37.5	35.0	45	251
吊车	90	52.0	48.0	42.0	47.0	36.0	32.5	30.0	25	141
升降机	80	52.0	38.0	32.0	37.0	26.0	22.5	20.0	8	45

本项目地面工程较为简单，主要为橇装设备基础施工、吊装等工程，不需连续施工，因此夜间不施工。

施工厂界噪声能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

规定的昼间 70dB (A) 限值要求；本项目夜间不施工，项目周边 200m 内无声环境敏感目标、无国家级或自治区级野生保护动物，其影响范围有限，是可以接受的。

6.5.2 运营期声环境影响预测与评价

6.5.2.1 主要噪声源分析

本项目正常运营过程中主要噪声源是除砂器、分离器、CNG 处理橇等，当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声。运营期主要噪声源具体见“3 本项目工程分析”中表 3.14-9。

6.5.2.2 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021) 中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

1) 噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(r) = L_w + DC - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——距声源 r 处的倍频带声压级，dB (A)；

L_w ——由点声源产生的声功率级 (A 计权或倍频带)，dB；

DC ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——声波几何发散引起的衰减量，dB (A)；

A_{bar} ——屏障引起的衰减量，dB (A)；

A_{atm} ——空气吸收引起的衰减量，dB (A)；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减量，dB (A)；

A_{misc} ——其他多方面原因引起的衰减量，dB (A)。

2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\} \quad (A.3)$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ ——预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i ——第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB。

3) 参数的确定

(1) 声波几何发散引起的 A 声级衰减量 A_{div} ：

①点声源

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

②有限长 (L_0) 线声源

当 $r > L_0$ 且 $r_0 > L_0$ 时 $A_{div} = 20 \lg(r / r_0)$

当 $r < L_0/3$ 且 $r_0 < L_0/3$ 时 $A_{div} = 10 \lg(r / r_0)$

当 $L_0/3 < r < L_0$ 且 $L_0/3 < r_0 < L_0$ 时 $A_{div} = 15 \lg(r / r_0)$

(2) 空气吸收衰减量 A_{atm}

空气吸收引起的 A 声级衰减量按下式计算：

$$A_{atm} = a(r - r_0) / 1000$$

式中：a—每 1000m 空气吸收系数，是温度、湿度和声波频率的函数。常年平均气温为 14℃，平均相对湿度 66%，设备噪声以中低频为主，空气衰减系数很小，本评价在计算时忽略此项。

(3) 地面效应衰减量 A_{gr}

地面效应衰减量 A_{gr} 声级衰减量按下式计算：

$$A_{gr} = 4.8 - \left(\frac{2h_m}{r} \right) \left[17 + \left(\frac{300}{r} \right) \right]$$

式中：r—声源到预测点的距离，m；

h_m —传播路径的平均离地高度，m；若 A_{gr} 计算出负值，可用“0”代替。

(4) 屏障引起的衰减量 A_{bar}

位于声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物、土坡、地堑或绿化林带都能起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减。

声屏障引起的衰减按下式计算：

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3 + 20N_1} + \frac{1}{3 + 20N_2} + \frac{1}{3 + 20N_3} \right]$$

当屏障很长（作无限长处理时），则

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3 + 20N_1} \right]$$

双绕射计算按照下式：

$$\delta = [(d_{ss} + d_{sr} + e)^2 + a^2]^{\frac{1}{2}} - d$$

式中：a—声源和接收点之间的距离在平行于屏障上边界的投影长度，m。

d_{ss} —声源到第一绕射边的距离，m。

d_{sr} —（第二）绕射边到接收点的距离，m。

e —在双绕射情况下两个绕射边界之间的距离，m。

在任何频带上，屏障衰减 A_{bar} 在单绕射（即薄屏障）情况，衰减最大取 20dB（A）；屏障衰减 A_{bar} 在双绕射（即厚屏障）情况，衰减最大取 25dB（A）。

绿化林带噪声衰减计算：

绿化林带的附加衰减与树种、林带结构和密度等因素有关。在声源附近的绿化林带，或在预测点附近的绿化林带，或两者均有的情况都可以使声波衰减。

通过树叶传播造成的噪声衰减随通过树叶传播距离 f 的增长而增加，其中 $d_f = d_1 + d_2$ ，为了计算 d_1 和 d_2 ，可假设弯曲路径的半径为 5km。

（5）其他多方面原因引起的衰减 A_{misc}

其他衰减包括通过工业场所的衰减；通过房屋群的衰减等。在声环境影响评价中，一般情况下，不考虑自然条件（如风、温度梯度、雾）变化引起的附加修正。

工业场所的衰减、房屋群的衰减等可参照 GB/T 17247.2 行计算。

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

6.5.2.3 预测点设定

本项目周边 200m 内无声环境保护目标，本次分别预测 4 座井场正常生产过程中其噪声厂界贡献值的影响。

6.5.2.4 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

6.5.2.5 预测结果

1) 正常运行时井场厂界噪声

井场厂界噪声预测结果见表 6.5-2，等声级线图见图 6-14。

由预测结果可知，井场厂界噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））

要求。

表 6.5-2 正常运转时井场厂界噪声预测结果 (dB (A))

点位		标准限值		最大贡献值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
新湖 1 井场	东厂界	60	50	43.2	43.2	达标	达标
	南厂界	60	50	43.1	43.1	达标	达标
	西厂界	60	50	44.8	44.8	达标	达标
	北厂界	60	50	47.3	47.3	达标	达标
新湖 2 井场	东厂界	60	50	43.0	43.0	达标	达标
	南厂界	60	50	42.2	42.2	达标	达标
	西厂界	60	50	49.3	49.3	达标	达标
	北厂界	60	50	48.9	48.9	达标	达标
新湖 101 井场	东厂界	60	50	38.4	38.4	达标	达标
	南厂界	60	50	40.1	40.1	达标	达标
	西厂界	60	50	31.7	31.7	达标	达标
	北厂界	60	50	31.5	31.5	达标	达标
新湖 102 井场	东厂界	60	50	41.4	41.4	达标	达标
	南厂界	60	50	48.8	48.8	达标	达标
	西厂界	60	50	48.9	48.9	达标	达标
	北厂界	60	50	42.3	42.3	达标	达标

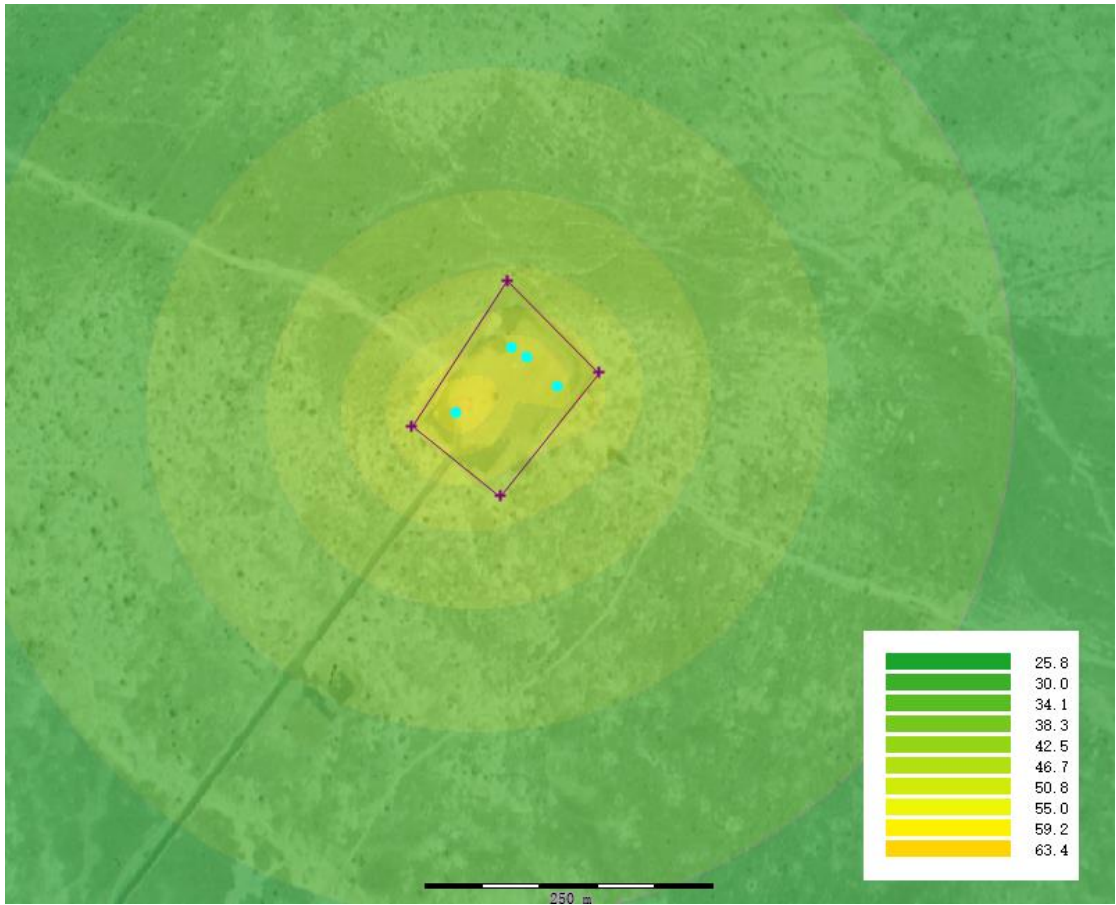


图 6-14 新湖 1 井场运营期等声级线图

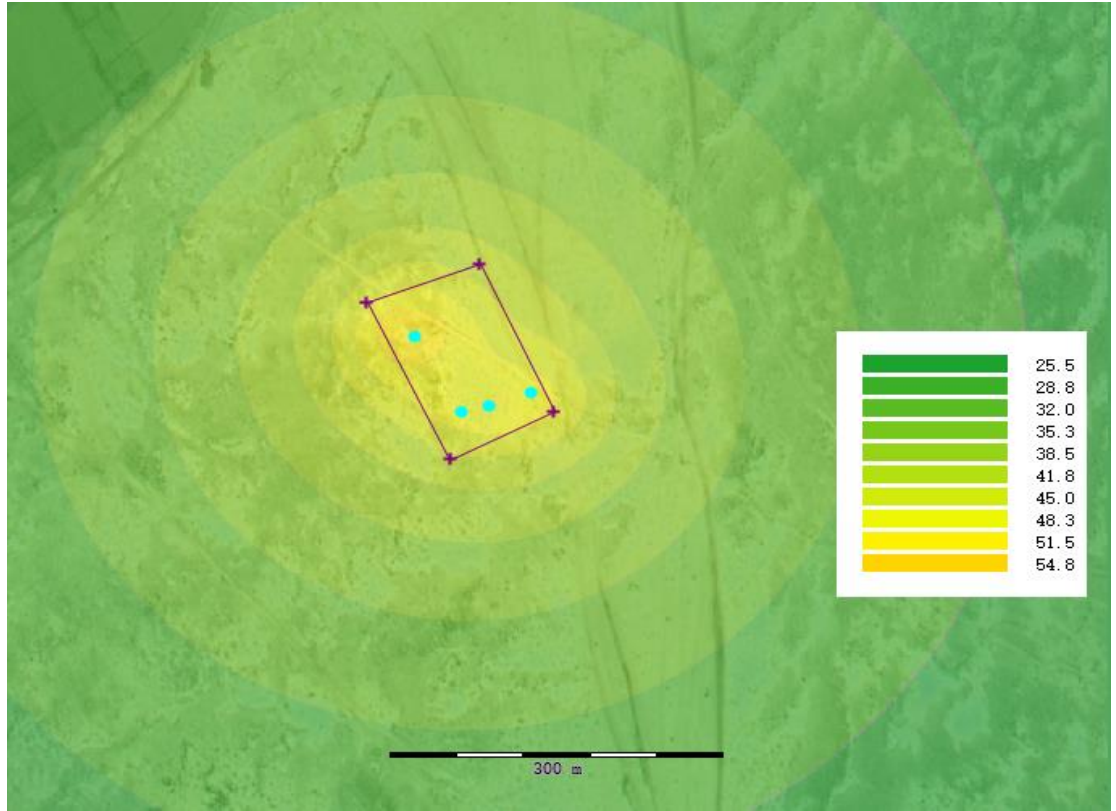


图 6-15 新湖 2 井场运营期等声级线图

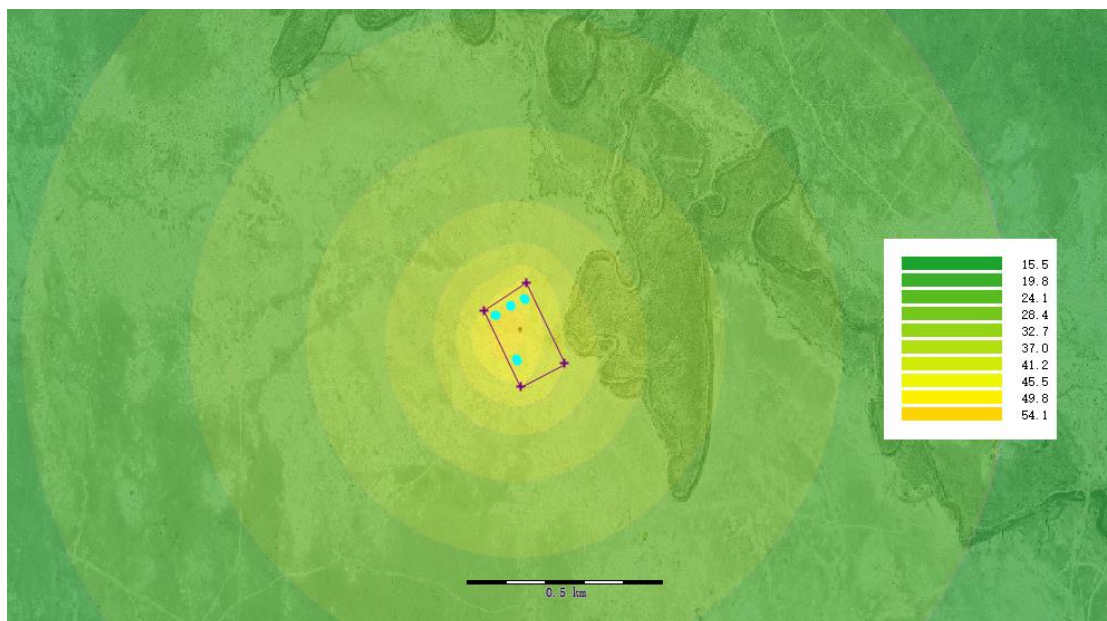


图 6-16 新湖 101 井场运营期等声级线图

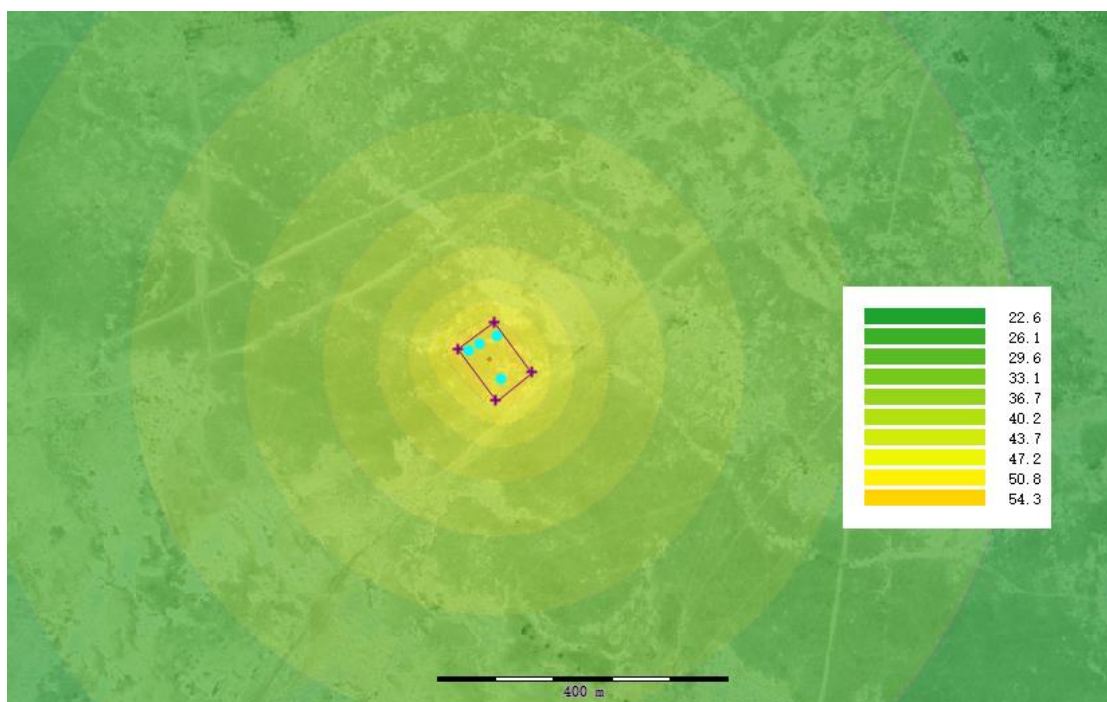


图 6-17 新湖 102 井场运营期等声级线图

3) 井下作业时设备噪声分析

井下作业噪声类比同类项目监测数据。不同作业类型在不同距离下的噪声情况见表 6.5-3。

表 6.5-3 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50

由上表可知,小修作业主要噪声源为通井机,一般距离井口 72m~82m,噪声降低至 60dB (A);距离井口 140m~150m,噪声降低至 50dB (A)。大修作业主要噪声源为修井机,距离井口 87m~97m,噪声降低至 60dB (A);距离井口 160m~170m,噪声降低至 50dB (A)。本项目井下作业时井场厂界夜间噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的 2 类区标准。

本项目井场周围 200m 范围无声环境保护目标,但应采取以下措施,降低对周边声环境的影响。

(1) 井下作业期间噪声主要来自通井机的轰鸣声,此噪声的大小与井内管柱的负荷有直接关系,现场施工要求司钻根据井内管柱负荷变化,调整合适的设备挡位,以达到在同等负荷下,噪声最小。

