

夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整地面工程

环境影响报告书

(拟报批稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二四年三月

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景.....	1
1.2 建设项目主要特点.....	1
1.3 环境影响评价的工作过程.....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	3
1.5 分析判定相关情况.....	3
1.6 环境影响评价的主要结论.....	5
2 总则	6
2.1 编制依据.....	6
2.2 评价目的与原则.....	11
2.3 评价时段.....	12
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定.....	12
2.5 环境功能区划与评价标准.....	14
2.6 评价等级与评价范围.....	19
2.7 环境保护目标.....	25
2.8 评价内容和评价重点.....	25
2.9 相关规划及政策符合性分析.....	26
3 建设项目工程分析	38
3.1 现有工程概况及环境影响回顾.....	38
3.2 工程分析.....	46
3.3 污染源源强核算.....	68
4 环境质量现状调查与评价	87
4.1 自然环境现状调查与评价.....	87
4.2 环境保护目标调查.....	91
4.3 环境质量现状调查与评价.....	91
5 环境影响预测与评价	121

5.1	施工期环境影响预测与评价.....	121
5.2	运营期环境影响预测与评价.....	126
5.3	退役期影响分析.....	140
5.4	环境风险分析.....	141
6	环境保护措施及其可行性论证.....	147
6.1	施工期环境保护措施及其可行性论证.....	147
6.2	运营期环境保护措施.....	151
6.3	环境风险事故防范措施.....	157
6.4	退役期环境保护措施.....	160
6.5	依托可行性分析.....	162
6.6	环保投资分析.....	165
7	环境影响经济损益分析.....	167
7.1	环境管理机构.....	167
7.2	生产区环境管理.....	167
7.3	污染物排放的管理要求.....	170
7.4	企业环境信息公开.....	172
7.5	环境监测与监控.....	172
8	环境管理与监测计划.....	177
8.1	环境社会效益分析.....	177
8.2	环境经济损益分析结论.....	178
9	环境影响评价结论.....	179
9.1	建设项目概况.....	179
9.2	环境质量现状.....	179
9.3	主要环境影响及环保措施.....	180
9.4	经济损益性分析结论.....	184
9.5	环境管理与监测计划结论.....	184
9.6	公众参与.....	184

9.7 总结论..... 185

1 概述

1.1 项目背景

夏子街油田夏9井区位于准噶尔盆地西北缘夏子街油田东南部，行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

夏9井区克下组油藏发现于1980年，于1991年采用井网注水方式正式开发投产。截止2023年6月，该区累计产油 22.16×10^4 t，累计产水 18.21×10^4 t，采出程度2.97%，开采程度较低。

为进一步提高该油藏的开采程度，本次拟在该区域部署29口采油井，采用水平井+体积压裂开发，新建产能 10.25×10^4 t/a，新建12井式计量橇1座，单井采油管线17.5km，集油支线0.35km，注水管线10km。

同时为满足新增产能处理需要，需对拟建9#和已建10#计量橇进行扩建，在两个计量橇旁分别新建12井式多通阀橇1座；夏9混输泵站进行扩建，扩建后油气输送规模可达到 $7200 \text{m}^3/\text{d}$ ；对夏子街转油站进行改造，将其改造为原油处理站，站内新建1套非常规原油处理系统（设计规模 60×10^4 t/a）、1套压裂返排液处理系统（设计规模 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ）、1套减排回注系统（设计规模 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ）。

1.2 建设项目主要特点

本项目具有如下特点：

(1) 夏9井区属于老区块，周围已建有完善的密闭集输系统。本次拟部署29口采油井，井口采出物采用常温密闭集输工艺。井口来气、液进计量橇计量后管输至夏9井区混输泵站增压，再管输至夏子街转油站进行三相分离，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压后外输，分离出的采出液经站内新建原油处理系统处理后，净化油外输至乌尔禾区稀油处理站，采出水经站内新建压裂返排液处理系统进行处理，处理达标后经新建减排回注系统回注地层。

(2) 项目位于和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区——1-2和布克

谷地风力、水力混合侵蚀治理区。

1.3 环境影响评价的工作过程

夏9井区属于老区块，但涉及水土流失重点治理区，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”类别，应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作；具体流程见图1.3-1。

中国石油新疆油田分公司开发公司于2023年12月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（委托书见附件1）。环评报告编制单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范要求编制完成了《夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整地面工程环境影响报告书》。

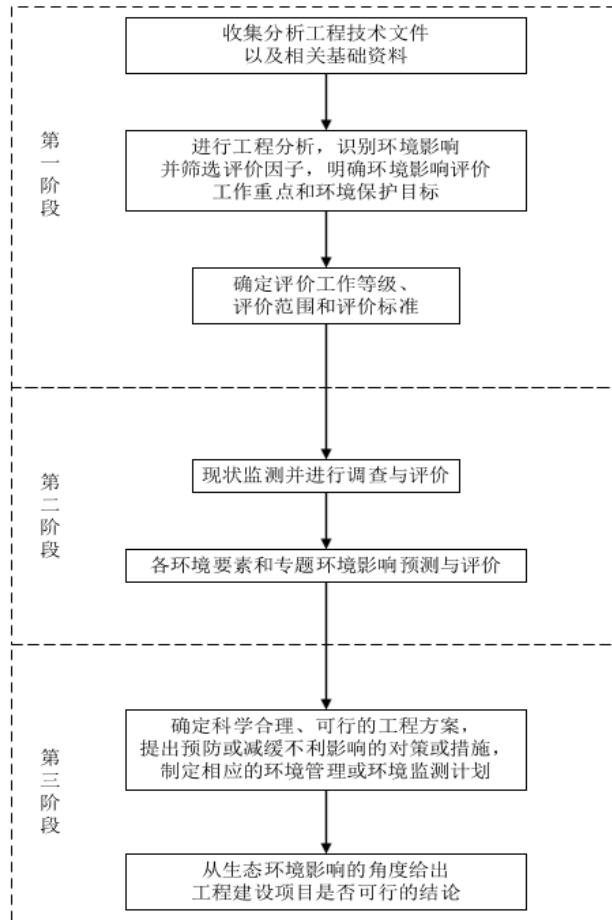


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期无组织挥发性有机物、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态下的落地油对环境特别是所涉及的环境敏感区的影响分析。

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气——1、石油天然气开采：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。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目评价范围内除涉及水土流失重点治理区外，不涉及其他环境敏感区，施工期及运营期严格落实水土保持措施，对生态环境恢复可以起到积极作用，可将水土流失的程度降低到最小限度，拟部署采油井选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的要求；新建油气处理设施均在现有站场内建设，不需另外重新选址；集输管线选线过程中尽量避开植被茂密区域，临时占地内野生动物稀少，对周围生态环境影响较小；无组织废气可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置；项目区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态环境保护红线。

综上所述，项目选址选线合理。

1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》及规划环评、《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆油田公司“十四五”发展规划》中的相关要求。

1.6 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，项目选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置，建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统结构和功能及生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从生态环境保护角度论证建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年01月01日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年01月01日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年01月01日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年06月05日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年09月01日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018年01月01日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2023年05月01日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018年10月26日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》，2011年03月01日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012年07月01日；
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月01日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第204号，2017年10月07日；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第682号，2017年10月01日；
- (3) 《排污许可管理条例》，国务院令第736号，2021年03月01日；
- (4) 《排污许可管理办法（试行）》（2019年修订），生态环境部部令第7号（6），2019年08月22日；
- (5) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，生态环境部令第16号，2021年01月01日；

(6)《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第4号，2019年01月01日；

(7)《国家危险废物名录（2021年版）》，生态环境部令第15号，2021年01月01日；

(8)《产业结构调整指导目录（2024年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号，2024年02月01日；

(9)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012年第18号，2012年03月07日；

(10)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910号，2019年12月13日；

(11)《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号，2021年09月07日；

(12)《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号，2021年02月01日；

(13)《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），2019年06月26日；

(14)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），2017年11月14日；

(15)《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017第43号），2017年10月01日；

(16)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号），2016年10月26日；

(17)《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018），住建部，2019年04月01日；

(18)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021年第74号，2021年12月21日；

(19)《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），2022年01月01日；

(20) 《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），2022年02月08日；

(21) 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第24号），2022年02月08日；

(22) 关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知（环大气〔2023〕1号），2023年01月05日；

(23) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（原环境保护部公告2013年第31号），2013年05月24日；

(24) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，2021年11月02日；

(25) 《八部门关于印发加快推动工业资源综合利用实施方案的通知》（工信部联节〔2022〕9号），2022年01月27日；

(26) 《国家发展改革委关于印发“十四五”循环经济发展规划的通知》（发改环资〔2021〕969号）2021年07月01日；

(27) 《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》（生态环境部公告2021年第82号），2021年12月31日；

(28) 《地下水管理条例》（国务院令 第748号），2021年10月21日。

2.1.3 地方有关环保法律法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018年09月21日；

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019年01月01日；

(3) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法》，2010年05月01日；

(4) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018年09月21日；

(5) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142号），2020年07月30日；

2.1.4 地方环境保护相关文件

- (1) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021年12月24日；
- (2) 《新疆生态功能区划》，2005年07月14日；
- (3) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002年12月。
- (4) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》，2018年08月；
- (5) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021年02月22日；
- (6) 《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02月05日；
- (7) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024年01月18日；
- (8) 《新疆国家重点保护野生动物名录》，2021年07月28日；
- (9) 《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》，2021年06月26日；
- (10) 《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》，2018年06月；
- (11) 《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号），2019年01月21日；
- (12) 《新疆油田公司“十四五”发展规划》，2022年08月；
- (13) 《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022年08月；
- (14) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》，2022年08月；
- (15) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》，2022年05月；
- (16) 《关于印发〈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）的通知》（新环环评发〔2021〕162号），2021年07月26日。
- (17) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020年09月04日；
- (18) 《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8号），2022年03月08日；
- (19) 《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发〔2022〕75号），2022年09月21日。

2.1.5 相关导则及指南

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016), 2017年01月01日;
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 2018年12月01日;
- (3) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021), 2022年07月01日;
- (4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 2019年07月01日;
- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 2022年07月01日;
- (6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 2019年03月01日。
- (7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 2016年01月07日;
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 2019年03月01日;
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 2024年01月01日;
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017年06月01日;
- (11) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告2021年第24号), 2021年06月11日;
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022), 2022年07月01日;
- (13) 《石化行业VOCs污染源排查工作指南》, 环办〔2015〕104号, 2015年11月18日;
- (14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019年01月01日;
- (15) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017), 2017年08月22日;
- (16) 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），2021年12月22日；

（17）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022），2022年10月01日；

（18）《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物和危险废物治理》（HJ 1033-2019），2019年08月13日；

（19）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，2009年02月；

（20）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，2021年12月21日；

（21）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012），2013年03月01日。

2.1.6 相关文件和技术资料

（1）《夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整地面工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2023年12月；

（2）《夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整地面工程质量现状检验检测报告》，新疆环疆绿源环保科技有限公司，2024年02月；

（3）《夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整地面工程设计方案》（A版），2023年12月；

（4）《夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整方案》，2023年10月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

（1）通过现场调查和环境质量现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况，掌握区域的环境质量现状。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目特点，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

环境影响因素包括：

(1) 施工期

对环境的影响主要为施工扬尘、车辆尾气、施工机械及钻井井场电机、各类施工机械燃料燃烧烟气、柴油储罐无组织逸散的废气和焊接烟尘，管道试压废水、混凝土养护废水和钻井井场生活营地生活污水，噪声，水基钻井岩屑、生活营地生活垃圾、钻井结束后清理场地产生的沾油废防渗材料和少量建筑垃圾，以及工程占地对生态环境的影响。

(2) 运营期

对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、井下作业废水、井下作业废液、油气处理装置排污水、噪声、含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料等。

各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、车辆尾气、施工机械及钻井井场电机、各类施工机械燃料燃烧烟气、柴油储罐无组织逸散的废气和焊接烟尘	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水	0	0	0	0	0	0
	固废	水基钻井岩屑、生活垃圾、沾油废防渗材料、建筑垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、放空火炬燃烧烟气	++	0	0	0	+	+
	废水	井下作业废水、井下作业废液、油气处理装置排污水	0	++	0	+	+	+
	固废	含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料	0	+	0	++	+	+
	噪声	井下作业设备、巡检车辆	0	0	+	0	0	0
	风险事故	井喷、井漏、管线和储罐泄漏	0	0	++	0	0	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合区域环境质量状况，筛选本

次评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	类别	评价因子
地下水	现状评价	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、氟化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、水温
	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、NMHC、H ₂ S
	影响分析	NMHC
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	占地范围内：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃；占地范围外：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 中 8 项基本因子”
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	调查土地利用类型、植被类型、野生动物组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布、水土流失、土地沙化现状
	影响评价	物种分布范围、数量、种群结构、生物群落的物种构成、群落结构、植被覆盖度、生物损失量、生态系统功能，生物多样性的物种丰富度、均匀度、优势度，景观多样性和完整性等；对植物群落及植被覆盖度变化、生态系统结构和功能变化、生物多样性变化、土地利用及野生动物等进行预测分析
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的环境风险事故进行分析

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和 其他需要特殊保护的 区域
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区	位于 2 类功能区
土壤环境	占地范围内：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地 筛选值； 占地范围外：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险	占地范围内属于第二 类建设用地； 占地范围外为天然牧 草地。

	管控标准(试行)》(GB15618-2018)农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—II ₁ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—15夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区

2.5.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本项目执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单中的二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 及修改单 (二级)
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
6	CO	24 小时平均	4		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②地下水

地下水环境质量执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测因子	标准值 (III类)	序号	监测因子	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5 ≤ pH ≤ 8.5	13	氰化物	≤ 0.05
2	总硬度	≤ 450	14	挥发性酚类	≤ 0.002
3	溶解性总固体	≤ 1000	15	铬 (六价)	≤ 0.05

4	耗氧量	≤3.0	16	砷	≤0.01
5	氨氮	≤0.50	17	镉	≤0.005
6	硝酸盐	≤20.0	18	石油类	≤0.05
7	亚硝酸盐	≤1.00	19	铁	≤0.3
8	氯化物	≤250	20	锰	≤1.5
9	硫酸盐	≤250	21	铅	≤0.01
10	氟化物	≤1.0	22	汞	≤0.001
11	总大肠菌群 (MPN ^b /100mL)	≤3.0	23	细菌总数 (CFU/mL)	≤100
12	硫化物	≤0.02			

③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类区限值, 具体详见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

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

④土壤环境

土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)农用地土壤污染风险筛选值, 标准限值见表 2.5-5、表 2.5-6。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表(占地范围内: 建设用地)

序号	污染物项目	第二类用地筛选值(mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值(mg/kg)
基本项目(重金属和无机物)					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬(六价)	5.7	7	镍	900
4	铜	18000			
基本项目(挥发性有机物)					

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

表 2.5-6 土壤环境质量评价标准一览表（占地范围外：农用地）

序号	污染物项目	风险筛选值 (mg/kg)
		pH>7.5
1	镉	0.6
2	汞	3.4
3	砷	25
4	铅	170
5	铬	250
6	铜	100
7	镍	190
8	锌	300

(2) 污染物排放标准

① 废气

井场和站场厂界无组织挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。浓度限值见表2.5-7。

表 2.5-7 大气污染物排放标准

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 及修改单 (二级)
		1小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		1小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70		
		24小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24小时平均	75		
5	O ₃	日最大8小时平均	160		
6	CO	24小时平均	4	mg/m ³	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	1小时平均	10	μg/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②废水

井下作业废水、井下作业废液、油气处理装置排污水均由夏子街转油站新建压裂返排液处理系统进行处理，该处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的标准限值要求后回注地层，不外排。

③噪声

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

表 2.5-8 环境噪声排放标准一览表

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

(3) 污染物控制标准

运营期产生的含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料及事故状

态下产生的落地油等危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求。

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

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

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

其中: P_i ——第*i*种污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

源强参数见3.3.2章节,预测结果见表2.6-1。

表 2.6-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源		污染因子	污染源参数	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度对应距离 (m)
无组织废气	单井井场	NMHC	30m×25m×5m	19.741	0.99	19
	计量站		50m×50m×5m	22.182	1.11	72
	多通阀橇		25m×25m×5m	0.017512	0.88	18
	原油处理装置区		130m×75m×5m	57.555	2.88	114
	污泥储存场		120m×70m×4m	161.19	8.06	97

由表 2.6-1 可知:各污染物最大落地浓度占标率最高为 8.06%,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据(表 2.6-2),评价等级判定为二级。

表 2.6-2 评价工作等级判定依据表

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

(2) 地表水评价等级

本项目周边无地表水，且与地表水无水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)要求，地表水环境影响评价等级为三级 B。

(3) 地下水评价等级

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

表 2.6-3 地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.6-4 建设项目评价工作等级分级表

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

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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 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)，本项目采油井场

和站场属于 I 类建设项目，集输管道属于 II 类建设项目；根据表 2.6-4 判定，采油井场和站场地下水评价等级为二级、各类管线地下水评价等级为三级。

(4) 声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

(5) 生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境影响评级等级判定一览表

判定原则	判定结果
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	占地范围内不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	占地范围内不涉及
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	不属于水文要素影响型建设项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	占地范围内不涉及天然林、公益林和湿地
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	新增占地约 0.03km ² ，小于 20km ²
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)6.1.2 评价等级确定原则 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级
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	仅符合上述 g 条，评价等级为三级
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域，无需上调评价等级