(2) 加大设备的维护保养,在设备下铺设减振基础,减少振动噪声。

井下作业施工时间是短暂的,在井下作业结束后这种不利影响将消失,因此本项目在井下作业时对井场声环境影响较小。

6.5.3 闭井期噪声环境影响分析

油井进入闭井期时,噪声源主要源自井场拆卸设备,影响范围在声源周围 200m 范围内,且闭井期噪声的影响随着闭井完毕会消失,影响只是短暂的,对周边声环境影响较轻。

6.5.4 声环境影响自查表

声环境影响评价自查表见表 6.5-4。

表 6.5-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☒	中期 ☐	远期 ☐	

	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比		100%			
声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影响 预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☐ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 R 最大 A 声级 L_{eq} 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒			不达标 ☐		
	声环境保护目标 处噪声值	达标 ☐			不达标 ☐		
环境监测计 划	排放监测	厂界监测 ☒	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐	
评价结论	声环境保护目标 处噪声监测	监测因子: (/)		监测点位数: (/)		无监测 R	
	环境影响	可行 ☒			不可行 ☐		
注: “ ☐ ” 为勾选项, 可 ☒ ; “(/)” 为内容填写项。							

6.5.5 小结

1) 监测期间, 本项目所在区域声环境现状监测值能够满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 中的 2 类区标准要求。

2) 本项目施工期在避免夜间施工的前提下, 能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准要求, 不会对周围声环境造成明显的不利影响。

3) 本项目运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求, 不会对周围声环境造成明显的不利影响。

综上, 结合项目选址、平面布置、声源的排放强度与排放方式、噪声污染控制措施等方面综合进行评价, 本项目对声环境影响较小。

6.6 生态影响分析

6.6.1 评价等级及范围

6.6.1.1 评价等级

本项目总占地面积 14.44hm^2 ，小于 20km^2 。本项目位于昌吉州呼图壁县，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、国家公园、天然林等特殊和重要敏感区，评价区域内的天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 6.6-1。根据判定可知，因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 6.6-1 生态评价等级判定依据及结果

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级	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，生态影响评价等级不低于二级	不涉及	/
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；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	$14.44\text{hm}^2 < 20\text{km}^2$	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

6.6.1.2 评价范围

本次综合考虑《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中关于生态影响评价范围的要求，结合现场调查，确定本项目生态环境影响评价范围为各井场边界外扩 50m 范围。

6.6.2 施工期生态环境影响分析

6.6.2.1 土地利用影响分析

本项目没有临时占地，钻井临时占地均已在勘探井环评进行了评价。

从宏观整体区域看，项目施工不会影响到该区域的土地利用结构，因此，项目施工对区域土地利用类型的影响较小。

6.6.2.2 植被影响分析

井场建设对植被的影响主要为土地平整、基础建设、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对荒漠植被的破坏。土地平整将清除区域全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，将造成评价范围植被生物量和生产力下降。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对荒漠植被的生长产生不利影响。

项目周边植被较少，以草本、灌木植被为主，但总体来说破坏荒漠植被面积占评价区总面积的比例较小。施工结束采取在井场区域进行播撒草种等恢复措施后，生物量在 2 年~3 年后可全部恢复。因此，施工期对评价范围植被的影响在可接受范围内。

6.6.2.3 动物影响分析

1) 对陆生生物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界 500m 以内，即施工过程可能对井场周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，受工程影响的动物数量较少。

由于项目工程量较小，施工时间较短，施工结束后这种影响也会随之消失。

2) 对水生生物影响分析

本项目不占用湿地、河流及坑塘水面，且周边 1000m 范围内无地表水体，施工期对水生生物影响不大。

6.6.2.4 土壤影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其

困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将弃土和表土相混合，造成土壤质量下降。

2) 土壤污染影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

6.6.2.5 水土流失影响分析

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），项目所在区域属于水土流失重点治理区。

施工期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，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。本项目施工期水土流失类型主要为风力侵蚀，自然恢复期间，水土流失量有所减少。

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，而粉砂和黏粒粒级减少。

2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

4) 水土流失防治措施

为有效控制施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，本项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复和土地复垦。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

(1) 合理安排施工进度及施工时间，施工时选择无雨、小风的季节进行，避免扬尘和水土流失。施工时应做到随挖、随运、随铺、随压，不留或尽可能少留疏松地面，废弃土方要及时清运处理；尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填。

(2) 施工中为减少弃渣堆放量，不同地段的弃土弃渣采用不同的回填和处理方式。

(3) 施工回填后要适当压实，并略高于原地面，防止以后因地面凹陷形成引流槽，并按适当间隔根据地形，增高回填标高以阻断槽流作用。

(4) 对开挖土方采取保护措施，如适当拍压，旱季表面喷水或用织物遮盖等，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

6.6.2.6 对生态敏感区影响分析

1) 生态敏感区与项目位置关系

根据与呼图壁县自然资源局对接项目情况，本项目不涉及生态保护红线区、国家沙漠公园和沙化土地封禁保护区等生态敏感区。

2) 生态环境影响分析

由于本项目不在环境敏感目标内，且距离上述区域较远，因此，本项目对生态敏感目标的影响很小。

6.6.3 运营期生态环境影响分析

6.6.3.1 土地利用影响分析

本项目永久占地为井场占地及道路占地，占地面积 14.44hm^2 ，占地类型为牧草地。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将牧草地变为建设用地，这种影响是永久性的，但这部分占地面积较小，在服务期满后对土地

利用的影响也将逐渐消失。对区域土地利用格局影响在可接受范围内。

6.6.3.2 植被影响分析

1) 修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废液或落地油回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须“铺设作业、带罐上岗”，落地油、废水等井口排出物全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏对植被影响

运营期正常情况下，生产设施处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常（事故）状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

6.6.3.3 动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对鸟类产生影响。

1) 采油设备运行噪声影响

采油设备运行噪声，属低频稳态噪声，一般在 65dB（A）左右，经距离衰减后，在 50m 处噪声已降至 31dB（A）。研究表明，小于 50dB（A）的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为井场周围 50m 以内区域，50m 以外区域，鸟类的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的鸟类均为一般种类，鸟类飞翔能力强，因此运营期对鸟类影响较小。

2) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为 80dB（A）~100dB（A），排放规律是间歇的。根据类比，小修作业一般距离井口 72m~82m，噪声降低至 60dB（A）；距离井口 140m~150m，噪声降低至 50dB（A）；大修作业一般距离井口 87m~97m，噪声降低至 60dB（A）；距离井口 160m~170m，噪声降低至 50dB（A）。修井机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB（A）时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目附近无生态保护区，区

域内野生动物多为常见的广布物种，且修井机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，本项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

根据现状调查，受工程影响的野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。项目完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期不会对野生动物的活动产生影响。

6.6.3.4 土壤影响分析

运营期，油气开采很少在大面积范围内造成污染，影响主要是非正常工况下导致，如井下作业、设备和管线泄漏等，会在附近形成局部污染，污染物如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

1) 修井过程对土壤影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废液或落地油回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须“铺设作业、带罐上岗”，废水废液全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏事故对土壤影响

运营期采用井场内密闭管输、罐车密闭拉运，正常情况下，不会导致沿线土壤污染。非正常（事故）状况下，如集输管线、高架罐泄漏，采出液和废气会对周边土壤产生不利影响。

运营期应加强对设备设施的管理，及时发现问题，及时维修，可使事故发生的概率降到最低。

6.6.3.5 对生态敏感区影响分析

运营期很少在大面积范围内形成污染，主要工程内容为井下作业，井下作业“铺设作业、带罐上岗”，井下作业废液依托石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理达标后回注，无外排。且根据调查，本项目距离生态敏感区平均距离 40km 以上，根据上文预测、分析结论，项目影响范围有限，因此运营期对生态敏感区影响较小。

6.6.4 闭井期生态环境影响分析及生态保护措施

6.6.4.1 生态环境影响分析

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，井场清理等工作还会产生部分废弃设备和废弃建筑残渣，对这些废弃设备、建筑残渣将进行集中清理收集，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填埋场填埋处理。

闭井期不能就地利用的需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。井场占地通过采取植被恢复措施后，使项目区内人工景观比例下降，而草甸景观连通性得以恢复，有助于增加区域绿化面积、改善区域生态环境质量。

6.6.4.2 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策编制说明》（环境保护部公告 2012 年 第 18 号），油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。根据环办环评函[2019]910 号文，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施应提出落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施要求。

设施处置措施

1) 井场处置措施

(1) 拆除相关构筑物，拆除设备，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物外运委托有资质单位进行处理；

(2) 根据所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

2) 管线处置措施

(3) 对于废弃管线主要采取进行清管处理，资产回收；

(4) 清管废水用罐车拉运至附近站场进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

生态保护措施

1) 严格限制施工活动范围, 以红线作为标志, 禁止将拆除设备堆放在划定范围以外, 对土壤、植被造成破坏。

2) 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施, 减少水土流失量。

3) 控制机械噪声、车辆运输噪声, 避免对动物生存环境的惊扰。

4) 加强对工作人员的环境保护教育, 提高其环保意识, 禁止随意挖掘, 以避免对地表产生破坏和干扰, 加速水土流失。

5) 在退役期, 可以作为当地交通等有用的道路, 留用当地; 对当地交通等无用的道路, 应及时恢复林草种植, 改善生态环境。

生态恢复措施

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)中四、加强事中事后监管(二十)提出要求:“工程设施退役, 建设单位或生产经营单位应当按照相关要求, 采取有效生态环境保护措施。同时, 按照《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019年1月1日)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)的要求, 对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。”

1) 井口及管线封堵措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012年3月7日)和《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017), 油气井退役或报废后, 应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭。

根据建设单位实际运行情况, 废弃管线弃置前需进行清洗再拆除, 能回收利用部分则拉运至新疆油田资产部门进行回收利用, 不能利用的部分拉运至市政部门指定地点, 由当地环卫部门处置。

具体废弃井封井措施、废弃管线处置措施见 3.13.2 闭井期, 本节不再重复介绍。

2) 土壤、地下水修复措施要求

设备设施拆除后, 建议制定土壤及地下水调查方案, 根据调查方案结果再确定是否进行相应修复, 若调查方案显示地块土壤及地下水中污染物超出相应管控标准要求, 应制定具体的管控和修复措施, 若调查方案显示地块未超标, 则不需进行修复。本次报告仅提出相应的管控要求:

(1) 实施风险管控、修复活动, 不得对土壤和周边环境造成新的污染。

(2) 废水、废气和固体废物，应当按照规定进行处理、处置，并达到相关环境保护标准。

(3) 实施风险管控、修复活动中产生的固体废物以及拆除的设施、设备或者建筑物、构筑物属于危险废物的，应当依照法律法规和相关标准的要求进行处置。

(3) 修复施工期间，应当设立公告牌，公开相关情况和环境保护措施。

(4) 修复施工单位转运污染土壤的，应当制定转运计划，将运输时间、方式、线路和污染土壤数量、去向、最终处置措施等，提前报所在地和接收地生态环境主管部门。转运的污染土壤属于危险废物的，修复施工单位应当依照法律法规和相关标准的要求进行处置。

3) 生态修复

(1) 生态保护措施

① 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

② 拆除设施应布置在井场内，减少新增临时占地。施工结束后及时恢复植被。

(2) 生态恢复措施

① 恢复原则

根据当地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

② 客土及植被选择

a、本项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；

b、植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

③ 土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

① 恢复措施

本项目占地类型为牧草地，实际应全部恢复原有土地功能，保证土地数量不减少。具体修复措施已在 7.1.5 生态保护对策措施中 7.1.5.4 中进行了详细修复措施，本节不再重复介绍。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求

和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.6.5 土地沙化专项环境影响评价

6.6.5.1 沙区现状

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），项目区为非沙化土地。

6.6.5.2 土地沙化环境影响分析

项目实施过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定结皮和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部从非沙化土地变成沙化土地。

施工期井场、单井采油管线、巡检道路等地面工程的建设过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

本项目的建设尽可能少的扰动生态环境。井场选址已尽量避绕了梭梭和各类灌木。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

6.6.5.3 土地沙化生态环境保护措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日）有关规定以及《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）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

本次评价，结合工程内容与现场情况，提出以下措施：

1) 因钻井工程已完成，本项目应尽量将生产井场控制在钻井占地范围内，以减少占地。

2) 大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守

法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

3) 施工车辆按规定路线行驶，施工过程中不得随意碾压项目区内其他固沙植被。

4) 加强施工管理，合理规划拟建区域，避开植被盖度较高的区域。严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。尽可能减少对植被的碾压等破坏性行为。

5) 优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。防止沙丘活化，减少水土流失。

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。

7) 对采油井场永久占地范围进行厚夯实粘土+砂砾层铺垫，减少风蚀量，降低沙丘流动性。

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

6.6.6 生态影响评价自查表

本项目生态影响评价自查表见表 6.6-2。

表 6.6-2 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□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；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□；其他□			
	影响分析	工程占用√；施工活动干扰√；改变环境条件□；其他□			
	评价因子	物种□（梭梭、怪柳） 生境□（ ） 生物群落□（ ） 生态系统√（荒漠生态系统） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他			
评价等级		一级□	二级□	三级√	生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.1555）km ² ；水域面积：（/）km ²			

生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☐ ；调查点位、断面 ☒ 专家和公众咨询法 ☒ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☒ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☒ ；生物入侵 ☐ ；污染危害 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☒ ；生态敏感区 ☒ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☐ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ；“（）”为内容填写项。		

6.6.7 小结

1) 通过调查可知，评价区内生态系统以荒漠生态系统为主。工程建设会侵占土地，改变原有土地类型，从而影响到原有生态系统的结构功能。

2) 项目建设过程中应采取缩小工程占地、加快工程进度等措施减缓土地占用影响；从源头入手，控制原油落地、对各类危废进行无害化处理等措施减缓各类污染物对生态的影响；对因项目建设而受影响的区域，采用植物修复法实施生态修复。

3) 施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、占用土地等，施工对地表植被的破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。在施工期加强对施工人员的管理，以及竖立警示牌，严格控制施工作业范围，施工期影响可得到有效控制。本项目在正常运营期间不会对生态保护红线区等生态敏感区造成影响。

综上所述，项目施工期、运营期、闭井期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

6.7 固体废物对环境的影响分析

6.7.1 固体废物产生及排放情况

6.7.1.1 施工期固体废物产生及排放情况

施工期固废的性质及产生量见表 6.7-1。

表 6.7-1 各类固废的性质及产生量一览表

序号	名称	产生量 (t)	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t)
				废物类别	危废代码		
1	施工废料	0.008	废焊条、废保温材料等	一般固废	/	尽可能回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。	0
2	生活垃圾	1.8	/	/	/	集中收集后运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋	0

6.7.1.2 运营期固体废物产生情况

运营期固废的性质及产生量见表 6.7-2。

表 6.7-2 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t/a)
				废物类别	危废代码		
1	废防渗材料	2.0t/a	矿物油、废塑料	HW08	900-249-08	委托有危险废物处置资质的单位无害化处置	0
2	清罐底泥	334.0t/a	矿物油、泥	HW08	071-001-08		0
3	废润滑油	0.69t/a	矿物油	HW08	900-217-08		0
4	废滤芯	0.32t/a	废不锈钢网、矿物油	HW49	900-041-49		0

6.7.1.3 闭井期固体废物产生情况

闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、落地油，废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至当地垃圾填埋场。落地油作为危险废物应委托有资质单位拉运进行无害化处理。

6.7.2 固体废物转移、储存、处置措施

6.7.2.1 一般固体废物

施工期施工废料（废焊条、废保温材料）以及闭井期废弃设备及建筑垃圾属于一般工业固体废物，应按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

(GB 18599-2020) 进行管理处置。施工废料部分回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。

生活垃圾集中收集后运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋。

施工期一般固废均采用可行的处理处置措施，对环境的影响较小。

6.7.2.2 危险废物

运营期危险废物依托石西油田作业区危废贮存点贮存，该暂存场所已按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防风、防雨、防晒要求，建立台账及管理制度。

1) 收集和贮存

(1) 危险废物的贮存和运输严格按照国家对危险废物处置的有关规定及自治区危险废物管理中心的有关规定执行。根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 的要求，危险废物的储存应采取以下措施：

① 危险废物临时存储场所按照桶装、袋装物质的区别制作标示牌对危险废物进行标识。本项目固态危废主要为废防渗材料和废滤芯，半液态和液态危废为清罐底泥和废润滑油；按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)，固态危废宜采用柔性包装物(如包装吨袋)，在堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏；半液态和液态危废宜采用硬质容器(如高密度聚乙烯包装桶)，且在堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏。包装容器示意图见图 6-18。

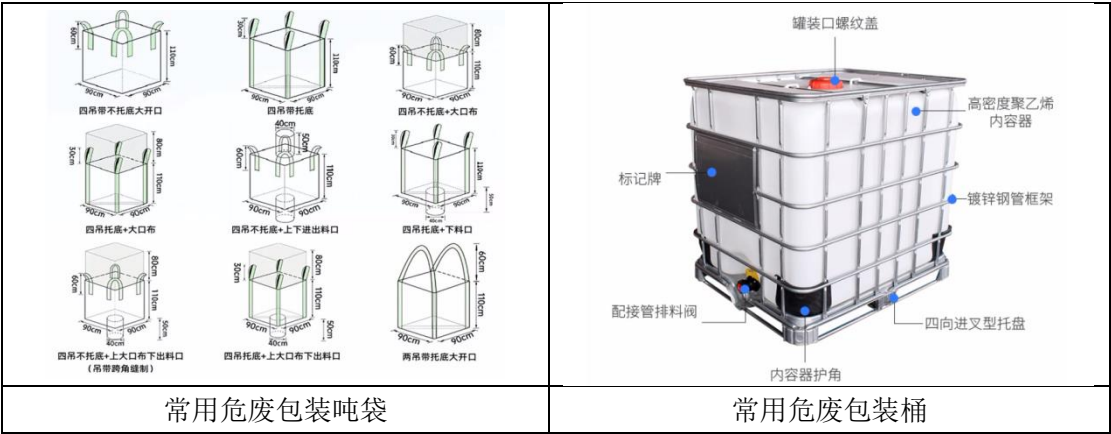


图 6-18 常用危废包装容器示意图

② 危险废物贮存容器及材质要满足相应的强度要求；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。

③ 危险废物临时存储场所设置警示标志，配置通信设备、照明设施等；待危险废物贮存设施停用后，应请监测部门进行监测，表明已不存在污染时，方

可摘下警示标志。

(2) 危险废物临时存储场所内清理出来的泄漏物，也属于危险废物，必须按照危险废物处置原则处理。

(3) 安全环保机构作为专门危险固废处置机构，主要负责危险固废的收集、贮存及处置。

(4) 按月统计危险废物种类、产生量、暂存时间、交由处置时间等，并按月向当地环保部门报告。

2) 转移和运输

(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》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）五联单制度，并制定内部转移、转运制度；按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）相关要求处置和运输。

(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。

(3) 应委托专业运输单位进行运输，运输过程防止扬散和洒漏。

(4) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(5) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

(6) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

3) 处置

废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯均可委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。石西油田作业区选择有资质、有能力的危废运输企业和处置企业，确保依法合规。

6.7.3 固体废物环境影响分析

6.7.3.1 一般固体废物环境影响分析

本项目运营期不涉及一般固体废物。

6.7.3.2 危险废物环境影响分析

1) 危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

(1) 贮存场选址可行性分析

拟依托的石西油田作业区危废贮存点已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防雨、防晒、防风要求，建立台账及管理制度。贮存场所处位置地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度，贮存场底部高于地下水最高水位，周边无易燃易爆等危险品仓库，附近无高压输电线，因此本项目贮存场选址是可行的。

(2) 危险废物产生量、贮存期限等环境影响分析

危废暂存场所基本情况见表 6.7-3。

表 6.7-3 本项目运营期依托危废暂存场所基本情况

序号	贮存场所名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	石西油田作业区危废贮存点	废防渗材料	HW08	900-249-08	86° 49' 35" , 45° 25' 52" , 本项目东侧约 78km 处	暂存	400m ³	半年
2		清罐底泥	HW08	071-001-08				
3		废润滑油	HW08	900-217-08				
4		废滤芯	HW49	900-041-49				

本项目危险废物全部委托有危险废物处置资质的单位无害化处置，危险废物产生量较小，对环境影响较小。

(3) 危险废物贮存设施已配备照明设施和消防设施。

(4) 石西油田作业区危废贮存点所采取防渗、防风、防雨、防晒措施，已按照《关于发布国家固体废物污染控制标准〈环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场〉（GB 15562.2-1995）修改单的公告》（生态环境部公告 2023 年第 5 号）设置环境保护图形标志，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。

(5) 危险废物妥善收集暂存，无长期堆放，危险废物贮存期限符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）的有关规定，不超过一年。

(6) 已根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》（环保部公告 2016 年第 7 号）等要求，填写《危险废物产生单位台账》，建立危险废物贮存的台账制度，危险废物出入库已填写交接记录内容，记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放位置、废物出库日期及

接受单位名称。

(7) 危险废物贮存设施的关闭按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 及其修改单等有关规定执行。

(8) 危险废物对环境要素及环境敏感目标影响分析

本项目危险废物贮存周期短, 挥发性低, 对环境空气影响较小; 本项目贮存场对可能产生泄漏、渗漏的途径均进行有效预防, 在确保各项防渗措施得以落实, 并加强维护和环境管理的前提下, 可有效控制污染物外漏现象, 对区域地表水、地下水、土壤及周边环境敏感目标环境影响较小。

2) 运输过程环境影响分析

(1) 由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施, 承担危险废物运输的单位获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。运输危险废物的人员, 应当接受专业培训, 经考核合格后, 方可从事运输危险废物的工作。运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(2) 危险废物公路运输按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第23号) 等相关规定执行。运输时, 发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害, 及时通报给附近的单位和居民, 并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告, 接受调查处理。

(3) 运输单位承运危险废物时在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 设置标志。

(4) 运输车辆按相关要求设置车辆标志。

(5) 危险废物运输时的中转、装卸过程遵守如下技术要求:

- ① 卸载区的工作人员熟悉废物的危险特性, 并配备适当的个人防护装备。
- ② 卸载区配备必要的消防设备和设施, 并设置明显的指示标志。
- ③ 危险废物装卸区设置隔离设施, 液态废物卸载区设置收集槽和缓冲罐。

建设单位已制定内部转移、转运制度, 在转移、运输过程中严格执行《危险废物转移管理办法》(生态环境部 公安部 交通运输部 部令第23号) 五联单制度。建设单位已根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》(环保部公告2016年第7号) 等要求, 填写《危险废物管理计划》、《危险废物产生单位台账》, 并向当地生态环境部门备案登记。

建设单位已与危险废物处置单位共同研究危险废物运输的有关事宜, 运输路线尽量避绕饮用水水源保护区、居民集中居住区等环境敏感区域, 并制定具

体可操作的环境风险应急预案，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) 处置影响分析

本项目涉及的危险废物的类别为 071-001-08、900-041-49、900-217-08、900-210-08，项目周边危险废物处置单位简介见表 6.7-4。

结合表 6.7-4，本项目产生危废种类在周边有资质单位处理类别及能力范围内，因此在严格落实以上收集、贮存、运输、处置规定要求，确保危险废物得到有效处置的情况下，本项目产生的固体废物对周围环境的影响不大。

表 6.7-4 本项目周边危险废物经营处置单位

序号	许可证编号及有效期		名称	经营设施地址	核准经营方式	核准经营危险废物类别	处理规模
1	6502040117	2022.2.11~2027.2.10	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	克拉玛依市区滩区	收集、贮存、利用、处置	071-001-08 、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-201-08、900-210-08、900-214-08、 900-217-08 、900-218-08、900-219-08、900-221-08、 900-249-08 、900-015-13、 900-041-49	138.5 万吨/年（其中，含油污泥 30 万吨/年，含油泥废液 34 万吨/年，干化油泥及废矿物油 40.5 万吨/年、含油钻井废弃物 10.5 万吨/年、废防渗膜和废树脂 3.5 万吨/年，废油基泥浆 20 万吨/年）
2	6502040039	2019.8.30~2024.8.29	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾区	收集、贮存、处置	含油污泥（ 071-001-08 ，水洗萃取装置），干化油泥（ 071-001-08 ，热解装置），含油废液（ 071-001-08 ，含油废液装置），废矿物油（900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-209-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、 900-217-08 、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、251-003-08、 900-249-08 ，热解装置）； HW49 类其他废物：废防渗膜（900-041-49，热解装置）	HW08 类 181 万 t/a，HW49 类其他废物 7 万 t/a，另外具有危险废物运输资质《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650205000271 号）

6.7.4 闭井期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生少量落地油，应及时回收，防止对局部区域造成污染，以利于井场土地资源后续利用。回收后的落地油及时委托有危险废物处置资质的单位无害化处置，防止闭井期对周围环境造成新的影响。

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃设备、废弃建筑残渣，对这些废弃设备、残渣将进行集中清理收集后外运。

6.7.5 小结

本项目各类固体废物依其性质不同，可分别得到合理有效处置，项目固体废物不会有渗滤液外排，综上所述，在采取各项措施后，本项目施工期、运营期、闭井期的各种固体废物均可得到妥善处置，对环境空气、地表水、地下水及土壤环境影响较小。

6.8 环境风险评价

6.8.1 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）和《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）对本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。

6.8.2 评价依据

6.8.2.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在）、天然气（原油伴生气）等，次生污染物 CO，另外还有生产运行中产生的危险废物，主要有废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯。本项目危险物质分布情况详见表 6.8-1。

表 6.8-1 本项目危险物质分布情况一览表（单个井场为例）

风险单元	单元内主要设备名称	有效容积 (m ³)	存放位置	原油最大存在量 (t)	天然气最大存在量 (t)
新湖 1 井场	单井集油管线	0.33	井场内	0.2614	0.27368
	除砂器	0.10	井场内	0.0792	0.07464
	气液分离器	5.43	井场内	0.4303	0.45655
	CNG 工艺橇	0.92	井场内	0.0000	0.00062
	60m ³ 保温高架罐	48.00	井场内	38.0352	0.00000
	60m ³ 保温高架罐	48.00	井场内	38.0352	0.00000
	CNG 槽车	22.0	井场内	0.0000	0.30425

2) 生产工艺特点

本项目属于石油开采，涉及危险物质的使用和临时贮存，不涉及《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3号）规定的危险工艺。

6.8.2.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q < 1 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

本项目危险物质数量与临界量比值结果见表 6.8-2。

表 6.8-2 建设项目 Q 值确定表

风险单元	单元内主要设备名称	有效容积（m ³ ）	存放位置	原油最大存在量（t）	天然气最大存在量（t）	原油 Q 值（t）	天然气 Q 值	单元 Q 值Σ
新湖 1 井场	单井集油管线	0.33	集油管线内	0.2614	0.27368	0.00010	0.027368	0.1416
	除砂器	0.10	设备内	0.0792	0.07464	0.00003	0.007464	
	气液分离器	5.43	设备内	0.4303	0.45655	0.00017	0.045654	
	CNG 工艺橇	0.92	设备内	0.0000	0.00062	0.00000	0.000062	
	40m ³ 保温高架罐	48.00	设备内	38.0352	0.00000	0.01521	0.00000	
	60m ³ 保温高架罐	48.00	设备内	38.0352	0.00000	0.01521	0.00000	
	CNG 槽车	22.00	槽车内	0.0000	0.30425	0.00000	0.030425	
备注：①危险物质临界量取 HJ169-2018 中附录 B：原油临界量 2500t、天然气临界量 10t； ②原油密度、气油比、伴生气密度等参数来源于 3.3 油气资源类型；④井场 CNG 槽车 1 备 1 用，充满气伴生气体积 4500m ³ 。								

综上，本项目单座井场可划分为独立单元，最大危险物质数量与临界量比值 $Q_{\max}=0.1416<1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 C 要求，当 $Q_{\max}<1$ ，则直接判定该项目环境风险潜势为 I。

6.8.2.3 评价等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的有关规定，风险评价工作等级划分见表 6.8-3。

表 6.8-3 风险评价工作级别表

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

本项目环境风险潜势为 I，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 A 要求风险评价可开展简单分析。

6.8.3 环境敏感目标概况

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）要求，结合本项目环境风险评价等级，确定环境风险敏感目标如下：

1) 大气环境敏感目标

以各井场为中心，半径 500m 范围及管线两侧 200m 范围的叠加区域内的居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构。经调查，本项目井场 500m 范围无敏感目标。

2) 地表水敏感目标

经调查，本项目周围无地表水敏感目标。

3) 地下水敏感目标

本项目厂区地下水评价范围内无集中式饮用水源、分散式饮用水源地等地下水环境敏感目标。本项目地下水保护目标为地下水潜水层。根据水文地质调查，项目所在区域包气带防污性能为弱（D1）。

本项目环境风险敏感目标分布情况见表 6.8-4。

表 6.8-4 调查范围环境敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	厂址周边 500m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离 m	属性	人口数
	1	/	/	/	/	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					/

	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围 km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	/	/	/	/	/
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	G3	Ⅲ类	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

6.8.4 环境风险识别

6.8.4.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是运营期原油（以采出液形式存在，含水 33.3%~50%）、天然气（原油伴生气）等，次生污染物 CO，另外还有生产运行中产生的危险废物，主要有废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯，理化性质见表 6.8-5。

表 6.8-5 本项目危险物质理化性质一览表

序号	物料名称	理化性质	物质类型	危险性描述	产生或使用环节
1	天然气（原油伴生气）	常温下为无色无臭气体，沸点：-160℃，闪点：-190℃，相对密度：0.45（液化），微溶于水，自燃温度：482℃~632℃，爆炸极限（V%）：5~14，燃烧分解产物为一氧化碳、二氧化碳、二氧化硫。	类别 2.3 毒性气体、2.1 易燃气体	健康危害：天然气、原油伴生气扩散和不完全燃烧产生的一氧化碳、二氧化硫对人体有毒害作用。急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触原油伴生气者可出现神经衰弱综合症。	采油过程产生
2	原油	外观为黑褐色，具有特殊气味的黏稠性油状液体；相对密度 0.86~0.98，分子量 280~300，凝固点-8~41℃	第 3 类：易燃液体	危险毒性：原油本身无明显毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾，吸入大量引起危害；有刺激和麻醉作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头昏、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状。 燃烧特性：原油是由多种碳氢化合物组成的可燃性液体，在一定温度条件下可以燃烧。闪点、燃点和自燃点是衡量物质易燃性的三个基本	原油开采主要产品、产生危废主要成分

序号	物料名称	理化性质	物质类型	危险性描述	产生或使用环节
				条件，原油具有较低的闪点、燃点和自燃点，具有很大的火灾危险性。	
3	CO	常温下为无色无味气体；沸点：-191.5℃，难溶于水，爆炸极限（V%）：12.5~74.2，燃烧产物为二氧化碳。	2.1 易燃气体	危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤黏膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	火灾事故时产生的特征污染物

6.8.4.2 生产系统危险性识别

运营期集油管线、生产设施、高架罐有可能因腐蚀穿孔发生泄漏。运营期井下作业过程中，也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。一旦发生泄漏，释放出的原油、天然气遇明火后产生的燃烧热辐射伤害和爆炸冲击波伤害，原油泄漏还可能造成土壤、地表水污染物。

6.8.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据石油开采特点，项目钻井期已结束，本次评价分析运营期可能产生的事故类型和主要环境影响途径，详见表 6.8-6。

表 6.8-6 本项目主要事故类型、来源及影响环境的途径等

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标
运营期	泄漏	集油管线、阀门、生产设施、高架罐等	原油	①原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长； ②原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差； ③泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入地下含水层，影响地下水水质	地表水、地下水、土壤 大气环境 地下水环境
	火灾爆炸产生的次生		伴生气及次生污染物	产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标
	污染		CO 等		
	套管外返水	采油井	原油	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响	地下水
	井喷	井下作业	原油	①释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长； ③原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差	大气、土壤、地表水
	井漏		压裂液等	沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水

6.8.5 环境风险分析

6.8.5.1 井喷事故环境影响分析

1) 对周围人群影响分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油从井口敞喷进入环境当中，原油在喷射过程中若遇明火则会引发火灾等危害极大的事故。原油喷射最大的可能是形成垂直喷射，喷出的原油将危害周围的道路、河流和植被等；当达到最大喷射释放速度，遇明火就会引发火灾，对周围的环境及人群造成影响。

2) 对大气环境影响分析

修井过程中，若出现井喷失控，天然气在地层压力作用下将以极高的动能速度从井口喷出，若自始至终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成 H_2S 毒性云团，将造成严重的人员中毒伤亡，并对周围环境造成严重的污染。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间（1950 年～1990 年），累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中，井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此，井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/a，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/a，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/a。

3) 对土壤环境影响分析

若井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十

年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

4) 对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的自然植被上，使植物受到一定程度的污染；若喷出的伴生气遇到明火而燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的动植物受到灼伤。

5) 对水体的污染和影响

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类黏附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

本项目在钻井期间采用了高强度防腐蚀的套管、聚合物润滑防塌钻井液体系以及相关防喷器，固井采用了采用 G 级抗高温水泥固井，钻井期未发生过井喷事故；上述措施可有效预防后期井喷事故发生。

6.8.5.2 泄漏事故对环境的影响

1) 对环境空气影响分析

原油泄漏事故发生时，伴生气（烃组分等）逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的污染强度，更不会导致大气环境的明显恶化。

一般来说，泄漏风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其他设施）腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH_4 泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染；对于可能引发火灾、爆炸事故的的危险物质 CH_4 ，还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO 的排放引发的环境影响。

环评建议实际操作应严格执行《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）等安全和管理要求。管线试运行后，应进行一次智能检测，并与基础资料进行对比，

以便发现管线施工缺陷和制造缺陷，以后定期开展检测工作。

本项目各类管线、设备、高架罐均位于井场内，日常巡井时管线进行检查，在其他灾害发生时应加密巡查，发现危及管线安全的情况及时处理和汇报。

2) 对地表水的影响分析

采出液泄漏事故发生时，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。拟建井场距离地表水体较远，在及早发现事故并采取堵截措施后，采出液泄漏事故不会对其产生影响。

3) 对生态的影响

事故性采出液的大规模泄漏可影响荒漠生态系统，危害动物与植物生长。其中，对植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。总之，采出液泄漏会引起植被退化，会改变生态系统各组成成分的生态位置，改变群落组成、生态系统结构及对人类的服务功能，对生态系统产生显在与潜在的累积影响。需要对事故采出液污染扩散面积进行定量测算。

采用渗透性地表扩散模式（aisbeck 和 Mohtadi, 1975）计算污染面积，如下式所示：

$$S = 53.5\alpha W^{0.89}$$

式中：α——土壤阻隔系数，取 0.2；

S——污染面积，m²；

W——泄漏体积，m³。

泄漏质量由原油理论泄漏速率和时间乘积，同时根据本项目开发指标预测计算确定。在实际生产过程中，由于采取了压力检测与控制等措施，加之作业现场有人员巡视，发现泄漏时会及时采取关停措施，考虑最不利条件下作业区至拟建井场距离，本次关停时间取 1.5h。

本次评价选取储存量最大 60m³ 高架罐（充装系数 0.8）全破裂泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 E，设定本项目 60m³ 高架罐全破裂，污染统计情况见表 6.8-7。

表 6.8-7 高架罐泄漏污染统计表

设施类型	泄漏时间	泄漏量 (m ³)	污染面积 (m ²)	污染半径 (m)
60m ³ 高架罐	1.5h	48	335.5	10.3

根据计算，高架罐破裂后污染面积为 335.5m^2 ，污染半径为 10.3m 。

建设单位在加强巡井检查，采出液泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产，及时清理污染土壤及其他污染物，最终委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。高架罐位于井场西北角，根据计算泄漏半径，基本可将污染物控制在井场内，对周围生态环境影响在可接受范围内。

4) 土壤环境影响分析

采出液泄漏至周边土壤，会导致土壤污染，对周边植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡。由于原油会迅速渗透到土壤中，在土壤中黏附于植物根系，杀死土壤中的微生物，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物有致癌、致畸等作用。在发生泄漏事故后，应及时清理被污染的土壤，将污染控制在井场内，对周边环境的影响在可接受范围内。

6.8.6 环境风险防范措施及应急要求

6.8.6.1 风险防范措施

1) 常规环境管理措施

(1) 严格执行国家的安全、卫生标准规范及相关的法律法规。

(2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。

(3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。

(4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。

(5) 总结经验，吸取教训，研究各种典型事故，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。

2) 泄漏事故风险防范措施

为减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的预防措施：

(1) 管理原则

① 管线、设备采用优质管材、按照“可视化”原则进行敷设。

② 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

③ 制定巡井制度，定时对井场进行巡视；巡线至少 1 天 1 次，建立记录台账。

(2) 防腐措施

①根据设备、容器和管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②建立防腐监测系统，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。

(3) 相关安全防范措施

本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施：

①设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的安全距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以及接地装置。在伴生气总管及进气总管上宜装设防爆板或防爆阀。在伴生气管道上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管道应经常检查，严防跑、冒、滴、漏。管道应有紧急切断装置及连锁装置。井场、生产设备、放喷池的布局应考虑当地季风风向，尽量让季风畅通，设置风向标或飘带。

②配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；配 H_2S 超标报警仪。第一级报警值应设置在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但不启动报警音响，仅向施工人员提示 H_2S 的浓度值；第二级报警值设置在 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。空气中 H_2S 含量接近 20ppm 时，工作人员必须佩戴正压呼吸器，且不能一人单独作业，以便于救护。一旦发现 H_2S 含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