由表 2.6-5 可知，生态影响评价等级为三级。

(6) 土壤环境评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) (试行)，将建设项目占地规模分为大型 ($\geq 50\text{hm}^2$)、中型 ($5\sim 50\text{hm}^2$)、小型 ($\leq 5\text{hm}^2$)，建设项目占地主

要为永久占地。

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

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

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

①占地规模

本项目永久占地面积约 3.155hm²，占地规模为小型。

②土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-7。

表 2.6-7 污染影响型敏感程度分级表

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

项目评价范围内土地利用类型为天然牧草地，环境敏感程度为敏感。

本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）附录 A 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），判定采油井场和站场为 I 类建设项目、集输管道为 II 类建设项目。根据表 2.6-6 综合判定，采油井场和站场土壤评价等级为一级，集输管道土壤评价等级为二级。

(7) 环境风险评价等级

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

表 2.6-8 环境风险评价工作级别划分表

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

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

本项目涉及的主要风险物质为原油、天然气和柴油，风险单元为单井采油管线、集油支线和柴油储罐。危险物质与临界量的比值 $Q=0.6821 < 1$ ，判断风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，判定本次风险评价等级为简单分析。

2.6.2 评价范围

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

表 2.6-9 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以单井井场和站场为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围
地下水	井场、站场：以地下水流向为长轴，各井场和站场四周边界上游 1.5km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km 范围 集输管道：管道两侧各向外延伸 200m 范围
声环境	占地范围内及边界向外延伸 200m 范围
土壤环境	占地范围内及边界向外延伸 5km 范围
生态环境	井场、站场：占地范围内和场界周边 50m 范围 集输管道：管道两侧外延 300m 范围
环境风险	不设评价范围

图 2.6-1 评价范围示意图

2.7 环境保护目标

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地；夏9井区位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区——1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；环境保护目标为评价范围内受保护的野生植物、野生动物及水土流失重点治理区。各环境要素保护级别见表 2.7-1 和图 2.7-1。

表 2.7-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	评价范围内的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	水土流失重点治理区（1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区）	项目区内	做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧
	野生动植物		保护野生动植物生境不被破坏
	受保护的野生动物（雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、鹅喉羚、狼、沙狐	项目区周边	国家二级保护动物，生境不被破坏

2.8 评价内容和评价重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）要求，结合项目特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

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

2.8.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 大气、地下水、土壤、声、生态环境影响评价及环境风险分析；
- (3) 环境保护措施及其可行性论证。

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

(1) 区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“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”。本项目位于准噶尔西北缘，属于陆地石油开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

(2) 主体功能区规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的自治区级重点生态功能

区，为准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。限制开发区域的主体功能是保护生态环境或提供农产品，但在生态和资源环境可承受的范围内也可以发展特色产业，适度开发矿产资源。要求根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。本项目为陆地石油开采行业，合理布设地面工程，减少永久占地面积，尽量避免植被密集生长区域，减少对生态空间的占用，符合主体功能区中的开发管制原则。

(3) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表 2.9-1。

表 2.9-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目为陆地石油开采项目，不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的柴油、电能和水，工程资源消耗量相对区域资料利用总量较少，符合资源上限要求；符合“三线一单”的要求。	符合
2	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	运营期危险废物含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料及事故状态下产生的落地油，分类收集后交由有相应危废处置资质的单位处置。	符合
3	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	项目建设成后交由风城油田作业区运营，风城油田作业区已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度。	符合

4	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	风城油田作业区已编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案，并定期进行应急演练工作	符合
---	-----------------------------	---	----

(4) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》及规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》取得中华人民共和国自然资源部批复（自然资函〔2022〕1092号），《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》取得了中华人民共和国生态环境部的审查意见（环审〔2022〕124号）。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》将石油天然气列为安全战略资源，项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区。项目实施后能更好的给区域油气资源安全使用提供保障，有利于支撑准噶尔盆地油气能源资源基地建设，符合规划要求；并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》要求对石油开采过程中的废气、废水、噪声、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及审查意见的要求。

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

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030年）》，本项目属于水土流失重点治理区——1-2和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区，水土流失防治标准等级为一级。本项目水土流失防治将执行建设类项目一级标准，工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失，符合规划要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

表 2.9-2 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业时带罐，防止产生落地油。产生的落地油 100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	本项目分离出的采出水送至站内压裂返排液处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层，不外排。	符合
3	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	井下作业废液由罐车拉运至站内压裂返排液处理系统处理达标后回注地层，不外排。	符合
4	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别。	事故状态下产生的落地油 100%回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
5	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	运营后建设单位应将本项目纳入风城油田作业区已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

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

表 2.9-3 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	相关要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时恢复永久占地。	
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	本项目钻井期间使用非磺化水基钻井液体系，钻井产生的钻井岩屑经专用储罐暂存后委托相关岩屑处置单位处理；钻井泥浆暂存于储罐内，最终经钻井队回收后回用于后续钻井。	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	钻井采用下套管注水泥固井的完井方式进行水泥固井，表层套管的深度为500m，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层；钻井目的层与地下水处于不同层系，在施工过程中确保套管下入指定深度，可有效避免钻井工程对地下水环境的影响；已根据实际情况制定分区防渗措施。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	风城油田作业区具备完善的应急管理体系，应对现有应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案，修编后可依托其应急预案及应急物资。	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	采出物经夏子街转油站三相分离器分离后，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压后外输，原油进站新建原油处理系统处理后外输，采出水进站新建压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；运营期产生的含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料及事故状态下产生的落地油委托有相应危废处置资质的单位处置。	符合

(3) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符

性分析

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中的相关要求，具体见表 2.9-4。

表 2.9-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252号）。	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本次以夏9井区为单位开展环评，包括拟部署的井、集输管线、油气处理及配套工程等，在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应严格按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料及事故状态下产生的落地油委托相应危废处置资质的单位处置；固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。	符合
4	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	符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施	符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。	
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	风城油田作业区具备完善的应急管理体系，应对现有应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案，修编后可依托其应急预案及应急物资。	符合

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

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

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

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	周围无国家公园、自然公园，自然保护区、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境和其他重要生态功能、对生物多样性保护具有重要意义的区域等生态敏感区。	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	针对运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局的监督与管理，并按照《环境信息依法披露制度改革方案》等规定，公开运营期监测情况。	符合
3	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	定期对井场设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
4	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。		
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料及事故状态下产生的落地油委托相应危废处置资质的单位处置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	对临时占地进行场地平整清理，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。井场采用砂砾石铺垫，退役期采油井场砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司风城油田作业区管理，将实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区突发环境污染事件应急预案》。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求，具体见表 2.9-6。

表 2.9-6 项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析

序号	条例规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。	符合
2	及时对施工现场进行清理和平整，不得从高处向下倾倒或者抛洒各类物料和建筑垃圾。	施工结束后，对施工现场进行清理和平整；建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理，不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾。	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于准噶尔盆地腹部，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无永久基本农田、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，位于水土流失重点治理区，涉及生态环境敏感区为1-2和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》可知，项目区位于和布克赛尔县环境管控单元04——一般管控单元（单元编码为ZH65420130003），不涉及生态保护红线。

(2) 环境质量底线

运营期废气主要为无组织挥发性废气，采取相应措施后井场、站场无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；夏子街转油站原油处理装置分离出的采出水以及新部署采油井井下作业、修井过程中产生的井下作业废液均由夏子街转油站新建压裂返排液处理系统处理达标后回注地层，不外排；噪声源主要为井下作业、油气处理各类设备及巡检车辆，采取相应措施后井场边界昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求；固体废物主要为含油污泥、废机油、沾油废防渗材料和废过滤吸附材料和事故状态下产生的落地油，集中分类收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

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

(3) 资源利用上线

运营期消耗少量的电能和水。用量较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上限要求。

(4) 生态环境准入清单

①与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于北疆北部片区，该区加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。本项目废气主要为无组织非甲烷总烃，废气及噪声均可实

现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置；项目资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

②与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》（新政发〔2021〕162号）相关要求的符合性分析

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

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

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

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

③与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》可知，本项目位于和布克赛尔县环境管控单元 04——一般管控单元，单元编码为 ZH65420130003，其建设符合一般管控单元管控要求，具体见表 2.9-7 和图 2.9-1。

表 2.9-7 与塔城地区“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		拟采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65420130003)	空间布局	1. 执行自治区总体准入要求中[A1.4-1][A1.4-2]条要求。 2. 执行自治区管控单元分区管控要求[A7.1-1]条要求。 3. 执行塔城地区总体管控要求[1.6][1.8]条要求。 各条例要求如下：	本项目符合自治区主体功能区规划、生态功	符合

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	拟采取的相关措施	符合性分析
)	<p>约束</p> <p>[A1.4-1]: 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求,符合区域或产业规划环评要求。</p> <p>[A1.4-2]: 重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区,并符合城乡规划和土地利用总体规划。</p> <p>[A7.1-1]: 限制进行大规模高强度工业化城镇化开发,严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目,原则上不增加产能,现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定,根据区域用地和消纳水平,合理确定养殖规模。加强基本农田保护,严格限制非农项目占用耕地。</p> <p>[1.6]: 严禁“三高”项目进塔城,对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型,做好禁止类项目管控工作。</p> <p>[1.8]: 全面规划、合理布局,优化规模化畜禽养殖场(小区)及其污染防治设施的布局,拟定畜禽养殖区划定方案,明确禁养、限养和适养区,实施禁养区关停,限养区总量控制。</p>	<p>能区划、经济发 展规划;不属 于重点项 目;产品为 原油和伴 生气,不 属于“高 污染、高 环境风 险产 品”;不 涉 及农 业及 畜 禽 养 殖 业; 不 属 于 “ 三 高 ” 项 目。</p>	

图 2.9-1 本项目在塔城地区环境管控单元位置示意图

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程概况及环境影响回顾

3.1.1 区域位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距和布克赛尔蒙古自治县县城约 76.2km，西南距克拉玛依市乌尔禾区中心城区约 33.7km。区域位置见图 3.1-1。

图 3.1-1 区域位置图

3.1.2 油气资源概况

(1) 油气田范围

夏子街油田夏9井区位于准噶尔盆地西北缘夏子街油田东南部，与夏48井区相邻，距离克拉玛依市约 150km。夏9井区油气田范围见图 3.2-1。

图 3.2-1 夏子街油田夏9井区范围图

(2) 勘探开发概况及开发进程

夏9井区三叠系油藏发现于1980年。夏9井于1980年3月射开克下组 S_8^{1+2+3} 层(1950.4m-1906.4m, 射厚30.0m)压裂试油, 累计生产天数2457d, 累计产油5423t。1981年~1983年陆续完钻探井4口(夏13、夏14、夏15、夏65), 在克下组试油获高产工业油流。1990年~1991年完钻3口评价井(XJ311、XJ312、XJ313), 在克下组压裂试油, 获工业油流1井1层。夏9井区克下组油藏于1991年采用300~350m井距、反七点井网注水开发, 投产油井32口, 注水井16口, 2005年基本整体上返八道湾组生产。为落实克下组油藏水平井产能, 2022年完钻2口试验水平井(XTHW9701、XTHW9801), 2023年3月采用多级分段分簇压裂方式投产, 取得较好效果。

截至2023年6月, 该区克下组有6口井生产, 其中4口直井日产油0.1t/d~5.2t/d, 平均1.9t/d; 2口试验水平井日产油15.1t/d~20.1t/d, 平均17.6t/d; 单井累计产油121t~22405t, 平均5844t。

(3) 地质构造、区带或层系

夏子街油田自下而上发育了二叠系佳木河组(P_1j)、风城组(P_1f)、夏子街

组 (P_{2x})、下乌尔禾组 (P_{2w})；三叠系百口泉组 (T_1b)、克拉玛依组 (T_2k)、白碱滩组 (T_3b)；侏罗系八道湾组 (J_1b)、三工河组 (J_1s)、西山窑组 (J_2x)、头屯河组 (J_2t) 和白垩系吐谷鲁群 (K_1tg)。其中二叠系与三叠系、三叠系与侏罗系、侏罗系与白垩系为区域性地层不整合接触。

夏9井区克下组地层顶部遭受剥蚀，仅残余克下组下部地层，自下而上分别为 S_8 层和 S_7 层。

(4) 储层特征

该区克下组储层岩性以杂色、浅灰色、灰褐色砂砾岩为主，储层砾质成分占 67.04%，以凝灰岩、流纹岩为主，其次为花岗岩、安山岩、变砂岩；储层砂质成分占 25.37%，以凝灰岩、石英为主，其次为流纹岩、长石、霏细岩、花岗岩。储层储集空间类型以晶间-粒内孔、粒内-晶间孔为主，以粒内溶孔为辅，还有少量杂基溶孔。粘土矿物以高岭石 (54.2%) 为主，伊蒙混层 (25.1%)、伊利石 (12.7%)、绿泥石 (8.0%) 次之。克下组 S_7 层和 S_8 层均属低孔特低渗储层。夏9井区克下组最大水平主应力方向为北东~南西走向。

(5) 油气藏流体性质

夏9井区油藏采出物包括原油、伴生气和采出水，地层水水型为 $CaCl_2$ 。油藏中不含硫化氢，二氧化碳含量为 0.27%，小于《天然气》(GB17820-2018) 中一类及二类质量要求。油、气、水性质分别见表 3.1-1、表 3.1-2 和表 3.1-3。

表 3.1-1 夏9井区克下组油藏地面原油性质统计表

层位	地面原油密度 (g/cm^3)	50℃粘度 ($mPa \cdot s$)	凝固点 ($^{\circ}C$)	含蜡 (%)	初馏点 ($^{\circ}C$)
T2k1	0.8477	10.06	-2.2	6.03	121.2

表 3.1-2 夏9井区克下组油藏天然气性质统计表

相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	异丁烷+ 正丁烷 (%)	异戊烷+ 正戊烷 (%)	氮 (%)	氧 (%)	二氧化碳 (%)
0.7098	73.75	8.33	3.69	1.98	0.53	11.45	0.13	0.27

表 3.1-3 夏9井区克下组油藏地层水性质统计表

井号	层位	Cl ⁻ (mg/L)	K ⁺ +Na ⁺ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	总矿化 度 (mg/L)	水型
夏 89	T ₂ k ₁	4627.46	2729.87	420.67	48.59	194.26	0	556.75	8577.6	CaCl ₂

⑥油气资源类型

根据油藏地质特征，结合试油试采资料分析，夏9井区克下组油藏南北受断裂控制，东西向受岩性控制，油藏类型为岩性控制的构造油藏。

3.1.3 现有工程基本情况

现有工程油气集输采用“采油单井→计量站→混输站→夏子街转油站→乌尔禾稀油处理站”四级布站密闭集输工艺，原油集输采用常温集输的方式。

(1) 生产井

截止目前，夏9区块已有生产井104口，其中采油井70口（开井50口，关井20口），注水井34口。

(2) 计量撬

计量配水站9座（站号：1#~8#、10#），1#~8#计量撬建设时间较早，采用手动管汇+分离器计量模式，10#计量撬于2022年建成投产，站内设置12井式一体化自动选井计量装置1座。

计量工艺流程：集油区各单井来液进入计量撬，不需要计量的单井油气直接进入集输管道，需计量的单井经多通阀/手动管汇选井后，进入立式气液分离器，进行气液分离计量，计量后再进入集油管道与其它不需计量的单井来液汇合后输送下游。

(3) 集油干线

目前夏9井区已建集油干线1条，井区内所辖计量撬来气、液均通过该管道输至夏9混输泵站，该集油干线由三种规格管道组成，其中规格D273×7/20，管道长度5600m，规格D219×6/20，管道长度1000m，规格D168×5/20，管道长度500m，该管道目前正常运行。

(4) 夏9混输泵站

夏9混输泵站建成于2006年，站内设有2台混输泵（1用1备），夏9井区所辖计量橇采出液及伴生气均通过该站增压后输至夏子街转油站转液，该站目前输送气量约 $2592\text{m}^3/\text{d}$ ，输送液量 $544.28\text{m}^3/\text{d}$ ，混输泵进口压力 0.3MPa 。

（5）夏子街转油站

夏子街转油站原设计转液规模 $50\times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，目前实际转液量 $58.4\times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。

主要工艺流程如下：油区来气、液经站内分离缓冲罐进行气、液分离，分离出的液相（ $T=25^\circ\text{C}$ ， $P=0.3\text{MPa}$ ）经转输泵增压（ $P=1.2\text{MPa}$ ）进入相变加热炉升温后（ $T=35^\circ\text{C}$ ）输往乌尔禾稀油处理站进一步处理，分离出的伴生气（ $T=25^\circ\text{C}$ ， $P=0.3\text{MPa}$ ）经除油器除油后去夏子街天然气增压站处理。罐车拉运来液通过卸油台卸油后经卸油泵升压后进入相变加热炉升温后与管输来液一并输送至乌尔禾稀油处理站进一步处理。夏子街转油站至乌尔禾稀油处理站建有1条38km的采出液转液线，DN200 4.0MPa玻璃钢管道，埋地保温敷设，设计输量为 $4400\text{t}/\text{d}$ ，目前实际输量为 $1400\text{t}/\text{d}$ 。