③设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

④在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

⑤对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

⑥在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

⑦建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟长鸣。企业领导直接领导、全权负责，主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。

⑧对生产操作工人必须进行岗前专业技术培训、严格管理，提高职工安全环保意识。

⑨企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防等必备设施，并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

3) 防火防爆安全对策措施

(1) 工艺必须安全可靠, 便于操作。设计中所选用的管道、管件及阀门等材料, 应保证有足够的机械强度及使用期限。管道的设计、安装、试压等技术条件应符合国家标准和规范。

(2) 部分设备与仪器必须从有资质的生产厂家购买, 其设计制造必须符合国家有关标准, 必须有严格的质量检查验收, 消除设备本身的不安全因素。

(3) 配置应急工具和消防设施, 包括一定数量的防毒面具、自给式空气呼吸器, 一定数量的手提式干粉灭火器, 定期组织演练, 并会正确使用。

(4) 各装置均选择成熟、可靠、先进、能耗低的工艺技术和设备, 严防“跑、冒、滴、漏”, 实现全过程密闭化生产, 减少泄漏、火灾、爆炸和中毒的可能性, 在设计中考虑余量, 具有一定的操作弹性。具体采取以下防范措施:

- ①工艺系统以及重要设备均设置安全阀、爆破片等防爆泄压系统;
- ②定期对设备、管线、阀门等进行检查和维修, 并做好运转记录;
- ③设备设置静电接地装置及防雷接地装置, 并定期检查, 保证设备正常使用;
- ④对运输车辆配备 GPS 定位仪、防护工具;
- ⑤当装置发生火灾或爆炸时, 应根据事故级别启动应急预案。

4) 其他管理措施

针对本项目特点, 本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施, 以避免事故的发生:

(1) 设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定, 设备之间保证有足够的安全距离, 并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施, 以及接地装置。在伴生气总管及放空总管上宜装设防爆板或防爆阀。在伴生气管线上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管线应经常检查, 严防跑、冒、滴、漏。管线应有紧急切断装置及连锁装置。井场应考虑当地季风风向, 尽量让季风畅通, 设置风向标或飘带。

(2) 设备、管线、管件等均采用可靠的密封技术, 使储存等过程都在密闭的情况下进行, 防止易燃易爆物料泄漏。

(3) 对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

(4) 在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

(5) 建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识, 作到警钟长鸣。

安全环保部门由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

(6) 职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

(7) 企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通信工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

5) 选址总图布置

本项目开发区域属城市建成区以外，符合《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）的要求。本项目各区域的间距符合防火防爆要求。

6.8.6.2 应急预案

1) 应急预案编制情况

石西油田作业区自成立以来，已经稳定生产多年，目前石西油田作业区已经有 1 套成熟的风险应急预案，《突发环境事件应急预案》包括突发环境事件综合应急预案、专项应急预案以及现场处置方案。应急预案内容包含组织机构及职责、预防与预警、信息报告程序、应急处置、应急物资与装备保障等。石西油田作业区的应急预案已于 2023 年 3 月 9 日取得昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局备案，备案编号：652323-2023-08-M7。

本项目开发区域位于呼图壁县，石西油田作业区已在很多区块进行了产能开发，并通过处理建设及运营过程中遇到的风险事故不断完善了应急预案。因此，本项目的应急预案依托现有石西油田作业区应急预案基本可以满足风险应急的需求。项目实施后，建设单位应对照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）相关规定，判断企业是否存在需要进行突发环境事件应急预案修订，如存在进行修订的情形，应及时组织人员对突发环境事件应急预案进行修订，修订后的突发环境事件应急预案发布之日起 20 个工作日内应完成变更备案。

2) 应急体系

石西油田作业区突发环境事件应急预案包括综合应急预案、专项预案、现

场处置方案等。如发生需要上级主管部门调度本区域内各方面资源和力量才能够处理的事故时，与上级应急预案相衔接，由上级应急指挥部门进行处理处置。

现有突发环境事件应急预案向上与呼图壁县突发环境事件应急预案、中国石油新疆油田分公司突发环境事件应急预案衔接。

3) 应急响应

在石西油田作业区、呼图壁县政府相关部门领导下，建立健全应急体制，落实应急职责，实行分级响应、快速启动、各部门协调配合联动的应急工作责任制，充分发挥各级应急机构的作用。超出本级应急处置能力时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。当发生依靠自身力量无法完全解决的突发环境事件时，由应急处置办公室上报石西油田作业区应急指挥中心，由石西油田作业区应急指挥中心上报中国石油新疆油田分公司和地方政府值班室，启动预警或响应。

4) 应急联动

(1) 建设单位将区域地方政府应急预案的各执行及相关部门落实，并予以及时联系，确保发生事故时能够第一时间将事故信息进行反馈，并在发生不可控的重大事故时请求地方政府应急指挥中心采取指挥行动；

(2) 事故发生后，事故点所属的地方政府在接到本项目应急指挥中心的报告后，要第一时间按照“统一指挥、属地为主、专业处置”的要求，立即成立由所属各相关部门领导参加的现场指挥部，指挥协调公安、交通、消防、环保和医疗急救等部门应急队伍先期开展警戒、疏散群众、控制现场、救护、抢险等救援行动，控制事态扩大；

(3) 事故发生后，事故点所属的地方政府应急主管部门在接到本项目应急部门的报告后，根据突发公共事件发展态势，组织派遣应急处置队伍，协助事发地做好应急处置工作，并做好启动预案的各项准备工作。公共安全与应急委员会办公室要密切跟踪事件发展态势，掌握事发地应急处置工作情况，及时传达上级领导批示和要求，并做好有关综合协调和督促落实工作；

(4) 发生特别重大事故，采取一般处置措施无法控制和消除其严重危害时，由地方政府请求上级人民政府和有关方面给予支援；

(5) 实施扩大应急时，地方政府有关部门（单位）要及时增加应急处置力量，加大技术、装备、物资、资金等保障力度，加强指挥协调，努力控制事态发展；

(6) 确定地方政府各部门到达事故现场最近路线；

(7) 确定应急指挥中心配合地方政府、附近企业单位应急指挥中心的人员

责任和任务；

(8) 联系地方公安局，请其协助负责污染区域以及应急反应相关区域的公共安全工作；对污染现场及相关区域的警戒工作；应急反应过程中交通秩序的维护；对污染现场的防火、防爆的监督管理；

(9) 联系地方气象局，请其协助负责为应急反应工作提供及时气象信息及预报信息；

(10) 在进行定期演练时，要配合地方政府应急预案，确定和完成在预案中的任务，避免发生重大事故时出现救援冲突和救援遗漏现象；

(11) 将各地方政府的突发公共事件总体应急预案纳入培训学习的安排中，并将其列入事故应急演练执行过程中；

(12) 将工程应急预案各执行部门与沿线各地方政府应急预案各执行部门的人员名单、联系方式等明确纳入应急预案当中。

6.8.6.3 应急处置措施

1) 井喷失控处置措施

(1) 发出井喷信号，关闭井场范围内的所有引火源；

(2) 迅速封闭事件现场，撤离无关人员至安全区域；禁止无关人员进入现场，并实行交通管制；禁止外人进入现场，控制事态发展；

(3) 当井喷伴有可燃气体时，架设足够的防爆通风设备，降低可燃气体浓度；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；

(4) 井场四周围堤，迅速开挖排污池并将喷出物引流至排污池，减少环境污染；

(5) 针对井喷不同情况采取有效抢险措施实施关井；

(6) 视喷出物种类、数量，结合本区块相关资料，用合适密度的压井液，实施压井作业。施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰抢险施工的其他作业。

(7) 当出现如下情况时，应组织遇险人员紧急撤离。

①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；

②由于各种原因导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

③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。

2) 泄漏处置措施

(1) 管道泄漏

①立即停输：切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域。

②限制漏油扩散：根据漏油点位置明确漏油类型（陆地漏油 and 水中漏油），估算泄漏量，制定现场拦油方案与设施，避免污染面扩大；并对漏油点附近其他管道或电缆采取必要的保护措施。

③隔离疏散：立即采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入事件发生区域，并合理布置消防和其他救援力量；及时疏散受影响区域附近的居民，并通知停用一切明火。

④警戒：管道泄漏初始警戒范围不低于60m，并设置明显警示标识；根据情况决定周边群众疏散的范围。

⑤监测：监测组人员携带便携式气体检测仪对泄漏现场可燃气体、有毒气体浓度进行检测，提供警戒疏散范围参考依据；对于受限空间作业，还需对氧含量进行检测；加强救援人员的个人防护。

⑥救护：迅速将受伤、中毒人员转移到泄漏点上风侧或其他安全地带，现场处置组先期对其进行急救，同时拨打急救电话进行报警，送往医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材。

⑦环境控制：当事件发生区域的可燃物料存量较多时，应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，组织专家组制定方案。

⑧联动：配合政府信息发布，与政府现场应急指挥部人员信息互通，跟踪记录现场应急处置过程。

⑨物资供应：接收、登记外部进场的救援物资；转送、保管、调配、发放现场救援物资。

⑩开挖：开挖作业坑，消防车对开挖现场下方可能存在暗渠的施工过程进行喷打泡沫液等消防监护，以防液压破碎锤或铲斗撞击到石块、预制板等坚硬物体产生火花。

⑪抢险：对于断裂或大面积撕裂的管道按程序进行封堵、换管等抢修作业；对于油气浓度超标的现场，采取吹扫、泡沫覆盖等进行油气稀释与隔离，确保动火安全。

⑫实时技术指导：管道抢修过程中，专家组应根据危险区的危害因素和事件现场发展趋势进行动态评估，及时提出指导意见；当现场失控，危及维抢修人

员生命安全时，应立即指挥现场全部人员撤离至安全区域。

⑬后勤：统一调配现场车辆，备足一定数量的防爆对讲手机，联系临近宾馆、饭店，提供现场指挥部的交通、通信、食宿等工作、生活保障。

⑭危废处置：抢修完毕，及时清理现场，按照法律法规要求，按照事先与地方有处置资质单位签订的危险废物处置协议，对废弃物和污染物进行妥善处置。

（2）高架罐等生产设施泄漏

①确定泄漏源的位置；

②关井，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③采取围堰堵截的方式，使原油不外流；

④对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况；

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入周围水体；如果大量泄漏，则用工具进行收集；

⑦事件发生后，应急监测组对井场、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。

3）火灾爆炸处置措施

当以上泄漏情况引发火灾甚至爆炸时，尽快采取以下措施：

（1）现场处置组立即阻断引火源，并组织灭火；

（2）警戒组采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发危险区域，并合理布置消防和救援力量；

（3）现场处置组组织医疗专家对受伤人员进行紧急救治，迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，同时保障治疗药物和器材供应；

（4）根据油气生产设施特点及风向，合理组织扑救工作；在扑救火灾过程中，应有足够数量的灭火用水、泡沫液、消防车辆装备，以应对沸溢和喷溅等突发情况；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；

（5）在扑救的同时，采取防泄漏、防扩散控制措施，防止火势蔓延；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；对附近受威胁的油气储存设施，及时采取冷却、倒罐、置换、泄压等措施，防止升温、升压而引起次生或衍生火灾爆炸；

(6) 条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

(7) 当疏散现场周边大面积人群时，现场应急指挥部应协助当地政府机构做好相关工作；

(8) 灭火完毕后，继续冷却至常温状态，清理火灾现场，组织力量对泄漏管道、设施进行封堵、抢修，同时随时准备利用消防水掩护对泄漏点的封堵抢修作业。

6.8.6.4 应急物资与装备保障

本项目应急救援物资与装备保障依托石西油田作业区现有配备的应急物资及装备，均位于本项目生产区域周边，且应急预案及应急物资均在有效期内，事故状态下可及时拉运到现场用于应急处置，因此，现有应急物资满足本项目需求。

6.8.6.5 应急监测计划

1) 适用范围

适用项目范围内发生的环保事故和应急情况的监测。

2) 应急监测措施

(1) 环保监测站接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，并立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员 1 名、实验室人员 1 名、采样人员 2 名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确的完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

(2) 化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样。

(3) 当对某种污染物缺少监测手段时，安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

(4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

(5) 应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测，其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

3) 应急监测布点原则

根据《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2021) 中 6.2.1 布点原则，采样断面(点)的设置一般以突发环境事件发生地及可能受影响的环境区

域为主，同时应注重人群和生活环境、事件发生地周围重要生态环境保护目标及环境敏感点，重点关注对饮用水水源地、人群活动区域的空气、农田土壤、自然保护区、风景名胜区及其他需要特殊保护的区域的影响，合理设置监测断面（点），判断污染团（带）位置、反映污染变化趋势、了解应急处置效果。

应根据突发环境事件应急处置情况动态及时更新调整布设点位。对被突发环境事件所污染的地表水、大气、土壤和地下水应设置对照断面（点）、控制断面（点），对地表水和地下水还应设置削减断面（点），布点要确保能够获取足够的有代表性的信息，同时应考虑采样的安全性和可行性。对突发环境事件固定污染源和移动污染源的应急监测，应根据现场的具体情况布设采样断面（点）。

4) 应急监测方案

本项目环境风险应急监测方案详见表 6.8-8。

表 6.8-8 风险事故情况下环境应急监测方案一览表

时间	监测要素	监测点位		监测项目	监测频次	执行标准	监测方式
环境风险事故	大气环境	对照断面	事故地点上风向	非甲烷总烃、一氧化碳	事故发生及处理过程中进行实时监测，过后30min一次直至应急结束	一氧化碳执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告2018年第29号）二级标准要求，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》（1997年）中推荐值（2.0mg/m ³ ）	自行监测或委托检测
		控制断面	下风向距离最近的敏感点	非甲烷总烃、一氧化碳			
	土壤环境	对照断面	污染区附近土壤	石油烃类（C ₁₀ ~C ₄₀ ）		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值要求	
		控制断面	受污染处土壤				

备注：监测频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。

5) 应急监测设施

针对风险事故状况下的应急措施，石西油田作业区应配备必要的仪器设备，建议设备配置情况见表 6.8-9。

表 6.8-9 应急监测仪器配备情况一览表

序号	仪器	数量
1	便携式可燃气体检测仪	2
2	便携式 COD 测定仪	1
3	化学分析试剂	若干
4	便携式复合气体检测仪	1

序号	仪器	数量
5	便携式复合气体检测仪	1
6	便携式复合气体检测仪	1
7	便携式多功能气体检测仪	2
8	便携式多种气体检测仪	2
9	便携式多功能气体检测仪	1
10	便携式硫化氢检测仪 BF90	2
11	便携式硫化氢检测仪（含四合一气体检测仪）	4
12	化学分析试剂	若干

6) 质量保证和质量控制

(1) 采样与现场监测的质量保证及质量控制

①采样与现场监测人员应具备相关经验，掌握突发环境事件布点采样技术，熟知采样器具的使用和样品采集、保存、运输条件。若进入危险区域开展采样及现场监测，应经相关部门同意，在保证安全的前提下方可开展工作。

②采样和现场监测仪器应进行日常的维护、保养，确保仪器设备保持正常状态，仪器离开实验室前应进行必要的检查。

③应急监测时，允许使用便携式仪器和非标准监测分析方法，但应对其得出的结果或结论予以明确表达。

(2) 样品管理的质量保证和质量控制

①应保证样品从采集、保存、运输、分析、处置的全过程均有记录，确保样品处在受控状态。

②样品在采集和运输过程中应防止样品被污染及样品对环境的污染。运输工具应合适，运输中应采取必要的防震、防雨、防尘、防爆等措施，以保证人员和样品的安全。

(3) 实验室分析的质量保证和质量控制

①实验室分析人员应熟练掌握实验室相关分析仪器的操作使用和质量控制措施。

②实验室分析仪器应在检定周期或校准有效期内使用，进行日常的维护、保养，确保仪器设备始终保持良好的技术状态。

③实验室分析的质量保证措施可参照相关监测技术规范执行。

(4) 应急监测报告的质量保证和质量控制

应急监测报告信息要完整，原则上应审核后报送。

7) 数据报送要求

应急监测工作结束后，应编写应急监测总结报告，主要包含事件基本情况、应急监测工作开展情况、经验和不足、报告附件 4 个部分的内容。按当地突发环境事件应急监测预案或应急监测方案要求进行报送。应急监测报告及相关材料应按照相关规定进行保密和归档。

8) 应急监测终止

当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测。

6.8.7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目环境风险简单分析内容表见表 6.8-10。

表 6.8-10 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称		新湖 1 井、新湖 101 井等产能建设工程				
建设地点		新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	(/) 区	呼图壁县	(/) 园区
地理坐标	新湖 1	经度	86.91677283°	纬度	44.67889806°	
	新湖 2		86.84711220°		44.66974483°	
	新湖 101		86.95047956°		44.67020087°	
	新湖 102		86.87660092°		44.67993840°	
主要危险物质及分布		主要突发环境风险物质包括原油（以采出液形式存在，属于油类物质）、天然气（原油伴生气）、危险废物，分布在油井、集油管线、生产设备。				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水、土壤等）		1) 井喷风险事故会释放有毒污染物污染大气环境，外喷原油若流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差；若渗入地下后，会污染地下水环境；2) 井漏风险事故会导致井下作业材料、原油沿裂缝漏失进含水层而污染地下水；3) 泄漏事故会导致原油、伴生气泄漏至地面和大气中；泄漏至地面原油若堵截不及时或处理不当，可能漫流至周边，对土壤环境造成影响；处理不当或未及时回收落地原油则可能渗入地下，或在淋滤状态下渗入地下水环境中对其产生影响。 但总体而言，本项目属于石油开采行业，环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。				
风险防范措施要求		1) 严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。 2) 制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系。 3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工意识。 4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强岗前培训，提高操作水平。 5) 研究各类事故、总结经验，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。				
填表说明： 本项目各独立单元的危险物质数量与临界量比值 $Q_{\max} < 1$ ，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价开展简单分析。						

6.8.8 小结

1) 本项目环境风险潜势为 I，风险评价开展简单分析。本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B 中的突发环境风险物质，主要是以采出液形式存在的原油、天然气(伴生气)、危险废物，原油及其伴生气分布在油井、集油管线、生产设备内，具有一定的潜在危险性。

2) 泄漏事故会有原油以采出液形式泄漏出来并在地面流淌、扩散，既对环境造成污染，也对人体健康造成危害。原油伴生气会随着原油泄漏而释放至地面，考虑到地面空气扩散，释放至地面的原油伴生气不可能大量聚集，会对事故现场空气环境产生一定影响。