图 3.1-1 夏子街转油站原油处理系统工艺流程框图

3.1.4 现有工程环保手续履行情况

夏9井区已进行过2次产能建设，历次现有工程环保手续履行情况见表3.1-4。

表 3.1-4 夏9井区已实施地面工程环保手续履行情况一览表

项目名称	环评审批机关、文号及时间	验收情况
现有生产井、计量撬、管线等地面设施		
中国石油新疆油田分公司夏子街老区扩边调整建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环监建函(2008)10号 2008年2月14日	新环评价函(2011)34号 原自治区环境保护厅2011年1月12日
夏子街油田夏55-夏48-夏9区块产能开发建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅, 新环审(2022)124号, 2022年6月21日	2023年11月24日通过第一批建设内容通过了企业自主竣工环境保护验收
夏子街转油站		
夏26-35井区三叠系克拉玛依组油藏加密调整2014年产能建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅, 新环函(2014)1390号, 2014年12月1日	2016年2月通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环函(2016)161号)
夏9混输站		
夏子街老区扩边调整建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环监建函(2008)10号 2008年2月14日	新环评价函(2011)34号 原自治区环境保护厅2011年1月12日

表 3.1-5 风城油田作业区环境影响后评价实施情况一览表

项目名称	备案文号、备案机构及时间
中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书	新环环评函(2021)989号 2021年10月29日获得了新疆维吾尔自治区生态环境厅的备案意见

3.1.5 现有工程排污许可证申请核发、应急预案编制备案等相关情况

现有工程归属中国石油新疆油田分公司风城油田作业区管理, 现有工程排放的污染物不涉及总量控制, 无需申领排污许可证。

现有工程隶属于《风城油田作业区突发环境事件专项应急预案》的范畴。风城油田作业区已于2022年在克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局进行了突发环境事件应急预案备案, 备案号650205-2022-014-L。

3.1.6 环境影响回顾

本次评价根据中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书及已完成竣工环保验收工作的现有工程相关竣工环保验收调查文件中相关结论来说明已建工程的环境影响, 通过现场踏勘和调查来说明在建工程环境影

响，分述如下：

(1) 生态环境

区块内主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场、站场和地面建筑(构)筑物的施工对地表的干扰等，工程占地分为临时占地和永久占地。根据现场调查及查阅资料，区块内原有施工过程中对地表均基本进行了清理平整，施工现场无遗留的固体废物，已建井场永久性占地进行了砾石铺垫，临时占地范围内的植被正在恢复中。

(2) 废气

现有工程的废气污染源主要为油气集输过程中，阀门、法兰等连接处的泄漏或设备超压放空等产生的油气无组织挥发性烃类排放。根据《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，项目区非甲烷总烃浓度均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准限值要求， H_2S 监测结果均符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级标准限值 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

(3) 废水

区块内采出水和井下作业废水依托乌尔禾稀油处理站采出水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的相关标准要求。达标的净化水全部回注，无外排。工作人员生活污水由吸污车拉运至乌尔禾区污水处理厂处理。

(4) 噪声

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取基础减震及厂房隔声等措施，根据监测数据可知，各井场、站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求。

(5) 固体废物

固体废物主要是钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、沾油废防渗材料和事故

状态下产生的落地油等。施工期钻井过程产生的钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，交由岩屑处置单位清运处置。生活垃圾送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。建筑垃圾拉运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；风城油田作业区已与克拉玛依顺通环保科技有限责任公司签订了危险废物处置合同，由对夏子街油田的危险废物进行处理，沾油废防渗材料和事故状态下产生的落地油等危险废物的收集、贮存、运送、处置过程中，严格均执行了国家《危险废物转移联单管理办法》。

(6) 土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如站场、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期事故状态下，井喷、管线破裂等导致油类物质进入土壤，在横向上以发生源为中心向四周扩散。根据对现有工程已开发区域土壤环境污染现状调查可知，项目区土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

3.1.7 现存环境问题及“以新带老”整改方案

(1) 存在问题

①目前夏子街转油站已超负荷运行，为满足本项目新部署产能井采出液的运输需要，亟需对夏子街转油站进行改扩建。

②根据项目可研报告可知，夏9混输泵站现有运输能力将无法满足不同井区新增采出气、液混输增压需求，需要进行扩建。

(2) “以新带老”整改方案

①将夏子街转油站改造为原油处理站，新建1套非常规原油处理系统，设

计规模 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“预脱水+热电化学脱水”密闭脱水工艺，净化油和风南4井区净化油依托已建夏乌转输管道输送至乌尔禾稀油处理站交油；新建1套压裂返排液处理系统，设计规模 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力除油+电化学处理+过滤”工艺，压裂返排液处理合格后减排回注。乌尔禾稀油处理站降容改造后只处理乌尔禾油田稀油油区来液。

②对夏9混输泵站进行扩建，扩建后转输能力扩大至 $7200 \text{m}^3/\text{d}$ 。

3.2 工程分析

3.2.1 基本情况

(1) 项目名称

夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整地面工程。

(2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司开发公司。

(3) 建设性质

改扩建。

(4) 建设地点

新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。

(5) 产能规模

拟在夏9井区克下组油藏部署29口水平井，采用水平井+体积压裂开发，设计单井产能 $10 \text{t/d} \sim 14 \text{t/d}$ ，新建产能 $10.25 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(6) 建设周期

单井钻井期30天，地面工程施工期为180天。

3.2.2 建设内容

本项目建设内容包括主体工程、公用工程、辅助工程、环保工程和依托工程五个部分。

3.2.2.1 主体工程

本项目主体工程包含钻前工程、钻井工程、油气集输工程和油气处理工程等。

(1) 钻前工程

包括井场平整、铺垫、钻机基础建设、探临道路和生活营地建设，以及设备进场。

(2) 钻井工程

明确钻井数量、井型、井深、井身结构、钻井液体系（钻井液主要成分和筛分、配置等循环利用设施建设情况）和钻井周期等情况。

① 钻井设计

本次新钻井29口，单井设计井深2367m~3480m，钻井总进尺 8.71×10^4 m，井号及井深见表3.2-1；各井井型及井身结构均为三开水平井，井身结构见表3.2-2及图3.2-3。

表 3.2-1 井号及井深参数一览表

层位	井号	水平段长 (m)	单井钻井进尺 (m)
S_7^2	XTHW9711	900	2589
S_7^3	XTHW9708	700	2390
	XTHW9709	600	2367
	XTHW9710	800	2614
S_7^{4+5}	XTHW9706	1300	3023
	XTHW9707	1000	2717
S_7^5	XTHW9702	1050	2773
	XTHW9703	1000	2882
	XTHW9704	1300	3280
	XTHW9705	1150	3205
S_8^{1+2}	XTHW9802	1380	3125
	XTHW9803	1310	3052
S_8^1	XTHW9804	1200	3124
	XTHW9805	1320	3334
	XTHW9806	1350	3425
	XTHW9807	1000	3158
	XTHW9808	750	2989
S_8^2	XTHW9809	780	2520

层位	井号	水平段长 (m)	单井钻井进尺 (m)
	XTHW9810	1200	2917
S_8^{2+3}	XTHW9811	1500	3466
	XTHW9812	1400	3480
	XTHW9813	1200	3364
	XTHW9814	1000	3243
	XTHW9815	700	3031
S_8^3	XTHW9816	1000	2747
	XTHW9817	1450	3180
	XTHW9818	1600	3340
	XTHW9819	1370	3152
S_8^{3+2}	XTHW9820	930	2654
合计	29 口	1111	8.71×10^4

表 3.2-2 单井井身结构设计参数表

开钻程序	钻头尺寸 (mm)	井深 (m)	套管尺寸 (mm)
一开	444.5	500	339.7
二开	311.2	2000	244.5
三开	215.9	完钻井深	139.7

图 3.2-2 钻井井身结构示意图

②钻井液情况

钻井过程中均采用非磺化类水基钻井液，每座井场均配置 1 座容积约 350m³ 的钻井液储罐，钻井液使用情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 钻井液体系一览表

开钻次序	井段 (m)	钻井液体系	主要成分	密度 (g/cm ³)	单井钻井液 最大用量 (m ³)	29 口井合计 (m ³)
一开	0~500	坂土-CMC	坂土、Na ₂ CO ₃ 、 CMC (中)	1.15~1.20	77.55	2248.96
二开	500~ 2000	钾钙基-胺基聚 合物	坂土、Na ₂ CO ₃ 、 NaOH、 MAN104、复配 铵盐、润滑 剂、重晶石等	1.15~1.7	114.04	3307.03
三开	2000~ 3480				54.15	1570.49
合计					245.74	7126.47

注：钻井液中各物质配比涉及商业机密，故不提供详细数据。

③钻井周期

单井钻井期平均约为 30 天。

④固井

一开采用常规密度水泥浆一次上返固井。二开若钻井过程未发生漏失，则采用 1.20g/cm³ 超低密度水泥浆+1.88g/cm³ 常规密度水泥浆一次上返固井；若钻进过程发生漏失，则采用封隔式分级箍双级固井。三开采用常规密度水泥浆尾

管固井。

⑤完井方式

本项目采用套管完井。

⑥钻井井场平面布置

钻井期各井场布置相同，井场内主要布设有值班房、材料房、钳工房、录井房、配电房、发电机房、罐区、钻井液不落地设备等。平面布置见图 3.2-3。

图 3.2-3 钻井期井场平面布置示意图

(2) 储层改造

储层改造包括射孔和压裂两个工序。射孔时利用专用设备和射孔枪，对套管和井壁进行射孔，建立地层与井筒之间的通道；压裂时用泵车将压裂液挤入油层，当把油层压出许多裂缝后加入支撑剂（如石英砂等），使其充填进裂缝，可有效提高油气层的渗透能力等操作。

(3) 油气集输工程

①采油井场

本项目新建采油井场 29 座，采用 70MPa DN65 采油井场，配备 8 型节能抽油机，配套电机功率 18.5kW。各井场均设置保温盒保温，保温盒内设 0.15kW 防

爆电加热器，压力表置于保温盒内；设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

本次部署的最远井 XHW9809 井周边已建井冬季井口回压较高，故该井井场配备 10kW 井口电加热器 1 台，冬季时开启加热器，降低井口回压；其余各井场均不设置电加热器，采用常温输送。

②集输管线

本项目新建单井出油管道总长度为 17.5km，采用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），管道埋地保温敷设，管底埋深-1.7m；新建集油支线采用 DN100 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），管线长度为 0.35km，管道埋地保温敷设，管底埋深-1.9m。管线施工时采用大开挖方式施工。

③计量橇及多通阀橇

本项目新建采油井 29 口，由于新建采油井部署区域内已建计量橇无剩余空口，故本次在井位布置相对集中处新建 12 井式计量橇 1 座（站号为 12 号）接入附近 11 口采油井，其余采油井由于呈条形分布，在距离其较近的拟建 9 号、已建 10 号计量橇旁分别扩建 12 井式多通阀橇 1 座接入剩余 18 口采油井。

※计量橇

本次新建计量橇（12#计量橇），该橇采用标准化设计，单座计量橇内含 12 井式一体化自动选井计量装置 1 座。单井来气液进一体化计量装置，该装置由多通阀及计量分离器组成，多通阀采用自动选井方式将需计量的单井来液改进双容积计量装置分别对液、气进行计量，计量后的采出液和伴生气通过新建集油管线输送至夏子街转油站。

※多通阀橇

本次在拟建 9#、已建 10#计量橇旁分别新建 12 井式多通阀橇 1 座，采用标准化设计。各单井来油气进新建 12 井式多通阀橇，多通阀橇采用电动头自动选井工艺，需计量的油井通过计量管道去已建计量橇计量，不需计量的油井进入集油管道，计量后的油气与不需计量的油气混合后通过已建集油干支线输至夏子街转油站。

本项目采油井进站情况见表 3.2-4。采油井进站情况见图 3.2-4。

表 3.2-4 新建采油井进站情况一览表

序号	计量橇号	井式	油空头数 (个)	接入井数 (个)	接入井号	剩余油空头数 (个)
1	拟建 9 号站 (本次扩建 12 井式多通 阀橇)	12+8	11	7	XHW9808、XHW9815、 XHW9806、XHW9807、 XHW9813、XHW9814、 XHW9705	4
2	已建 10 号站 (本次扩建 12 井式多通 阀橇)	12+12	14	11	XHW9707、XHW9820、 XHW9703、XHW9804、 XHW9811、XHW9805、 XHW9812、XHW9704、 XHW9711、XHW9709、 XHW9710	3
3	12 号站 (本次新建)	12	11	11	XHW9809、XHW9816、 XHW9810、XHW9817、 XHW9818、XHW9819、 XHW9803、XHW9708、 XHW9706、XHW9802、 XHW9702	0
合计			36	29	/	/

图 3.2-4 本项目新建采油井进站图

④混输泵站扩建

随着夏9井区大规模开发，产气、液量不断增大，已建夏9井区混输泵无法满足生产需求，需要进行扩建。

※主要设计参数及设备选型

本次新建3台规格为 $Q=150\text{m}^3/\text{h}$ ， $\Delta P=0.8\text{MPa}$ ， $N=75\text{kW}$ 的单螺杆混输泵。

2024年~2030年将混输泵入口压力控制在 0.4MPa 使用，运行方式为2用1备；2031年~2036年可将混输泵入口压力提升至 0.5MPa 使用，运行方式为1用2备。

补液分离器设置在混输泵出口，用于收集泵出口采出液并回流至混输泵前，以保证混输泵持液率。本次选用规格为 $D800\times 2400$ 立式分离器1座。分离器运行压力 1.2MPa ，设计压力 1.6MPa 。

※平面布置

本项目拆除混输泵站已建2台混输泵及1座泵棚后，在原位新建3台混输泵、1座补液分离器、1座泵棚，1座橇装仪控室、1座落地变压器及1座预装式开关站，混输泵站占地尺寸为 $43\text{m}\times 22\text{m}$ ，占地面积 946m^2 。

图 3.2-5 本项目扩建混输泵平面布置图

(4) 油气处理工程

①夏子街转油站改造

※建设内容

本次将夏子街转油站升级为处理站，新建 1 套原油处理系统，设计规模 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“预脱水+热电化学脱水”密闭脱水工艺，净化油和风南 4 井区净化油依托已建夏乌转输管道输送至乌尔禾稀油处理站交油；新建 1 套压裂返排液处理系统，设计规模 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力除油+电化学处理+过滤”工艺，压裂返排液处理合格后减排回注。

※平面布置

按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 中站场级别的划分规定，夏子街转油站为四级油气站场。

本次扩建部分原油装置区位于站区西侧，位于站场全年最小风频上风侧。装置区从西至东依次为热化学脱水器、电脱水器、三相分离器及电相变加热炉。已建综合值班室、门卫、变配电室等设施，布置于站区南侧，位于散发有害气体或易燃、易爆气体的生产设施全年最小频率风向的下风侧，且靠近站场主要出入口。已建储罐区位于站区北部，位于办公辅助区全年最小风频上风侧。出入口设在站区南侧，站内新建道路路面宽 6m，转弯内侧半径 12m。

夏子街原油处理站现有设施及新建设施平面布置见图 3.2-6、新建压裂返排液处理系统平面布置见图 3.2-7、新建原油处理系统平面布置见图 3.2-8。

图 3.2-6 夏子街转油站现有及新建项目平面布置图

图 3.2-8 夏子街转油站新建压裂返排液处理系统平面布置图

图 3.2-7 夏子街转油站新建原油处理系统平面布置图

②注水工程

※注水水源

夏子街转油站新建压裂返排液处理系统处理后的净化水。

※线路及管道设计

管线走向：本项目夏子街转油站 4 口注水井输水管道，主干线全长约 10km，

主干线起点为夏子街转油站，终点为夏27井区注水井附近。

管材参数：输水量 2500m³/d，输送介质为净化水，设计压力 1.6MPa，主干线拟采用 DN200、单井管线拟采用 DN100，介质温度为 15~50℃；管道材质为玻璃钢管，埋地敷设，管线埋深 1.8m，管道施工作业带宽度取 12m。

线路穿越：本项目注水管线共穿越油区道路 23 处，长度共 230m。穿越道路采用钢筋混凝土套管进行保护，穿越道路套管型号为 DRCPIII 600×2000，穿越沥青道路采用顶管穿越，套管 D630×10。

※工艺流程

夏子街转油站分离的压裂返排液经处理后用于夏子街注水，采用“低压输水+单井增注”注水工艺，注水至夏27井区 X1602、X1610、XJ314、夏27等4口注水井。注水井井口注入压力在 9.9MPa 左右。

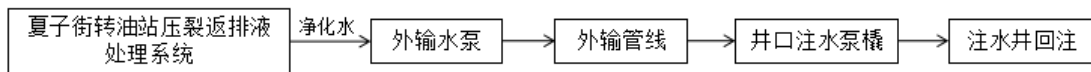


图 3.2-7 注水工艺流程图

※注水泵橇

夏子街转油站新建压裂返排液处理装置处理后的净化水经输水管线来水进入注水泵橇，经注水泵橇增压后输送至回注井井口，泵进口管线设置流量计对单井注水量进行在线计量，注水泵出口设回流管道接入泵进口管道，并在回流管道上设置安全阀。

注水泵选用三柱塞泵，泵进口设流量、压力检测，进口低压停泵，出口压力和流量检测，出口高压停泵。注水泵橇内设 1 台三柱塞泵及配套的过滤器、流量计、控制阀、回流阀、止回阀、安全阀等。

注水泵橇工艺流程见图 3.2-8。

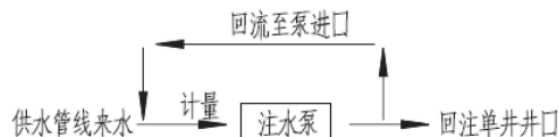


图 3.2-8 注水泵橇工艺流程图

3.2.2.2 环保工程

运营期油气集输及油气处理装置运行过程中会产生无组织挥发性有机物，应定期对井场、集输管线和油气处理装置的设备、阀门及密封点的巡检，对设施设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测；严格控制含油污泥在污泥储存场的存放时间。井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水由新建压裂返排液处理系统进行处理，不外排。平时加强对井场、站场各类机泵的检查检修，采用低噪声设备和基础减振措施。含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料等危险废物分类收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