3) 井喷事故很有可能对水体环境、土壤环境及大气造成污染。建设单位应充分执行中国石油、中国石油新疆油田分公司相关井控管理规定，严格采取环评中提出的井喷事故风险防范措施及应急预案。

4) 本次评价采取了一系列的风险防范措施、应急预案以及应急监测方案，可将事故风险概率和影响程度降至最低。通过采取有效的预防措施和制定完善的应急救援预案，严格执行项目安全评价提出的安全对策措施，本项目的环境风险是可控的。

6.9 温室气体影响分析

温室气体排放会加剧温室效应，导致气候异常、破坏生态环境，进而影响农、林、牧、渔等方方面面，对人类生存环境造成威胁。本项目 CH_4 排放量为 3.17t/a， CO_2 排放量为 104.81t/a。本项目在工艺技术、节能设备及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

本次评价建议采取以下措施：

1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

3) 积极开展碳捕获、利用与封存(CCUS)技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环保措施论证

7.1.1 环境空气污染防治措施

施工期产生废气包括施工扬尘和施工废气。施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7.1-1。

表 7.1-1 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	/	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖;	施工现场均在野外, 有利于污染物扩散, 同时废气污染源具有间歇性和流动性, 施工周期短	为经济可行的处理措施	施工场地无大量起尘	可行
施工废气	/	2) 选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护; 3) 加强施工管理, 尽可能缩短施工周期; 4) 通过规范焊接操作, 使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对环境影响。			施工废气对周边环境影 响较轻	可行

经分析, 针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.2 水污染防治措施

施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7.1-2。

表 7.1-2 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
管线试压废水	1.32	管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘, 不外排	采用清洁水, 可重复利用, 主要污染物为悬浮物	可节约用于洒水降尘的新鲜水	不外排	可行
生活污水	144.0	施工人员生活依托石西公寓, 生活污水依托石西生活污水处理站处理, 出水达标后用于作业区内植被绿化	施工人数有限, 且短期施工	投资较少	依托污水处理场处理	可行

经分析, 针对施工期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.3 噪声控制措施

1) 施工期

本项目 200m 范围内无声环境保护目标，施工期噪声控制措施如下：

(1) 合理安排施工时间及合理布置井位

制定施工计划时，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。

(2) 源头控制措施

采用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。或在高噪声设备周围设置屏障以减轻噪声对周围声环境的影响，控制场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）。

(3) 施工现场布局 and 施工设备

整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，使用减振机座，各种机泵、压缩机等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

(4) 减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。车辆进出口位置尽量远离环境敏感目标。运输路线尽量避开居住区等人群密集的地方，在集中式居民住宅区附近减少喇叭鸣放。

(5) 加强施工管理

车辆进出口位置尽量远离环境敏感目标。运输车辆属移动性污染源，除采取上述降噪措施外，还需对运输路线进行管理，运输路线尽量避开居住区等人群密集的地方。

通过采取选用低噪声设备，合理安排施工时间等措施，项目施工对周边环境的影响较小，且项目施工时间较短，随着施工期的结束施工噪声将消失，项目施工对周围声环境影响较小。

7.1.4 固体废物处置措施

施工期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7.1-3。

表 7.1-3 施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工废料	0.008t	尽可能回收利用，不能利用的拉运至当地垃圾填埋场	部分可回收再利用或外售	部分可再利用，减少投资	无堆积垃圾	可行

生活垃圾	1.8t	集中收集后运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	不外排	可行
------	------	----------------------	------------------------	------	-----	----

经分析，施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.5 生态保护与补偿措施

7.1.5.1 常规保护措施

1) 强化施工阶段的环境管理。施工期应建立环境监督制度，落实生态保护措施，确保遵守国家、地方等相关环境法律法规。

2) 施工期应严格划定施工作业范围，并使用显著标志加以界定。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破坏划定范围外的植物。

3) 妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对重点地段的生态环境造成重大污染，特别是对坑塘水面及土壤的影响。

4) 提高施工效率，缩短施工时间，减少裸地暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

7.1.5.2 避让措施

合理安排工期，尽量避开植物生长期和收获期。不在生态敏感区范围内设置任何工程内容。

7.1.5.3 减缓措施

1) 管理措施

(1) 提高施工效率，缩短施工工期；

(2) 施工完成后做好现场清理及恢复工作，尽可能降低施工对生态系统带来的不利影响。

(3) 施工中严格执行 HSE 管理，文明施工，有序作业。

(4) 确保各项生产设施和环保设施正常运行，避免非正常情况下产生的污染物对生态环境产生影响。

(5) 建设单位与施工方签定的合同中，应有生态环境保护责任方面的内容；应将环保条款和环保措施纳入施工经济合同中。

(6) 施工开始前，建议对施工人员首先进行生态环境保护业务培训；并要求施工方配备现场生态环境管理监督人员；加强生态环境管理措施，提高施工

人员环保意识。

2) 井场建设生态保护措施

(1) 控制施工面积和作业范围，禁止将设备堆放在井场外，减少对占地范围外植被和土壤的破坏。

(2) 采取加盖篷布及洒水等措施降低车辆运输过程的扬尘污染，从而减轻对沿途植物的影响。

(3) 加大力度对现场施工人员进行环保教育与宣传，激发员工的环保意识。

(4) 平整井场产生的表土，应集中堆放在井场临时堆放场内，并进行压实围挡、篷布遮盖减少水土流失和土壤侵蚀。

3) 动物保护措施

(1) 科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被

植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量地减少。因此要严格控制施工作业范围，尽可能地减少植被破坏。

(2) 加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》（2023 年 5 月 1 日）要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员保护意识。施工期张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀野生动物。

(3) 及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失，仅靠自然演替远远不够。因此施工结束后，要尽快开展植树种草工作，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

4) 土壤保护措施

(1) 合理安排施工进度及施工时间，项目区土建项目中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。

(2) 合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

(3) 应做好防腐工作，保证设备设施的安全运行。

(4) 危险废物污染防治措施

废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯及时清运处理，严禁随意弃置，妥善暂存后委托有危废处理资质单位进行无害化处置。

5) 水土保持措施

本项目井场和道路在其钻前工程已施工完，经调查，采取了施工前剥离表

土，集中堆放于施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；井场地面采用了机械碾压方式进行硬化，截至本次评价期间，井场周边仍为固定沙丘、植被与区域植被类型基本一致，钻前工程有效减少了水土流失。

综上可知，在采取合理防护措施、合理安排施工期、制定监察制度，遵守相关部门管理要求的前提下，本项目对周边生态环境影响相对较小。

7.1.5.4 修复措施

1) 施工结束后及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

2) 注意施工后的地表修复，应注意尽量恢复原有紧实度、平整度，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。

3) 对工程永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

4) 建设单位应承担恢复生态的责任，工程结束后及时对临时占地平整、恢复原貌，尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对周边区域植被进行恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域内同类型土地植被覆盖率。

7.1.5.5 补偿措施

1) 施工结束后，及时对施工场地进行平整，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内自然恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

2) 本项目占用牧草地，占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。

7.2 运营期环保措施论证

7.2.1 环境空气污染防治措施

运营期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7.2-1。

表 7.2-1 运营期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井场密封点、井场高架罐等	VOCs 4.8464t/a	1) 加强管理, 减少跑冒滴漏; 2) 采出液进罐前先油气分离	/	/	井场厂界污染物浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 限值要求	可行
井场发电机	SO ₂ 0.9772t/a	加强管理, 燃用自产净化伴生气	/	/	井场厂界污染物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 限值要求	可行
	NO _x 6.2044 t/a					可行
	颗粒物 0.5076 t/a					可行

经分析, 针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.2 水污染防治措施

运营期废水包括井下作业废液、洗井废水、采出水。运营期所采取的废水环保措施技术可行性分析见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期废水环保措施技术可行性分析

废水类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井下作业废液	714m ³ /a	经石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注, 用于油田注水开发, 不外排	石西集中处理站运行多年, 目前出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 中主要控制指标	可节约大量用于注水驱油的新鲜水	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 中主要控制指标要求, 回注地层, 不外排	可行
洗井废水	108.52m ³ /a					
采出水	0.76×10 ⁴ t/a					

经分析, 针对运营期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.3 噪声控制措施

运营期井场噪声源主要为分离器等生产设备、井下作业设备等。拟采取以下降噪措施：

1) 噪声源降噪措施

- (1) 设备选型尽可能选择低噪声设备。
- (2) 合理布置主要噪声源，将噪声值较大的设备设在远离厂界一侧。
- (3) 定期保养和维护，使设备处于良好的运转状态，减少井下作业次数。

2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数

加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。

采用以上措施后，可有效减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

7.2.4 固体废物处置措施

运营期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7.2-3。

表 7.2-3 运营期固废环保措施经济技术可行性分析

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
废防渗材料	2.0t/a	暂存于石西油田作业区危险废物贮存点，及时委托有危险废物处置资质的单位无害化处置	根据“6.7.3 固体废物环境影响分析”，依托暂存及委托处理具有可行性	处理费用合理，企业可以承担	自行利用或无害化处置，不外排	可行
清罐底泥	334.0t/a					
废润滑油	0.69t/a					
废滤芯	0.32t/a					

7.2.5 生态保护与补偿措施

工程在正常运营期间，基本上不会对生态环境造成影响。运营期拟加强以下生态保护措施。

1) 加强管理

(1) 运营期临时占地逐渐恢复原貌，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员破坏植被、捕杀动物，禁止乱扔垃圾、破坏和随意踩踏已恢复或正在恢复的植被。

- (2) 禁止在井场附近取土，避免井场设施破坏、采出液泄漏污染周围环境。

2) 植被及水土保持设施的维护

- (1) 严格执行水土保持方案，加强对植被恢复的管理抚育，维护至可自行

生长繁衍状态，减少运行初期因植物未恢复而造成水土流失。

(2) 加强水土保持设施等各种防护工程的维护、保养与管理，对损坏的设施应及时维修，以避免造成更大的水土流失。

(4) 加强井场巡查、维护，定期检测设备设施安全保护系统，确定是否需要整体更换和局部更换，发现隐患工点及时采取防治措施。

7.3 闭井期环境保护措施论证

7.3.1 污染防治措施

1) 清管废水依托附近站场采出水处理系统，处理达标后回注用于油田开发，或经分段封堵后埋于地下、或回收再利用。

2) 及时回收拆除采油设备过程中产生的落地油。

3) 控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

4) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备和建筑残渣，应集中清理收集。废弃设备由建设单位回收利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理，不外排。

7.3.2 生态保护与恢复措施

1) 设备处置措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），油气井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。环境条件适合的，应当对地表进行复垦或绿化。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照中国石油天然气集团有限公司有关规定进行处置，并采取以下措施：

(1) 井场处置措施

采油井废弃时，井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检 1 次，并进行记录，防止发生油水串层及跑冒油，污染地下水资源。

拆除相关构筑物、设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理。根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

(2) 管线处置措施

对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理，根据实际情况考虑回收。

2) 生态保护措施

(1) 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

(2) 禁止随意挖掘，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

(3) 可以作为当地交通和农业生产有用的道路，留用当地；对当地交通和农业生产无用的道路，应及时恢复林草种植，改善生态环境。

3) 生态恢复措施

(1) 恢复原则

根据当地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

(2) 国家有关规定

《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）第三条：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。第十六条：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

(3) 客土及植被选择

①本项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；

②植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

(4) 土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油类含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

(5) 恢复措施

工程占地在确保与周边现状一致的情况下恢复原有土地功能，本项目根据实际情况采取撒播草种、自然恢复等措施，土地平整后，尽快进行植被恢复以防表土流失。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，并由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

7.4 环保措施汇总

本项目环保措施汇总见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境保护措施一览表

序号	项目	措施内容	
1	废气	施工期	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖; 2) 选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护; 3) 加强施工管理, 尽可能缩短施工周期; 4) 通过规范焊接操作, 使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对环境的影响。
		运营期	1) 动、静密封点加强管理, 减少跑冒滴漏; 2) 井场伴生气经 CNG 处理橇压缩后, 部分用于井场燃气发电机燃料、部分经 CNG 槽车装车外销。
		闭井期	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖; 2) 选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护。
2	废水	施工期	1) 管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水、降尘, 不外排; 2) 施工人员生活污水依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化, 不外排
		运营期	井下作业废液、洗井废水、采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理, 处理达标后回用于油田注水开发, 不外排。
		闭井期	清管废水由罐车依托周边联合站采出水处理系统处理, 处理达标后回用于油田注水开发, 不外排。
3	噪声	施工期	1) 合理安排施工时间, 尽可能避免高噪声设备同时施工; 2) 合理布局施工现场和施工设备, 选用低噪声施工设备。同时要加强检查、维护和保养工作, 减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固, 并与地面保持良好接触, 各类机泵等要安装消声、隔声设施, 最大限度地降低噪声源的噪声; 3) 尽量减少夜间运输量, 限制大型载重车的车速, 对运输车辆定期维修、养护, 减少或杜绝鸣笛, 合理安排运输路线。
		运营期	1) 设备选型尽可能选择低噪声设备; 2) 加强对分离器等生产设备的维护, 减少井下作业次数; 3) 加强设备维护, 使其处在最佳运行状态。
		闭井期	闭井施工中通过合理安排施工时间、选用低噪声施工设备并加强保养维护、尽量减少夜间运输量, 可进一步减轻闭井期噪声对周围声环境的影响。
4	固体废物	施工期	1) 施工废料部分回收利用, 不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置; 2) 活垃圾集中收集后拉运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋。
		运营期	危险废物依托石西油田作业区危废贮存点暂存, 及时委托有危险废物处置资质的单位无害化处置。
		闭井期	1) 废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集, 尽量回收再利用, 不能利用的外运至当地垃圾填埋场; 2) 落地油依托石西油田作业区危废贮存点暂存, 及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置。

序号	项目	措施内容	
5	生态环境	施工期	1) 合理制定施工计划, 严格施工现场管理, 减少对生态环境的扰动; 2) 制定合理、可行的生态恢复计划, 并按计划落实; 3) 加强人员环保意识培训。
		运营期	1) 提高职工的环境保护意识, 在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象; 2) 定期巡检, 降低生态风险。
		闭井期	选择当地植被种类进行恢复。
6	环境风险	制定风险防范措施及应急预案并及时修订	

8 环境影响经济损益分析

8.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自 2007 年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

本项目可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该区块的开发，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

8.2 环境效益分析

本项目在建设过程中，地面设施建设等都需要临时或永久占地，扰动土壤，破坏地表植被，带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

施工结束后临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为牧草地，评价区生态系统以荒漠生态系统为主。开发建设过程中不可避免的会产生一些污染物，都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。经分析，项目各类废物均能得到妥善处置，对周边环境的影响在可接受范围内。

8.3 经济效益分析

根据项目可研报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标满足行业基准收益要求，在财务上可行，评价期内创造较大的经济增加值。

8.4 环保投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若人们不合理的开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

本项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

本项目总投资 3000 万元，环保投资 142 万元，占项目总投资 4.73%，具体见表 8.4-1。

表 8.4-1 环保设施投资估算表

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
废气处理	施工扬尘	洒水、围挡、遮盖等	10.0	——
	运营期废气	加强管理	10.0	——
废水处理	管线试压废水	试压废水沉淀后用于施工场区、道路洒水降尘	1.0	——
	施工期生活污水	依托石西生活污水处理站处理	1.0	——
固体废物处理	施工废料	不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置	4.0	拉运、处理费用
	施工人员生活垃圾	依托石西生活垃圾填埋场	2.0	
	运营期危险废物	委托有资质单位处置	30.0	拉运、处置费用
噪声防治	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养、隔声、减振等措施	4.0	——
防沙治沙	防沙治沙措施	地貌恢复、植被恢复	30.0	——
生态恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持	10.0	——
环境风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、放空系统、应急设施等	40.0	购置、安装
合计			142	

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理目的

经济的可持续发展和环境管理是相互支持的两个方面，严格的环境管理是国家和地方环保政策、法规在企业生产中得以实施的保障。在实际生产中，环境管理实质上是生产管理的主要内容之一，其目的是在发展生产的同时，对污染物的排放实行必要的控制，保护环境质量和生态环境，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

石油天然气工业的勘探、开发活动风险较大，环境影响范围广，为了贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，就必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的 QHSE 管理体系。

9.2 环境保护管理计划

9.2.1 机构及人员设置

本项目施工期间的环境管理工作由石西油田作业区负责；运营期及闭井期后期环境管理、监测等由石西油田作业区负责。

9.2.2 建设期环境管理

1) 建立有效的管理机构

建设方应设专人负责施工作业 QHSE 的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

2) 建立完善的环保工作计划

(1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

(2) 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

(3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

(4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物，施工结束后不留废弃物品，并对环境恢复情况进行回访等。

(5) 施工期环保档案

记录施工中环保工作内容，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料。

3) 严格执行环境监督和审查制度

(1) 施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

(2) 环境保护审查

在施工完成后，提出施工中的环境影响报告，对工程进行环境保护审查。

9.2.3 运营期环境管理

1) 项目转入运营期，应按要求开展自主验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

2) 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) 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；

4) 领导和组织对各污染源及项目周边环境进行监测；

5) 监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6) 建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7) 负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

8) 环境管理除了应抓好日常生产中各项环保设施的运行和维护工作之外，工作应重点针对管线泄漏、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。应严格执行突发环境事件应急预案的要求进行处理。

9.2.4 退役期环境管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的落地油妥善拉运处置，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。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测机构

本项目环境影响评价期、施工期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

9.3.2 污染物及环境质量监测计划

9.3.2.1 施工期

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 9.3.1 采掘类项目应开展全生命周期生态监测，施工期监测计划参照表 9.3-1。

表 9.3-1 施工期生态环境监测计划

监测项目	监测点位	监测因子	监测方法	监测频次
生态环境	井场周边	植物群落、重要物种及分布、生境质量等	参考《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1-2014）、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物多样性观测固定样地的设置》（HJ 710.14-2023）	施工期间 1 次

9.3.2.2 运营期

本项目运营期的环境监测参考《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），将本项目环境质量监测计划纳入石西油田作业区例行监测计划，运营期监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气环境	VOCs、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	井场厂界	1 次/年	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）、《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）
地下水环境	地下水位、水质（见表 6.3-6）	项目区上游及厂址及下游，共 3 个	1 次/年	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）
声环境	等效连续 A 声级	井场厂界	1 次/季度，每次监测 1d，分昼间和夜间	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类
固体废物	固废的产生量、堆放量、堆放地点和利用量	石西油田作业区危废贮存点	随产随记	建立台账
土壤环境	①初次监测：GB 36600 表 1 所有基本项目+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量）； ②后续监测：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	井场内	1 次/3a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
		井场外牧草地		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
生态环境	植物群落及分布、生境质量、生态修复效果等	井场外	1 次/3a	参考《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1-2014）