3.2.2.3 公用工程

(1) 供配电

本工程新建采油井及其他用电设备电力负荷用电电压等级 0.4/0.22kV，供电电压等级 10/0.4/0.22，主要负荷等级为二级负荷。项目运行后年耗电量约 $9263.21 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ 。

①集油区

本工程新增负荷供电电源依托油区已建 10kV 电力线，根据油井及计量站分布情况，新建线路 T 接自新建长度约 14km，导线采用 JL/G1A-95/20 型。

2 座多通阀撬（5kW）在拟建 9#、已建 10# 计量站旁，故电源引自就近配电箱。

采油井采用单变压器（10/0.4kV）带单口采油井（计量站）或带多井的配电方式

②夏子街转油站改造

本次在夏子街变电站新增 2 面 10kV 开关柜，新建 2 回 10kV 架空线路，作为转油站扩建部分的供电电源。导线线径采用 $2 \times \text{JL/G1A-150/35}$ ，最大供电能力 9MW，可满足本次新增负荷的供电，本次新建线路长度为 1.5km。

线路架设至转油站扩建区域外采用电缆接入站内，电缆引下处装设断路器、隔离开关、避雷器组，电缆穿 C-PVC 管埋地敷设。

本次在夏子街转油站内新建1座10/0.4kV变配电室及1座0.4kV变配电室。

(2) 供排水

井区周围无已建供水管网，用水由罐车从附近乡镇拉运至用水场地。

排水主要是生产废水，包括井下作业废液、原油和压裂返排液处理设施排污水，均由新建压裂返排液处理系统进行处理，不外排。

(3) 仪表自动化

根据本工程物联网现状、开发部署及工艺方案，本工程新建井场数据采用Lora+覆盖，井场的仪表数据经Lora+网关汇聚后，通过无线微波RT远端站上传至无线微波AP基站。

新建计量站及混输泵站数据通过无线微波RT远端站上传至3号计量站附近拟建20m通讯塔无线微波AP基站，最终通过已建光缆上传至风城油田作业区SCADA系统。

本工程Lora+及无线微波均在覆盖范围内，Lora+网关及无线微波AP基站均价依托已建及拟建无线设施。

(4) 防腐保温

①单井管道采用柔性复合管道保温。柔性复合管保温层补口采用30mm厚憎水型复合硅酸盐毡。保温层外缠弹性聚氨酯漆及玻璃布做防护层，防护层结构为：一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。

②集油支线采用玻璃钢管，保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为30mm，保温管轴向偏心量管道为 $\pm 4\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 4.9\text{mm}$ （DN200）。采用“管中管”施工工艺。

③非金属管道钢接头及端面管道：弹性聚氨酯防腐漆，一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。

④混输泵站内地面保温钢质管道：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

⑤设备外壁及保温设备外壁防腐层：采用无溶剂环氧防腐涂料，环氧富锌

底漆，环氧云铁中间漆，交联氟碳面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。

(5) 道路

①集油区道路

本项目新建巡检道路 1.5km，就近接入周边已建路网。进站道路按油田四级道路标准建设，采用砂石路面，宽度 4m。

道路结构为：30cm 砂砾面层+路基压实。道路两侧配置必要的交通指示及安全警示标牌。

②夏子街转油站道路

本次站场扩建部分新增站内道路总长度 277.47m，其中路面宽 4m、长 57m；路面宽 220.47m。站外道路长 63.94m，其中路面宽 6m。

道路路面结构：22cm 厚 C30 水泥混凝土面层+18cm 级配砾石基层+25cm 天然级配砂砾底基层。

(6) 供热

本项目优先利用站区污水余热资源作为低含水原油热源，当污水余热资源不能满足加热需求或者单台水源热泵维修或检修时，采用电锅炉作为备用补充热源。主要包含新建 4 台油水换热器、2 台 1.6MW 水源热泵机组撬、1 台 2MW 电相变加热炉。

低含水原油加热工艺流程：当站区污水余热不满足低含水原油加热负荷需求时电锅炉作为备用。站区污水（30℃）进入水源热泵，换热后的低温污水（5℃）输送至净化水罐，水源热泵输出的高温循环回水（50℃）进入水源热泵加热至高温循环水（70℃），高温循环水给低含水原油加热（10-50℃）。具体工艺流程见图 3.2-9。

图 3.2-9 站区低含水原油加热工艺流程框图

(7) 供暖

①建设内容

本项目计划对站区已建的供暖燃气热源进行空气源热泵电能替代，采用空气能+电锅炉组合方式作为供暖热源，电锅炉作为空气源热泵的辅助热源，利旧配套循环系统、补水系统等。

站区内供暖优先采用空气能加热装置作为供暖热源，在空气源热泵除霜和极端天气情况下或者空气能加热装置维检修时，采用电锅炉作为补充热源。

②供热管线

为利旧已建供暖系统，本项目新建组合式空气加热装置和电锅炉装置的供回水管线至站区已建供暖管线，长度为 600m；供暖管线采用聚氨酯泡沫保温一体管，管线采用直埋敷设方式，管线埋深-1.20m，管道补偿采用自然补偿。

主要工程量见表 3.2-5。

表 3.2-5 工程组成一览表

编号	名称及规格	参数	单位	数量
1	空气能加热装置	热水：75/55℃制热量：450kW，额定电功率：200kW，包含电控系统、配套管线、橇座系统	套	1
2	电锅炉	热水：75/55℃制热量：700kW，额定电功率：700kW，包含配套管线、橇座系统	套	1
3	保温一体管	D159×4.5，20#无缝钢管	m	600
4	闸阀	DN150	个	2

3.2.2.4 依托工程

井口采出物经夏子街转油站三相分离器分离后，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行处理增压后外输；危险废物依托克拉玛依顺通环保科技有限公司进行处置。

3.2.3 项目组成

工程组成汇总见表 3.2-6。

表 3.2-6 工程组成一览表

工程类别	名称	工程量	具体内容	
主体工程	钻前工程	井场平整、钻机基础建设、探临道路和生活营地建设，及设备进场。		
	钻井工程		新钻采油井 29 口，井身结构均为三开水平井，设计钻井总进尺 8.71×10^4 m。	
	储层改造工程	采油井	29 口 完钻后，对 29 口采油井进行储层改造，储层改造包括射孔和压裂	
	集输工程	采油井场	29 座	新建采油井场 29 座，每座井场内分别配备 1 台 8 型节能抽油机（配套电机功率 18.5kW）；井口设置保温盒保温，保温盒内设 0.15kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。
		单井采油管线	17.5km	采用 DN50 2.5MPa 柔性复合管（II 型），管道埋地保温敷设，管底埋深-1.7m。
		集油支线	0.35km	采用 DN100 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），管道埋地保温敷设，管底埋深-1.9m。
		注水管线	10km	新建 4 条注水管线，主干线全长约 10km，起点为夏子街转油站，终点为夏 27 井区 4 口注水井附近。
		计量橇	1 座	新建计量橇（12#计量橇），该橇采用标准化设计，单座计量橇内含 12 井式一体化自动选井计量装置 1 座。
		多通阀橇	2 座	在拟建 9#、已建 10#计量橇旁分别新建 12 井式多通阀橇 1 座，采用标准化设计。
		混输泵站	扩建夏 9 井区混输泵站，新建 3 台规格为 $Q=150\text{m}^3/\text{h}$ ， $\Delta P=0.8\text{MPa}$ ， $N=75\text{kW}$ 的单螺杆混输泵。	
油气处理工程	夏子街转油站	新建 1 套非常规原油处理系统，设计规模 $60 \times 10^4\text{t/a}$ ，采用“预脱水+热电化学脱水”密闭脱水工艺；新建 1 套压裂返排液处理系统，设计规模 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力除油+电化学处理+过滤”工艺。		
公用工程	给排水	施工期用水主要为管道试压用水；运营期用水主要为井下作业用水；周围无已建供水管网，用水水源采用罐车从周边乡镇拉运至项目区。 试压废水回用于场区洒水；井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水由新建压裂返排液处理系统进行处理后回注地层，不外排。		
	供配电	新建采油井及其他用电设备电力负荷用电电压等级 0.4/0.22kV，主要负荷等级为二级负荷。		
	仪表自动化	本工程新建井场数据采用 Lora+覆盖，井场的仪表数据经 Lora+网关汇聚后，通过无线微波 RT 远端站上传至无线微波 AP 基站。新建计量站及混输泵站数据通过无线微波 RT 远端站上传至 3 号计量站附近拟建 20m 通讯塔无线微波 AP 基站，最终通过已建光缆上传至风城油田作业区 SCADA 系		