9.3.2.3 退役期

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），退役期环境质量监测计划见表 9.3-3。

表 9.3-3 退役期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
地下水环境	地下水位、水质（见表 6.3-6）	井场上游、井场内、井场下游，共 3 个	采油井口周边 1 次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）
土壤环境	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、土壤盐分含量	井场内	1 次	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
		井场外		留作背景值

9.4 排污口规范化

9.4.1 基本要求

1) 管理原则

排污口是企业污染物进入环境，污染环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。具体管理原则如下：

(1) 向环境排放污染物的排放口必须规范化。

(2) 列入总量控制的污染物排放源列为管理的重点。

(3) 如实向生态环境管理部门申报排污口数量、位置及排放的主要污染物种类、数量、浓度、排放去向等情况。

(4) 固体废物堆存时，应设置专用堆放场地，并有防扬散、防流失、对有毒有害固废采取防渗漏措施。

2) 排污口建档管理

(1) 应使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；

(2) 根据排污口管理内容要求，项目建成投产后应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

9.4.2 排污口规范化的范围和时间

一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，都必须在建设污染治理设施的同时建设规范化的排污口。因此，建设单位必须把各类排污口规范化工作全部纳入“三同时”进行实施，并列入项目环保验收内容。

9.4.3 排放口标志牌设置技术要求

环境保护图形标志图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种。本项目主要涉及的标志详见表 9.4-1、表 9.4-2。

表 9.4-1 环保图形标志的形状及颜色表

标志名称	形状	背景颜色	图形颜色
警告标志	三角形边框	黄色	黑色
提示标志	正方形边框	绿色	白色

表 9.4-2 环保图形标志

序号	提示图像符号	警告图像符号	名称	功能
----	--------	--------	----	----

1			噪声源	表示噪声向外环境排放
---	---	---	-----	------------

9.4.4 注意事项

9.4.5 排污口立标及注意事项

- 1) 污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点，并设在醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面约 2m；
- 2) 重点排污单位的污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位的污染物排放口，可根据情况设置立式或平面固定式标志牌。
- 3) 排污单位应将用于环境信息公开的相关设施纳入本单位设施范围进行建设、管理和维护，任何单位不得擅自拆除、移动和涂改。
- 4) 排污口及采样点、生物指示池、标志牌等设施，应在所在地生态环境行政主管部门备案，并接受社会监督。
- 5) 排污口及采样点位置、污染物种类、排放去向、排放标准等信息有所变化时，应报请所在地生态环境行政主管部门批准后进行变更。

9.4.6 排污口管理

9.4.6.1 管理原则

排污口是企业污染物进入环境，污染环境的信道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

具体管理原则如下：

- 1) 向环境排放的污染物的排放口必须规范化；
- 2) 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、排放去向等情况；
- 3) 废气排气口应设置便于采样、监测的采样孔和采样平台；
- 4) 固废堆存时，应设置专用堆放场地，并有防扬散、防流失、对有毒有害固废采取防渗漏措施。

9.4.6.2 排放源建档

- 1) 本项目应使用生态环境部门统一印制的《中华人民共和国规范化排污口

标志登记证》，并按要求填写有关内容；

2) 根据排污口管理内容要求，项目建成投产后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

9.4.6.3 技术文件管理

在环境监测和管理中，应建立如下文件档案：

- 1) 污染源的监测记录技术文件；
- 2) 污染控制、环境保护治理设施的设计和运行管理文件；
- 3) 所有导致污染事件的分析报告和监测数据资料。

9.5 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量	排放浓度		标准名称	排放标准
废气	井场密封点、高架罐、装车无组织排放	VOCs	4.8464t/a	——	①动、静密封点加强管理，减少跑冒滴漏； ②井场伴生气尽量回收	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	4mg/m ³
	井场燃气发电机	SO ₂	0.9772t/a	——		《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）	0.4mg/m ³
		NO _x	6.2044t/a	——			0.12mg/m ³
		颗粒物	0.5076t/a	——			1.0mg/m ³
废水	采出水	——	0	——	依托石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	——
	井下作业废液	——	0	——			——
	洗井废水	——	0	——			——
固体废物	井下作业	废防渗材料	0	——	委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	——
	采出水处理	清罐底泥	0	——			——
	油气集输	废润滑油	0	——			——
	油气集输	废滤芯	0	——			——

9.6 信息公开

根据有关规定，并结合本项目实际情况，建设单位的信息公开应包含环评信息公开、环境应急预案信息公开、验收信息公开及自行监测信息公开等内容。

9.6.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015年12月10日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3) 建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4) 项目建设过程中，建设单位应当在施工中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5) 建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

9.6.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

9.6.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

9.6.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017 年 11 月 20 日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后 5 个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于 20 个工作日。

9.6.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业环境信息依法披露管理办法》（2022 年 2 月 8 日）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81 号）执行。

9.6.6 企业环境信息披露

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（2022 年 2 月 8 日）、《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合[2021]32 号）等要求执行。

10 环境准入分析

10.1 政策符合性分析

10.1.1 产业政策符合性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）中鼓励类项目（七、石油天然气开采-1、常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发），符合国家产业政策。

10.1.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析

石西油田作业区各类项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 95%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。本项目工业废水处理达标后回用于油田注水开发，均不外排，工业固体无害化处理处置达到 100%。项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）的要求。

表 10.1-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则		符合
（三）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。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水全部回收处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关要求回注地层，不外排，生产废水回用率达到 100%；施工期一般工业固体废物按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）进行管理与处置，危险废物根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求采取了有效的处置措施，固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展，石西油田作业区历年生产运营中均能做到清洁生产。	符合
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境	项目位于水土流失重点治理区，但本项目新增永久占地相对较少，在开发前对生态、环境影响进行了充分论证，并拟严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取	符合

文件要求	项目情况	符合情况
破坏的措施。	了缓解生态、环境破坏的措施。	
二、清洁生产		符合
（一）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	新疆油田按要求进行了《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》开发方案（2022 年 8 月），伴生气尽可能回收，项目的油气和废物均集中收集、处理或处置。	符合
（二）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。	拟在运营期使用环保型无毒无害的化学剂压裂液等。	符合
（三）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%。	项目开发中原油不落地。井下作业采用“铺设作业、带罐上岗”措施；井下作业过程中拟配备泄油器、刮油器等。	符合
（四）在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目不涉及油气勘探过程。	符合
（五）在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	与项目相关的勘探井采用了环保型钻井液，配备完善的固控设备；钻井液循环率可达到 95%以上，钻井过程产生的废水处理全部回用。	符合
（六）在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目投入运营时，因地质存在不确定性，井下作业压裂液在作业区集中配置后拉运至井场，废液全部收集由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后用于油田注水开发，无外排。	符合
（七）在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水依托石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。	符合
（八）在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗率不高于 0.8%。	采出液密闭管输。石西油田作业区历年生产运营中做到了清洁生产，项目实施后，油气集输损耗率不高于 0.5%	符合
（九）在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	本项目不涉及天然气脱硫净化。	符合
三、生态保护		符合
（一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目尽量减少新增永久占地。	符合
（二）在油气勘探过程中，应根据工区测	本项目不涉及油气勘探过程。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。		
（三）在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。	不涉及核磁共振测井技术及放射源。	符合
（四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	伴生气尽可能回收。	符合
（五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	井场周围设置井界沟；本项目计划设立地下水水质监测井以加强对油田地下水水质的监控。	符合
（六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道。	符合
（七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		符合
（一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	运营期井下作业废液、洗井废水、采出水均通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后用于油田注水开发，无外排。	符合
（二）在天然气净化过程中，鼓励采用二硫化硫尾气处理技术，提高去除效率。	本项目伴生气不含硫化氢，不涉及天然气脱硫净化。	符合
（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	依托的石西生活垃圾填埋场、危废贮存点均已按照标准要求采取防渗措施，并通过竣工环保验收。	符合
（四）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（2025版）》（2025年1月1日）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。	本项目原油不落地。废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯等油类物质及时处置，含油污泥资源化利用率达到100%（委托有资质的单位处置）。	符合
（五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	正常工况下土壤不会受到油污染，事故状态下，建设单位启动应急预案及时处理受污染土壤。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
五、鼓励研发的新技术		符合
(一) 环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	运营期井下作业拟使用环保型的油田化学剂、压裂液。	符合
(二) 二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	本项目油井采用自然能量开发。	符合
(三) 废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	废弃井下作业废液及含油污泥拟采用资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范		符合
(一) 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。	制定了环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
(二) 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。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
(三) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	设置监测工艺，加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	符合
(四) 油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员经培训合格后上岗。	符合
(五) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	符合

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

本项目与环办环评函[2019]910号符合性分析见表 10.1-2。

表 10.1-2 与环办环评函[2019]910号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。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。依托其他防治设施的或者委托第三	本项目以区块为单位开展评价，评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	方处置的，应当论证其可行性和有效性	可行性和有效性，项目依托处置可行。	
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评	本项目为产能项目，4口勘探井转为生产井，已纳入区块环评，本次环评为区块环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）等排放标准要求	本项目废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发，不外排至地表水体，不涉及水污染物总量控制指标。	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。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目废水依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求；与项目相关的勘探井钻井液、运营期压裂液不涉及重金属等。	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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价	本项目钻进期已结束，根据在建工程分析，探井实际采用了水基泥浆，施工结束后委托了有能力的专业单位综合利用；本项目固废章节按《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求进行评价。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场H ₂ S的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目不涉及天然气脱硫净化。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。设备及车辆燃用国VI要求柴油，本次评价对施工期噪声提出相应措施。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等	本项目不占用生态保护红线区，且距离较远，符合生态	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	保护红线区管控要求。	
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

10.1.4 与《自然资源部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

本项目与自然资规[2021]2号符合性分析见表 10.1-3。

表 10.1-3 与自然资规[2021]2号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
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。	拟建项目井场、道路依托勘探井井场及探井道路，勘探工程已办理了临时用地手续，占地类型为牧草地，不涉及耕地；拟建项目新增临时用地拟按要求办理用地手续	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。	拟建项目新增临时用地拟按要求办理用地手续，建设时长预计2个月，能保证在使用期限内完成施工	符合
3	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。	拟建项目井场、道路依托勘探井井场及探井道路，拟转为永久用地并办理用地手续，不涉及转让、出租、抵押	符合

10.1.5 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发[2021]142号）符合性分析

本项目与新环环评发[2021]142号符合性分析见表 10.1-4。

表 10.1-4 与新环环评发[2021]142号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	新疆油田分公司已编制新疆油田分公司十四五发展规划和规划评价，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252 号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目以区块（新湖 1 井区）为单位开展评价，新湖 1 井区属于新开发区块，评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。	符合

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析详见表 10.1-5。

表 10.1-5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。	石西油田作业区建立了管理机构，按相关要求设置各功能分区；制订了管理制度，运行有序、管理规范。	符合
2	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。	本项目建设清洁井场，场地平整、清洁卫生；配套建设道路、供电、环保等基础设施。	符合
3	执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照 GB18599 的规定堆放、综合利用和处置；矿区废液污物按照 GB8978 的规定存储和处置。	本项目运营期危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）标准进行严格管理。	符合
4	矿区油气生产、储运过程安全有序，按照 AQ2012 安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合 GB 14161 和 SY 6355 的规定。	本项目严格执行《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007），在需警示安全的区域设置安全标志。	符合
5	资源应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定	1) 本项目属于特低渗透砂岩油藏（稀油），计划开展一次采油，预测采收率 9.7%，符合	符合

	方式	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。	文件附录 A 中 3~5%要求。 2) 采用先进技术、工艺设备 (如 CNG 处理橇、回收井口伴生气), 未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	
6		集约节约利用土地资源, 土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目合理规划井场, 依托现有勘探井井场, 控制临时占地面积, 减少对土地资源的占用	符合
7		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染, 建立动态监测评估、处理及报告机制。	本项目计划定期监测地下水水质, 以加强对油田地下水水质的监控。	符合
8	资源综合利用	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理, 并清洁化、无害化处置, 处置率应达到 100%。	本项目施工期、运营期产生的各类污染物均能得到妥善处置, 不外排。	符合

10.1.7 与《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

根据《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)的要求, 加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查, 本项目为非沙化土地, 本次评价设置了土地沙化专项环境影响评价, 经分析在采取报告提出的保护措施后, 对沙化土地的影响在可接受范围内, 符合通知要求。

10.1.8 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) 符合性分析详见表 10.1-6。

表 10.1-6 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2019年1月1日) 中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
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。	本项目运营期拟按要求进行相关资料监测。	符合
2	重点排污单位应当安装、使用大气污染物排放自动监测设备, 与生态环境主管部门的监控平台联网, 保证监测设备正常运行, 并依法公开排放信息。	本项目不涉及按照自动监测设备。	符合

10.1.9 与《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）符合性

本项目与新政发[2016]21号符合性分析详见表 10.1-7。

表 10.1-7 与新政发[2016]21号符合性分析

序号	文件要求	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展，新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换	本项目不属于“两高”行业	符合
2	伊犁河流域、额尔齐斯河流域、额敏河流域沿岸，要严格控制石油加工、煤化工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	本项目不位于上述流域，且不属于上述行业	符合
3	工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水	本项目不涉及新增取用地下水，且采出水处理后回注地层，用于注水开发，减少新鲜水的使用	符合
4	严控地下水超采，超采区内禁止工农业生产及服务业新增取用地下水。		符合
5	以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业积极实施节水技术改造。		符合

10.1.10 与《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）符合性

本项目与新政发[2017]25号符合性分析详见表 10.1-8。

表 10.1-8 与新政发[2017]25号符合性分析

序号	文件要求	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本次评价提出了防范土壤污染的具体措施；本项目拟按要求开展“三同时”工作。	符合
2	严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业	本项目周边无居民区、学校医疗和养老机构。	符合
3	开展油(气)资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油(气)田废弃物的无	本项目各类固废、废水依托工程具有可行性，运营期废水经处理后回注，	符合

	害化处理和资源化利用，严防油(气)田勘探、开发、运行过程以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理	各类危废均委托处置，项目正常运行时对周边土壤环境影响较小。	
--	--	-------------------------------	--

10.1.11 与《关于自治区加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（新环大气发[2021]211 号）符合性

本项目与新环大气发[2021]211 号符合性分析详见表 10.1-9。

表 10.1-9 与新环大气发[2021]211 号符合性分析

序号	文件要求	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	组织企业按照《挥发性有机物治理突出问题排查整治工作要求》（附件 1）从挥发性有机液体储罐、装卸、敞开液面、泄漏检测与修复（LDAR）、废气收集、废气旁路、治理设施、加油站、非正常工况、产品 VOCs 含量等 10 个关键环节，认真对照大气污染防治法、排污许可证、相关排放标准和产品 VOCs 含量限值标准等开展排查整治，对排查出的突出问题形成 VOCs 突出问题排查清单（附件 2）和治理台账（附件 3），需要实施工程项目整治的，形成治理项目清单（附件 4），对照中央、自治区大气污染防治资金申报要求开展治理项目申报入库。“乌-昌-石”、“奎-独-乌”、伊犁地区等大气污染防治重点区域（以下简称重点区域）于 2021 年 10 月底前完成，其他地区于 11 月底前完成。	本项目不属于文件中规定的“石油炼制、石油化工、合成树脂等石化行业，有机化工、煤化工、焦化(含兰炭)、制药、农药、涂料、油墨、胶粘剂等化工行业，涉及工业涂装的汽车、家具、零部件、钢结构、彩涂板等行业，包装印刷行业以及油品储运销”等行业；	符合
2	各地（州、市）生态环境局组织开展 VOCs 重点排污单位主要排放口非甲烷总烃自动监测设备安装联网情况排查，形成 VOCs 自动监测设备安装联网情况清单（附件 5），对尚未安装的 VOCs 自动监测设备的企业制定建设联网计划，督促企业加快安装联网工作；对已安装的 VOCs 自动监测设备，达不到《固定污染源废气中非甲烷总烃排放连续监测技术指南（试行）》要求的企业，督促企业限期整改	本项目及石西油田作业区属于《关于公布 2024 年度环境监管重点单位名录的通知》（2024 年 10 月 17 日）中土壤污染重点监管单位，但不属于 VOCs 重点排污，不涉及主要排放口，故暂不需要安装 VOCs 自动监测设备。	符合

10.2 与规划符合性分析

10.2.1 与《扩大内需战略规划纲要（2022-2035 年）》（2022 年 12 月）符合性分

析

文件指出“（三十二）强化能源资源安全保障 增强国内生产供应能力。推动国内油气增储上产，加强陆海油气开发。推动页岩气稳产增产，提升页岩油开发规模。引导和鼓励社会资本进入油气勘探开采领域”；本项目建设目的为加大新疆油田油气增储上产，符合《扩大内需战略规划纲要（2022-2035年）》（2022年12月）要求。

10.2.2 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（2022年8月28日）符合性分析

本项目建设地点属于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》（2022年8月28日）中“环准噶尔能源矿产勘查开发区”，矿种属于“重点勘查开采矿种”，不属于限制、禁止勘查开采矿种，符合矿产资源规划相关要求。

10.2.3 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》（2021年6月3日）符合性

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。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田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程位于准噶尔盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

10.2.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021年12月24日）符合性

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021年12月24日）符合性详见表10.2-1。

表 10.2-1 符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生	本项目为陆地石油开采项目，属于区域优势矿产资源	符合

	产性服务业		
2	严格落实排污许可制度，健全事前事中事后监管体系。加强企业环境治理责任制度建设，指导帮扶企业建立自我检查、自我纠正、自我完善的环境保护工作机制。督促企业严格执行法律法规，严格执行建设项目环境影响评价、环境保护“三同时”、排污许可证申领、自行监测、清洁生产与资源综合利用等环境保护管理制度，履行污染治理与排放控制、水资源节约和保护、生态保护与修复、突发环境事件应急管理法定义务和社会责任，并主动接受社会监督	根据《固定源排污许可分类管理名录》，本项目不涉及通用工序。项目建成后由石西油田作业区运营管理，依托其已建立的、完善的环境管理体系，本报告提出了严格落实环境保护“三同时”、运营期监测计划的要求，并依法公开	符合
3	加强危险废弃物安全处置。开展危险废物三年专项整治行动，强化危险废物经营单位和处置利用设施监督管理。严格落实危险废物经营许可、转移等管理制度，坚决打击和遏制危险废物非法转移倾倒等环境违法犯罪行为，优化危废跨区域转移审批手续等全过程监管	石西油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理，针对本项目新增的危险废物，应建立危废台账，落实危废转移联单制度	符合

10.2.5 与《昌吉回族自治州生态环境保护“十四五”规划》符合性

项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求。具体分析见表 10.2-2。

表 10.2-2 项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业。	本工程为陆地天然气开采项目，产品主要为天然气、凝析油	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域 VOCs 整治，加强 VOCs 源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的 VOCs 物质控制，开展企业深度治理和精细化管理。	本工程油气集输和处理系统为密闭工艺，装车采用气相平衡装置，有效减少了非甲烷总烃的排放	符合
3	健全政府、企业和跨区域流域等突发环境事件应急预案体系，加强应急演练。	石西作业区已编制相关环境突发应急预案，并在昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局备案，备案号 652323-2023-08-M7。	符合

10.2.6 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》（2022年8月） （2022年10月）符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响评价报告书》于2022年1月20日取得了审查意见，同年12月1日，《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]252号，详见附件）。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》及其环评：“规划涉及的62个区块均有探矿权，目前48个区块已经取得了采矿权，采矿权面积共计8028.28km²；勘探转开发拟办理采矿权的共计14块，面积为2928.12km²。可分为西北缘区块、腹部区块、东部区块、南缘区块四大片区，规划总面积为10956.40km²”、“十四五末原油勘探开发基本形成常非并重、东西并进格局”、“通过加大天然气勘探开发力度，实现“油气并举”重大战略布局”。

本次开发区域位于新东道海子地区油气勘查区油气勘查探矿权内，探矿权编号为：T1000002021101018000716。与项目相关的4口勘探井初步试油并经地质论证后确定该井区具备开采价值，亟待转采。本项目位于中石油新疆油田分公司现有探矿权范围内，符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》。

10.2.7 与《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析

序号	要求	项目情况	符合性
1	禁止开采的矿种主要为灰份大于40%和含硫大于3%的煤；其他对局部地区生态环境造成重大破坏的矿种亦列入禁止开发利用矿种行列；禁止开采矿种不再新设采矿权，已有采矿权按照有关规定实行逐步退出机制，充分运用经济和法律手段建立有效的退出机制予以退出。	本项目为陆地石油开采类项目，开采的矿种不属于《规划》中规定的禁止和限制类。	符合
2	限制开采国家规定实行保护性开采的特定矿种、有资源优势而防止开发过热或低水平开发的矿种；限制开采具有地方特色需保护性限量开采的矿产限制开采严重	本项目为陆地石油开采类项目，开采的矿种不属于《规划》中规定的禁止和限制类。	符合

	供过于求的矿种以及下游产业产能过剩和耗能大、污染重的矿种；限制富煤地区煤炭小规模开采。		
3	落实禁止开采区范围：禁止开采区包括生态保护红线范围、军事管理区、风景名胜区、文物保护单位、历史遗迹保护区和自然保护区的核心区，重要水源地一级保护区重要交通、基本建设工程限制范围区等。	本项目占地类型为天然牧草地，不占用风景名胜区、文物保护单位、历史遗迹保护区和自然保护区的核心区等区域，不涉及生态保护红线，不在《规划》规定的禁止开采区范围内。	符合
4	落实限制开采区范围：落实限制开采区范围。将永久基本农田保护范围、各级风景名胜区、自然保护区外围保护地带，饮用水水源地二级保护区或对当地污染严重的矿产所在区域，划定为限制开采区，其中永久基本农田保护边界范围内，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。	本项目占地类型为天然牧草地，不占用一般耕地，不占用永久基本农田，不在《规划》规定的限制开采区范围内。	符合

10.2.8 与《《呼图壁县国土空间总体规划（2021-2035年）（公示稿）》（2022年8月）（2022年10月）符合性分析

序号	要求	项目情况	符合性
1	生态保护红线范围内管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动，占用生态保护红线的国家重大项目，应严格落实生态环境分区管控要求，依法开展环境影响评价。	本项目不占用上台保护红线，位于一般管控单元，符合相关要求。	符合

2	耕地和永久基本农田一经划定，未经批准 不得擅自调整。严格落实耕地占补平衡， 因建设确需占用的，必须依法补充同等数量、质量的可以长期稳定利用耕地，确保粮食产能不降低。	本项目不占用基本农田及耕地。	符合
3	新增城镇建设项目原则上应在城镇开发边界内进行布局和建设，严格控制城镇开发边界以外的各项城镇建设活动。城镇 开发边界内应优化建设用地功能结构，推进建设用地集约高效利用，提高建设品质。	本项目为石油开采项目，不涉及城镇建设活动。	符合

10.3 与生态环境分区管控方案符合性分析

10.3.1 与国家“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析

本项目与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号）中“三线一单”符合性分析见表 10.3-1 和图 10-1。

经分析，本项目符合国家“三线一单”相关要求。

表 10.3-1 与国家 “三线一单” 生态环境分区管控方案符合性分析表

序号	环环评[2016]150 号要求		项目情况	符合性
1	生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿业开发项目的环评文件	本项目位于呼图壁县，周边无生态保护红线区、自然保护区、饮用水源保护区等生态保护目标，总体符合新疆生态保护红线规划要求。	符合
2	资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	本项目在施工期过程中会使用一定的新鲜水，水量较小；新增少量永久占地，但本项目的建设可以将埋藏于地下的油气资源开发利用，符合资源利用上线的要求；项目水、电等资源消耗量相对区域资源利用总量很小，符合资源利用上线要求。	符合
3	环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求	根据环境质量现状监测结果可知，地下水质量指标中个别因子出现超标现象。本项目污染物均能达标排放，建成后对环境影响较小；本项目为密闭输送正常工况下对土壤和地下水影响较小。项目建设后不会突破环境质量底线。	符合
4	生态环境准入清单	生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥生态环境准入清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2024 年 2 月 1 日）中鼓励类项目（七、石油天然气开采-1、常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发），符合国家产业政策。 本项目不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》（发改体改规[2022]397 号）中禁止准入项目。 本项目属于自治区一般环境管控单元（见图 10-1）；占地类型为天然牧草地，不涉及基本农田、不涉及优先保护类耕地，项目各类污染物均可达标排放；本次评价提出了有效、可行的风险防范及应急处理措施，项目风险处在可接受水平。	符合

10.3.2 与七大片区“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析

本项目位于昌吉州呼图壁县，属于《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》（新环环评发[2021]162号）中乌昌石片区。本项目与文件符合性见表 10.3-2。

表 10.3-2 与（新环环评发[2021]162号）符合性分析

序号	新环环评发[2021]162号要求	项目情况	符合性
1	乌昌石片区包括乌鲁木齐市、昌吉回族自治州和沙湾市。除国家规划项目外，乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾市建成区及周边敏感区域内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。具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。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。强化与生产建设兵团第六师、第八师、第十一师、第十二师的同防同治，所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善。	本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县。本工程不属于托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭等新增产能项目。本工程大气污染物有组织和无组织排放均可达到相关标准。	符合
2	强化挥发性有机物污染防治措施。推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有条件的园区（工业集聚区）建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。	本工程属于石油开采项目。油气集输采用密闭集输，装车采用气相平衡，有效减少有机废气的排放。	符合
3	强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源集约节约利用水平。积极推进地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。	本工程运营期采出水等处理后回注，不外排。不涉及地下水开采。	符合
4	强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本工程已提出土壤污染防治措施，本工程不涉及涉重金属行业污染防控，产生的油泥等危险废物委托有资质的单位合理处置。	符合
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当向社会公布，接受社会监督。	钻井等施工完成后，井场、管线等临时用地进行恢复，建设单位编制土地复垦方案。服役期满后进行封井，并对井场等进行恢复。	符合

10.3.3 与自治区“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析

本项目与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的

通知》（新环环评发[2024]157 号）生态环境分区管控总体要求符合性分析见表 10.3-3。

表 10.3-3 与新环环评发[2024]157 号符合性分析表

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
A1 空间 布局约束	A1.1 禁止开 发建设的活 动	A1.1-1 禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项	本项目不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项	符合
		A1.1-2 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目	本项目不涉及相关要求	符合
		A1.1-3 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区	本项目不涉及上述区域，且不属于畜禽养殖行业	符合
		A1.1-4 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及上述区域	符合
		A1.1-5 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	（一）本项目不涉及开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）本项目不涉及填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）本项目运营期密闭集输，无废水排放； （四）本项目不涉及放牧、捕捞等行业； （五）本项目不涉及破坏湿地	符合
		A1.1-6 禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		A1.1-7①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能； ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、	①本项目属于“鼓励类”，不属于高耗能高排放低水平项目、不属于过剩产能行业；②本项目不涉及“脱硫脱硝”、“工业炉窑”、“电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化”等行业	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平		
		A1.1-8 严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展	本项目不涉及生产危险化学品	符合
		A1.1-9 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊型河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线 1 公里范围内，除提升安全、环保、节能、能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）	本项目不涉及《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目	符合
		A1.1-10 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及重金属产业	符合
		A1.1-11 国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的 natural 生态环境	本项目不涉及冻土区保护范围	符合
	A1.2 限制开发建设的活动	A1.2-1 严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展	本项目不属于高耗水高污染行业	符合
		A1.2-2 建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久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。	本项目不涉及永久基本农田；占用天然牧草地；本项目拟在施工前按要求办理相关手续	符合
		A1.2-3 以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目	本项目不涉及上述地块用途变更	符合
		A1.2-4 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施	本项目不涉及占用湿地	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续		
		A1.2-5 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及自然保护地	符合
	A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	A1.3-1 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁	本项目不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库；且项目不属于重化工、涉重金属等工业	符合
		A1.3-2 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔	本项目属于鼓励类行业	符合
		A1.3-3 根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出	本项目不涉及淘汰类、落后类产能	符合
		A1.3-4 城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本项目不涉及城市建成区、重点流域，且不属于化工企业和危险化学品生产企业	符合
	A1.4 其它布局要求	A1.4-1 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、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	根据上文分析，本项目符合国家、自治区主体功能区规划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划	符合
		A1.4-2 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃行业	符合
		A1.4-3 危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	本项目不属于危险化学品生产企业	符合
A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	A2.1-1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则	根据前文分析，本项目符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		A2.1-2 以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程	本项目不属于石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业	符合
		A2.1-3 促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研	本项目运营期密闭集输，废气可以达到相关标准要求	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
A2.2 污染物控制措施要求		究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效		
		A2.1-4 严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集容群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理	本项目不属于建材、铸造、冶炼、石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业； 本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业	符合
		A2.2-1 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效	本项目不属于钢铁、建材、有色、电力、化工等行业； 本项目运营期密闭集输，废气排放可达到相关标准	符合
		A2.2-2 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统	本项目不属于钢铁、水泥、焦化、玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化行业	符合
		A2.2-3 强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉密综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出	本项目不属于铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业；不涉及大宗货物运输	符合
		A2.2-4 强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障	本项目不涉及地下水开采	符合
		A2.2-5 持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾	本项目运营期密闭集输，无废水排放	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治疗和清洁化改造		
		A2.2-6 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业集聚区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治疗和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平	经论证，运营期正常工况下对地下水影响很小	符合
		A2.2-7 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估；加强风险管控。	本项目不涉及化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场	符合
		A2.2-8 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，开展土壤污染风险管控与修复工程	本次评价提出了严格的土壤污染防治措施	符合
		A2.2-9 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及种植业	符合
A3 环境 风险防控	A3.1 人居环 境要求	A3.1-1 建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见	该要求与本项目无关	/
		A3.1-2 对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建	该要求与本项目无关	/

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线		
		A3.1-3 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控	该要求与本项目无关	/
	A3.2 联防联控要求	A3.2-1 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资	该要求与本项目无关	/
		A3.2-2 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	该要求与本项目无关	/
		A3.2-3 加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散	1) 本项目运营期密闭集输，无污染物排放； 2) 项目建成后按相关要求申领排污许可证或填写排污登记表； 3) 石西油田作业区属于《关于公布 2024 年度环境监管重点单位名录的通知》（2024 年 10 月 17 日）中重点监管单位，已按要求建立土壤污染隐患排查制度，同时本次评价提出了严格的土壤污染防治措施	符合
		A3.2-4 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复	该要求与本项目无关	/

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
		A3.2-5 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力	该要求与本项目无关	/
		A3.2-6 强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制	该要求与本项目无关	/
A4 资源利用要求	A4.1 水资源	A4.1-1 自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内	该要求与本项目无关	/
		A4.1-2 加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%	该要求与本项目无关	/
		A4.1-3 加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%	该要求与本项目无关	/
		A4.1-4 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主	本项目不涉及地下水开采	符合
	A4.2 土地资源	A4.2-1 土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内	该要求与本项目无关	/
	A4.3 能源利用	A4.3-1 单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 A4.3-2 到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 A4.3-3 到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	该要求与本项目无关	/
		A4.3-4 鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉、炉窑燃料用煤	本项目运营期燃料为伴生气	符合
		A4.3-5 以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗	该要求与本项目无关	/
		A4.3-6 深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治	该要求与本项目无关	/
	A4.4 禁燃区要求	A4.4-1 在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	本项目运营期燃料为伴生气	符合

管控维度		管控要求	项目情况	符合性
	A4.5 资源综合利用	A4.5-1 加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上	本项目各类固废均能得到妥善处理	符合
		A4.5-2 推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有色组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平	该要求与本项目无关	/
		A4.5-3 结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有色组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用	该要求与本项目无关	/
		A4.5-4 发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式，促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制	该要求与本项目无关	/

10.3.4 与昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析

根据《昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果》，本项目与昌吉回族自治州生态环境分区管控方案符合性分析见表 10.3-4 和图 10-2。

本项目位于呼图壁县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65232330001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足昌吉州呼图壁县生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

表 10.3-4 项目与昌吉州呼图壁县生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	
ZH65422630001	呼图壁县一般管控单元	一般管控单元	
管控维度	管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	1、符合国土空间规划要求。2、符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《市场准入负面清单（2022 年版）》	1、本项目属于石油天然气开采业，项目用地类型为天然牧草地，不占用耕地，本项目属于第一类“鼓励类”第七项“石油、天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”。 2、本项目不占用永久基本农田。	符合
污染物排放管控	1、污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	1、工程运行过程有燃气发电机少量燃气废气排放，燃料为自产净化伴生气，经核算，能满足相关要求；另外本项目还涉及非甲烷总烃，经核算井场厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足相关要求。项目运行过程中大气污染物主要为无组织排放废气，废水处理达标后回注不外排，故不涉及污染物总量。 2、本项目不涉及农业面源、生活污染源。	符合

环境风险防控	1、执行区域生态环境保护的基本要求。 【B3.1-2】制定实施《“乌昌石”区域大气污染防治攻坚方案》，强化兵地区域同防同治，确保重点区域环境空气质量得到明显改善。完善自治区重污染天气预警分级标准，统一同一区域内应急预案标准。当预测到区域将出现大范围重污染天气时，统一发布区域预警信息，各相关城市按级别启动应急响应，落实应急措施，实施区域应急联动。 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求。 （1）以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块，以及腾退工矿企业用地为重点，依法开展土壤污染状况调查和风险评估。（2）列入建设用地土壤污染风险管控和修复名录的地块，不得作为住宅、公共管理与公共服务用地，未达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块，禁止开工建设任何与风险管控、修复无关的项目。 （3）重点强化准东开发区以及昌吉高新技术产业开发区、阜康市工业园区环境风险防控，深入推进园区有毒有害气体环境预警体系和水污染物多级防控体系试点建设。（4）健全环境应急管理指挥体系，加强应急、公安、消防、水利、交通运输、住建、生态环境等部门间的应急联动，推进跨行政区域、跨流域环境应急联动机制建设，提高信息互通、资源共享和协同处置能力。	1、本项目运营期属于石西油田作业区管辖，作业区编制完成了《石西油田作业区环境污染突发事件专项应急预案》。本次建设内容突发环境事件应急预案纳入石西油田作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。符合本单元管控要求。 2、石西油田作业区属于《关于公布 2024 年度环境监管重点单位名录的通知》（2024 年 10 月 17 日）中重点监管单位，已按要求建立土壤污染隐患排查制度，同时本次评价提出了严格的土壤污染防治措施。	符合
资源利用效率	1、执行区域资源能源利用的基本要求。重点区域内划定高污染燃料禁燃区，并逐步扩大禁燃区范围 2、执行昌吉州总体准入清单中的要求。深入实施最严格水资源管理。严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。到 2025 年，绿色低碳循环发展经济体系初步形成。单位地区生产总值二氧化碳排放下降强度完成国家和自治区下达指标。	1、本项目使用井口天然气，不涉及高污染燃料 2、本项目正常生产运行过程中不使用新鲜水。 本项目建设过程和运行过程中不采用地下水	符合

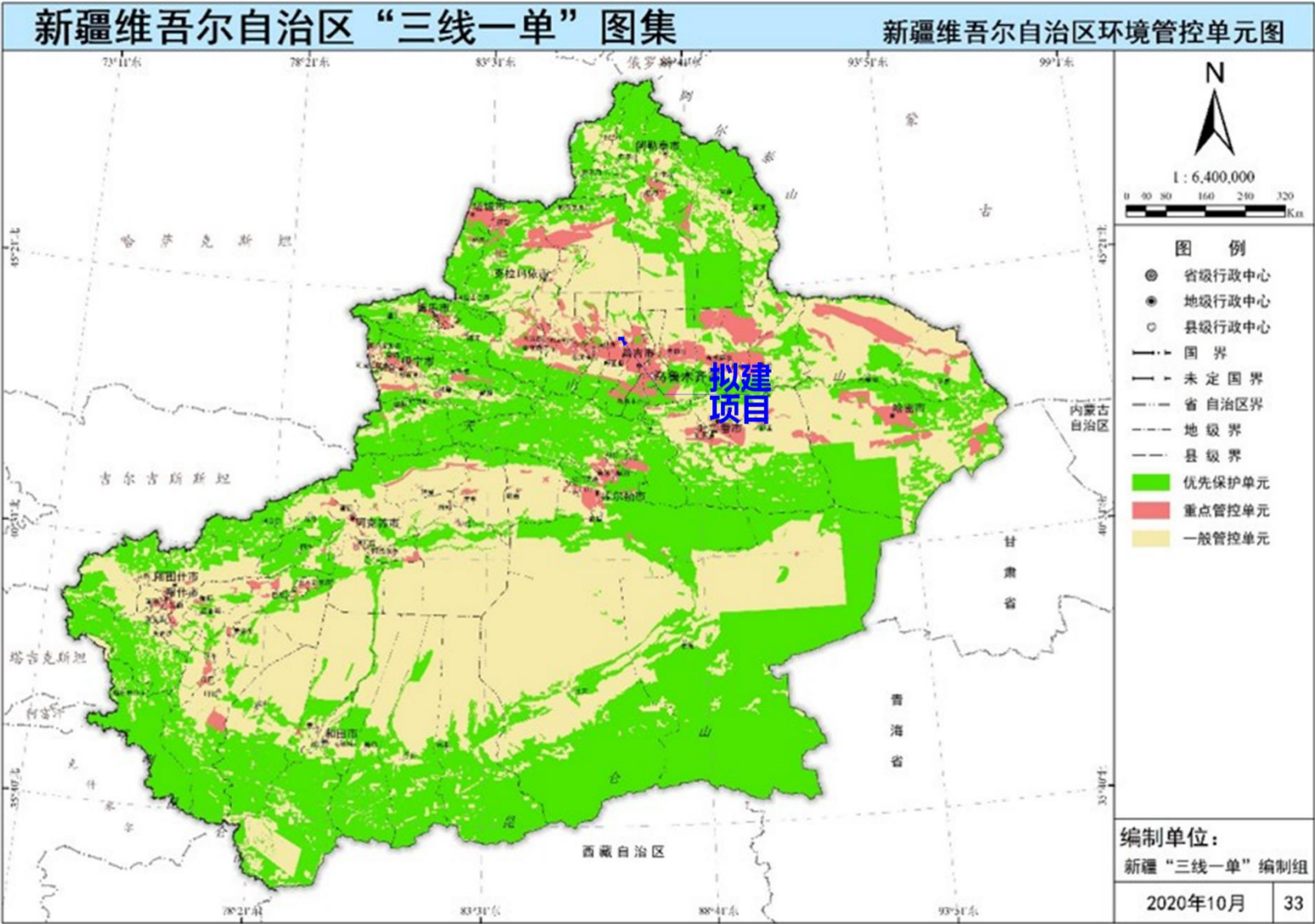


图 10-1 本项目与新疆维吾尔自治区环境管控单元区位管线示意图

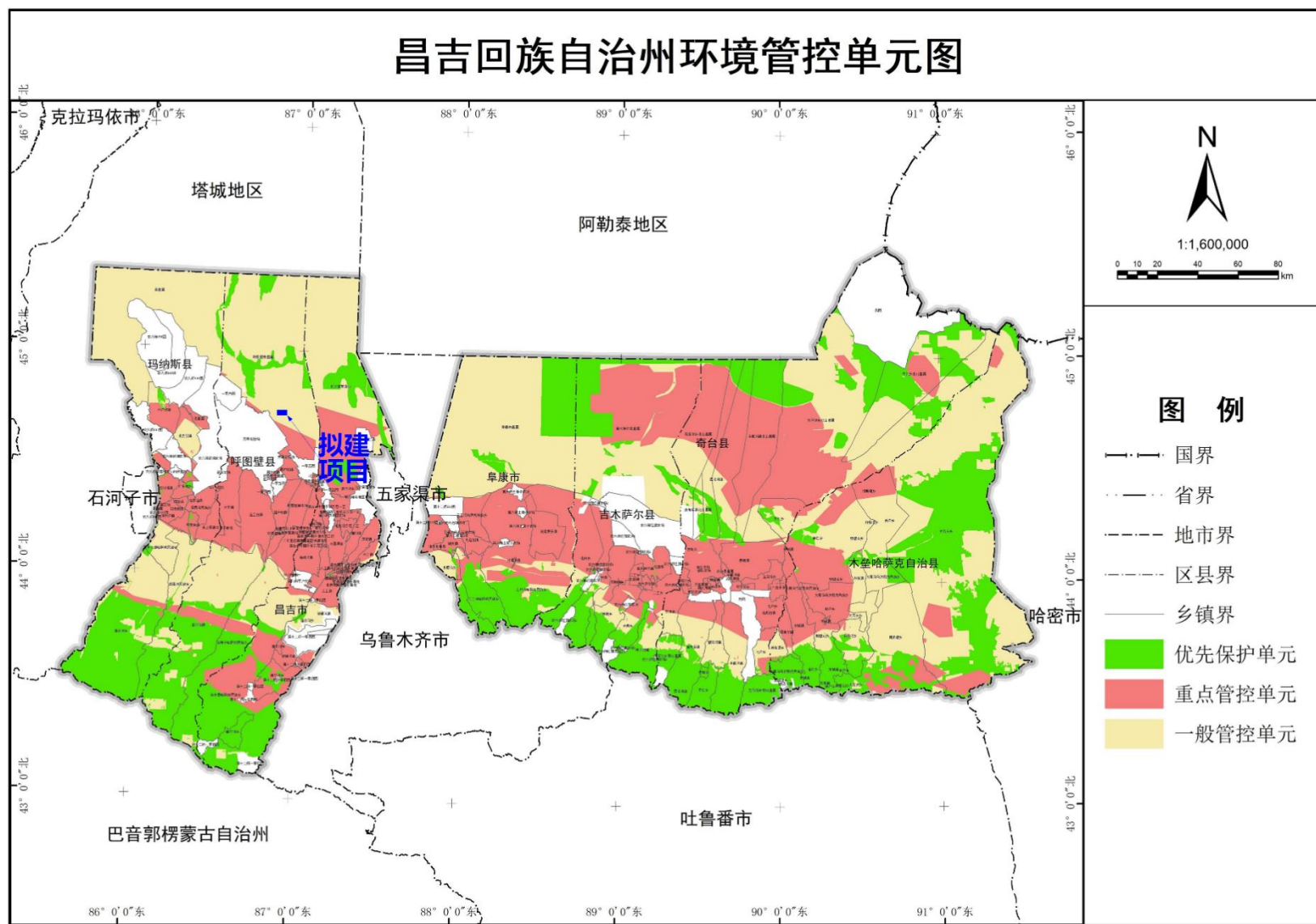


图 10-2 本项目与昌吉州环境管控单元区位管线示意图

10.4 选址选线合理性分析

由于受地下油藏分布限制，地面井场位置的可选择性较小，依托探井井场。本项目选址从选址原则、周边敏感目标分布、依托条件等方面进行分析。

10.4.1 工程选址原则

- 1) 本项目依托探井井场集中布置，便于统一管理，减少巡井人员。
- 2) 本项目尽量依托现有道路，减少新建道路，最大限度减少植被破坏。
- 3) 井场的建设尽量远离村庄、学校等环境敏感目标，降低对敏感目标的影响。
- 4) 选址区内油藏丰富。

本区砂体主体部位含油性较好，平行物源方向，油层连续性较好。经过对该区域的地质结构解释，证实该地区剩余油资源丰富。随着近年钻井地质研究和钻井工程技术配套优化，油藏地质特征及裂缝性成藏富集规律认识进一步深化，进一步落实了储量规模、生产能力。

因油气开发工程选址选择性较窄，项目区域丰富的油藏资源决定了拟建的井场应在油藏附近区域。因此，项目选址是适宜的。

10.4.2 工程选线原则

本项目新建管线不穿越环境敏感区；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。施工过程中施工作业带周边生态环境会有一定的影响，管线施工结束后及时覆土，恢复地貌。

10.4.3 周边环境敏感性

1) 居民分布

(1) 废气

本项目施工期和闭井期的主要废气为施工废气和施工烟尘，扩散范围小，持续时间较短，属局部短期影响，施工作业结束后，该影响将消失，且项目大气评价范围内（5km 矩形范围）无居住区，项目对周围环境空气影响较小。

本项目运营期正常工况下各污染源的地面空气质量浓度占标率最大为9.24%，大气污染物的影响程度和影响范围均较小，总体上对环境空气影响较小。根据环境影响评价结果，本项目运营期在采取减振、隔声、距离衰减等降噪措施后，各井场的厂界昼间、夜间噪声均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB

12348-2008) 中 2 类标准要求。本项目距离周边居民较远, 总体上影响较小。

(2) 噪声

本项目周边 200m 无声环境敏感目标。

本项目施工期噪声主要来自机械工具和车辆等, 根据前文预测可知, 在设备基础安装减振垫层, 加强设备维护与保养等措施后, 声环境敏感目标处昼间、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 2 类标准要求, 本项目施工噪声对周围居民影响较小。

(3) 环境风险

本项目环境风险较小, 并采取了完善的风险防控措施。石西油田作业区已生产运行多年, 未发生过较大的风险事故。因此, 本项目对周围的环境风险影响是可以接受的。

本项目废气、噪声均能达标排放, 环境风险可控, 总体上对周围居民影响较小。

2) 环境敏感区分布

根据现状调查, 井场的土地利用类型主要为天然牧草地等, 项目周围地表植被主要为梭梭群系, 属于当地常见种。本项目不在生态保护红线区、国家公园、自然公园、世界自然遗迹、风景名胜区内, 工程不在敏感区范围内布设任何工程内容, 废水、固废均不外排, 施工期和运营期对其影响在可接受范围内。

3) 相关政策及规划符合性

根据 10. 环境准入分析可知, 本项目符合国家产业政策。通过与自治区、昌吉州生态环境“三线一单”分区管控方案及准入清单、矿产资源开发利用规划、水土保持规划等相关管理要求对比, 本项目不在禁止开采区内, 位于一般管控单元内, 在落实本项目提出的各项环保措施及风险防范措施情况下, 本项目符合相关规划要求。

10. 4. 4 周边依托条件

本项目周边油气处理、采出水处理、固体废物暂存等配套设施比较完善, 本项目废水、废液、固体废物暂存等均依托周边油田现有工程处理, 依托工程现有处理能力能够满足本项目处理要求, 保证项目产生的各类污染物得到有效处理, 不外排。

10. 4. 5 环境影响的可接受性分析

1) 本项目投产后, 井场厂界 VOCs (以非甲烷总烃计) 浓度能够满足《陆上

石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中边界污染物控制要求（ $\text{VOCs} \leq 4.0 \text{ mg/m}^3$ ）。厂界 SO_2 、 NO_x 、颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2限值。

2）本项目运营期油田采出水、井下作业废水、洗井废水经处理达标后回注地层，无外排。

3）本项目对地下水有潜在影响，生产单位必须做好构筑物、管道的防渗的设计、施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；严格落实各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。

4）本项目在采取隔声、减振等防治措施的基础上，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准要求。

5）固体废物依其性质不同，分别得到合理有效地处置。

6）本项目存在一定潜在风险，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。

综上所述，本项目符合国家和地方的有关政策和规划，在选址、选线中充分考虑了工程对环境的影响因素，并从管线、井场的环境影响、环境敏感目标保护角度，采取了相应的保护措施，使得工程对环境保护目标的影响是可以接受的。因此，本项目工程的选址、选线基本是合理可行的，只要在项目建设过程中及投产运行后，认真贯彻执行“三同时”要求，加强生产及环境管理，并落实各项环保措施，项目对环境的影响是可以接受的。

11 结论

11.1 建设项目概况

拟将新探区的 4 口勘探井转为生产井，依托其钻井井场建设 4 座单井拉油井场，新建 400m 单井集油管线（ $\Phi 73 \times 5.5\text{mm}$ 均位于井场内）、旋流除砂器、气液分离器、高架油罐、CNG 处理橇等地面设施；并配套建设自控系统、供电、通信、消防等系统。项目实施后，最大年产油量为 $3.68 \times 10^4\text{t}$ （第 1 年），最大年产液量为 $4.16 \times 10^4\text{t}$ （第 1 年）。

本项目总投资 3000 万元，环保投资 142 万元，占项目总投资 4.73%。

11.2 环境现状评价结论

1) 环境空气

本项目所在区域环境空气中 2023 年各基本污染物浓度满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）二级标准要求，区域环境质量达标。

其他污染物非甲烷总烃满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求。

2) 地表水

项目周边 2km 内无地表水体。本项目废水、废液依托石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注，不排入地表水体，不与当地地表水发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析。

3) 地下水

监测结果表明：石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准要求，其余监测因子中除了总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、锰和钠超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，超标原因是天然背景值偏高。

4) 声环境

项目所在区域声环境现状值均能满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准。

5) 土壤环境

项目占地范围内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染

风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。井场外牧草地特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）指标满足参考执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求，井场外牧草地各项监测指标满足参照执行的《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 风险筛选值要求。对于本项目特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）来说，井场内外差值不大，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

11.3 环境影响评价

11.3.1 施工期环境影响评价

11.3.1.1 废水

管线试压废水沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。

施工人员生活依托石西公寓，生活污水依托石西生活污水处理站处理，出水达标后用于作业区内植被绿化。

11.3.1.2 废气

拟采取下述措施尽量减少施工扬尘：原材料运输、堆放要求遮盖；道路采取临时硬化措施（碎石路）；及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施，洒水灭尘。

本项目尽量采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油减少施工废气排放，同时加强施工管理，尽可能缩短施工周期。另外，管线焊接会产生焊接烟尘，通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响。

11.3.1.3 固废

施工废料尽可能回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。生活垃圾集中收集后运至石西生活垃圾填埋场卫生填埋。

在采取上述措施后，对周边环境影响较轻。

11.3.1.4 噪声

本项目施工噪声主要为施工设备噪声，主要为挖掘机、推土机等设备运行噪声。

施工期设置减振基础，连接处采用软胶皮等措施。加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。综合

采取以上措施后，施工期对周围声环境影响是可接受的。

11.3.1.5 生态环境

经调查，项目所在地周围野生动物种类、数量均不丰富，无国家和自治区重点保护野生动物和重点保护野生植物。施工期间采取相应控制措施，且施工结束后对临时占地进行平整并恢复原貌，本项目不会影响植物群落的演替，并随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。

本项目评价范围内无国家公园、自然公园、世界自然遗产、风景名胜区，生态保护红线区等环境敏感目标。

11.3.2 运营期环境影响评价

11.3.2.1 废水

本项目井下作业废液、洗井废水通过罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处理，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/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

采出液依托石西集中处理站处理，采出水经站内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/T 5329-2022）中主要控制指标后回用于油田注水开发，不外排。

11.3.2.2 废气

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，各类污染物占标率均小于 10%。因此，本项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

11.3.2.3 固废

本项目产生的废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯等危险废物暂存于石西油田作业区危废贮存点，全部委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置。

11.3.2.4 噪声

本项目在正常生产过程中噪声主要为分离器等生产设备、井下作业、泵类噪声。经过预测，运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求，不会对周围声环境造成明显的不利影响。

运营期采取措施如下：合理布局采油设备，选用低噪声设备，同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触。尽量减少作业次数、合理安排施工时间，井下作业时各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。本项目通过以上措施，可大大降低运营期噪声对周围环境的影响。故运营期对周边环境的影响较小。

11.3.2.5 生态

本项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

11.4 环境风险

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气等，事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸、套管外返水等，风险潜势综合判断为 I，评价等级为简单分析。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施，同时制定了本项目的应急预案纲要。

在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目的建设运行带来的环境风险是可以接受的，项目建设是可行的。

11.5 环境影响经济效益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

11.6 环境管理与监测计划

建设单位必须制定严格的 QHSE 程序文件和作业文件，加强 QHSE 宣传，严格执行各项管理措施，加强施工期管理。加强环境管理，并按监测计划实施对大气、噪声等监测，对废水转运及处理进行管理。

建设单位应按照 QHSE 管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出 QHSE 方面的严格要求。项目须设立专门的 QHSE 管理机构，并配备专职的管理人员，项目运行后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作委托第三方机构承担，负责对本项目废水、废气和企业噪声等进行必要的监

测，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、水体环境进行及时监测。

11.7 “三同时”竣工验收一览表

本项目“三同时”竣工验收一览表见表 11.7-1。

表 11.7-1 “三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
施工期	固体废物	施工废料：尽可能回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向台账	——	与主体工程同步
		生活垃圾：全部收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处置	无乱堆、乱放、乱弃现象	存放点干净、整洁	——	
	废水	生活污水：依托石西生活污水处理站处理达标后用于作业区绿化，不外排	不直接外排	防渗生活污水收集池	——	与主体工程同步
		试压废水：沉淀后用于施工场地洒水、降尘，不外排	不直接外排	洒水及降尘	——	
	废气	1) 原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖； 2) 加强施工管理，尽可能缩短施工时间； 3) 运输车辆均使用满足《车用柴油》国家标准第 1 号修改单（GB 19147-2016/XG1-2018）要求的国 VI 标准柴油； 4) 通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响	——	——	——	与主体工程同步
	噪声	合理选择施工时间、合理布置井场，减少对周边声环境的影响	无噪声扰民现象发生	——	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求	与主体工程同步
	生态环境	1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实		临时占地完成生态恢复	恢复地表植被	施工结束
运营期	固体废物	废防渗材料、清罐底泥、废润滑油、废滤芯：收集后妥善暂存，及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	外委处置，无外排	及时委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	危险废物贮存执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	运营期
	废水	采出水、井下作业废液、洗井废水：依托石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后回用于油田注水开发，不外排	回注地层，不外排	废水无外排，石西集中处理站正常运行	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中推荐水质指标	已运行
	废气	1) 动、静密封点加强管理，减少跑冒滴漏；	——	井场厂界无组织废气	井场厂界 VOCs 执行《陆上石油天然气	运营期

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
		2) 井场伴生气尽量回收。			开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中挥发性有机物厂界监控点浓度限值; 厂界 SO ₂ 、NO _x 、颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 表 2 限值	
	噪声	1) 设备选型尽可能选择低噪声设备; 2) 加强对抽油机、设备的维护、减少作业次数; 3) 伴生气回收设备设置减振基础, 连接处采用软胶皮等。加强设备维护与保养, 紧固松动的螺丝和部件, 使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声	井场厂界达标	井场厂界噪声值	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 2 类标准	运营期
环境风险		风险防范措施及应急预案		应急预案及时修订	应急预案文件	——
环境管理与环境监测		委托有关部门或设备生产厂家, 对有关人员进行操作技能培训, 培训合格后上岗; 制定环境管理制度与监测计划, 委托有资质的单位定期进行监测, 建立健全设备运行记录	——	环境管理制度; 监测计划	——	——

11.8 清洁生产分析

本项目总体符合清洁生产要求。

11.9 污染物总量控制

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x 、VOCs，水污染物减排因子为COD和氨氮。

本项目运营期采出水、井下作业废液、洗井废水均依托石西集中处理站处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中相关标准后，回注注水开发不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制。

本项目废气均为无组织排放，不涉及总量控制。

11.10 产业政策及选址选线可行性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》（2024年2月1日）等要求，符合相关规划的要求，选址选线可行，在进一步落实各项环保措施的情况下，其建设是可行的。

11.11 结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能；项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