工程类别	名称	工程量	具体内容	
			统。	
		防腐保温	单井管道采用柔性复合管道保温，保温层补口采用 30mm 厚憎水型复合硅酸盐毡。集油支线采用玻璃钢管，保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm；防护层采用聚乙烯专用料，厚度≥4.9mm（DN200）。混输泵站内地面保温钢质管道：无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300 μm。	
		供热	采用站区污水余热梯级利用+水源热泵+电锅炉给原油加热的供热方式，主要建设内容为：新建 4 台油水换热器、2 台 1.6MW 水源热泵机组撬、1 台 2MW 电相变加热炉。	
		供暖	采用空气能+电锅炉组合方式作为供暖热源，电锅炉作为空气源热泵的辅助热源。	
	道路	巡检道路	1.5km	新建 12#计量站及 9#、10#多通阀撬拟建巡检道路，采用砂石路面，宽度 4m。
		站内道路	341.41m	新增站内道路总长度 277.47m，其中路面宽 4.0m；站外道路长 63.94m。
环保工程		废气	定期对井场、集输管线及站场的设备、阀门及密封点进行巡检；并进行 VOCs 泄漏检测。	
		废水	井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水由新建压裂返排液处理系统进行处理，不外排	
		噪声	井场、站场各机泵采取基础减振措施。	
	固体废物	含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料	委托具有相应危险废物处置资质的单位处置。	
依托工程		伴生气	依托夏子街天然气增压站进行处理增压后外输。	
		危险废物	依托克拉玛依顺通环保科技有限责任公司进行处置。	

3.2.4 主要指标

本项目主要技术经济指标见表 3.2-7。

表 3.2-7 技术经济指标一览表

序号	指标名称	本项目具体情况
1	设计动用资源储量	
2	设计井数	29 口
3	不同规模站场数	改造转油站 1 座，扩建混输泵站 1 座，扩建多通阀橇 2 座，新建计量撬 1 座、新建采油井场 29 座。
4	管道长度	27.85km
5	能源消耗情况	年消耗电力 $4489.6 \times 10^4 \text{kWh}$
6	工程临时占地及永久占地面积	永久占地 31550m^2 ，临时占地 371814m^2
7	工作制度	年生产天数 330 天（7920h）
8	在册职工人数	依托现有劳动定员，不新增人员
9	总投资及环境保护投资	总投资 16068.05 万元，其中环保投资约 1535 万元

3.2.5 生产工艺及环境影响因素分析

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

(1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

① 施工期总体工艺

施工期主要包括采油井钻井、各类管线（单井采油管线、集油支线）、各站场及公用工程建设，总体施工工艺及产污节点见图 3.2-10。

图 3.2-10 施工期工艺流程及产污节点示意图

② 钻井工艺

钻前准备工作完成后即可开展钻井工作。钻井是破岩和加深井眼的过程，首先埋设导管后下钻达下表层套管深度后，再下入表层套管并固井试压；然后继续钻进，待安全钻达目标深度后下油层套管；最后根据钻井设计要求，及时进行测井、录井、固井等其他作业。

钻井期工艺流程及产污环节见图 3.2-11。

图 3.2-11 钻井期工艺流程和产污环节示意图

③环境影响因素分析

项目施工期废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气，钻井井场电机及各类施工机械燃料燃烧烟气和柴油储罐无组织逸散的废气；废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和钻井井场生活营地生活污水；固体废物主要为建筑垃圾、水基钻井岩屑、生活营地生活垃圾、钻井结束后清理场地产生的沾油废防渗材料；噪声源主要为施工机械及车辆噪声、钻井设备及机械噪声。

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

本项目运营期总体工艺流程如图 3.2-12 所示。

图 3.2-12 本项目运营期总体工艺流程图

①集输工程

本项目集输工艺采用三级布站不加热密闭集输工艺，即：井口→计量橇→混输泵站→夏子街转油站→乌尔禾稀油处理站。

本次新钻采油井经单井集输管线进入计量橇计量后通过夏9混输泵站增压，再密闭输送至夏子街转油站进行气液分输，采出液经站内新建原油处理系统和压裂返排液处理系统进行处理，伴生气经夏子街伴生气增压站增压后外输，经新建原油处理系统处理后的净化油管输至乌尔禾稀油处理站交油。本项目采油井场选用常温输送工艺。

本项目运营期集输工艺流程见图 3.2-13。

图 3.2-13 集输工艺流程及产污节点示意图

本项目运营期油气集输过程中产生的废气主要为无组织挥发性有机物，主要产生于井场、计量及油气集输过程中；废水主要为井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）；噪声主要为各类机泵运行产生的噪声。

②夏子街转油站新建原油处理系统

原油密闭处理工艺主流程采用“预脱水+热化学脱水”密闭脱水工艺。

流程简介：集油区来液（ $Q_{液}=1500t/d$ ， $Q_{气}=15\times 10^4Nm^3/d$ ， $T=10\sim 20^{\circ}C$ ， $P=0.30MPa$ ，含水率 $\leq 60\%$ ），进入新建三相分离器进行油、气、水分离，分离出的低含水原油经提升泵增压后进入加热装置加热，加热至 $55\sim 60^{\circ}C$ 进入聚结装置后在热化学脱水器内进行油水分离，分离后低含水原油进入电脱水器，分离出净化油在缓冲罐缓冲后输送至乌尔禾稀油处理站交油。

三相分离器分离出的采出水（ $Q_{水}=1635t/d$ ， $T=10\sim 20^{\circ}C$ ， $P=0.30MPa$ ）进入新建返排液处理装置进一步处理，处理合格后用于油田注水。热化学脱水器及电脱水器分离出的采出水回掺至三相分离器进液口利用余热及药剂。

三相分离器分离出的伴生气及净化油缓冲罐的定压放气去已建夏子街增压站。

夏子街转油站原油处理系统工艺流程见图 3.2-15。

图 3.2-15 夏子街转油站原油处理系统工艺流程及产污节点示意图

本项目新建原油处理系统产生的废气主要为无组织挥发性有机物，噪声主要为各类设备及机泵噪声，废水主要为原油装置区内三相分离器橇、热化学脱水器等产生的含油废水，固体废物主要为废机油和含油污泥。

③夏子街转油站新建压裂返排液处理系统工艺

原油系统来压裂返排液（油 \leq 500mg/L、悬浮物 \leq 300mg/L）进入新建重力除油罐，通过重力除油、调储缓冲后，出水（油 \leq 150mg/L、悬浮物 \leq 200mg/L）自流进3座电化学氧化装置，经电化学高效破乳分离后，实现油水分离，出水（油 \leq 30mg/L、悬浮物 \leq 100mg/L）自流进新建电气浮装置，通过电气浮去除悬浮颗粒后，出水（含油 \leq 20mg/L，悬浮物 \leq 30mg/L）经提升泵提升进多介质过滤器过滤后，出水（含油 \leq 15mg/L，悬浮物 \leq 20mg/L）进新建净化水罐，罐内净化水井泵提升后去夏子街油区注水井口回注。

夏子街转油站压裂返排液处理系统工艺流程见图 3.2-16。

图 3.2-16 夏子街转油站压裂返排液处理系统工艺流程及产污节点示意图

本项目新建压裂返排液处理系统产生的废气主要为无组织挥发性有机物；噪声主要为各类设备及机泵噪声；废水主要为污泥浓缩罐上部污水、污泥脱水

撬排水和过滤器反洗废水；固体废物主要为重力除油罐、电化学处理装置、电气浮装置和污泥脱水撬产生的含油污泥、废机油、沾油废防渗材料和废过滤吸附材料。

(3) 退役期环境影响因素分析

退役期环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场。

3.3 污染源源强核算

3.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为施工扬尘、车辆尾气、施工机械及钻井井场电机、各类施工机械燃料燃烧烟气和柴油储罐无组织逸散的废气等。

① 施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及管线的装卸、运输、堆放，施工车辆运输和建（构）筑物施工，污染物主要为 TSP。

② 施工车辆尾气

车辆在行驶过程中会排放间断性、不连续的车辆尾气。但汽车油料均为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准。

③ 柴油燃烧废气

本项目钻井期间 29 口井柴油消耗总量约 1740t，根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》中各污染物排放系数，施工期各类燃油机械污染物排放情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 非道路移动机械污染物排放情况一览表

类别	污染物	平均排放系数 (g/kg 燃料)	本项目排放量 (t)
工程机械	PM ₁₀	2.09	3.64
	PM _{2.5}	2.09	3.64
	HC	3.39	5.90
	NO _x	32.79	57.05
	CO	10.72	18.65
合计			88.88

④柴油储罐无组织挥发废气

各井场均设 1 座柴油罐（容积约 30m³），为固定顶罐，外购柴油由罐车拉运至各井场后暂存于储罐内，最大贮存量约 20t。

柴油储罐储存产生的无组织废气目前无相应的污染源源强核算计算指南，本次参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（以下简称《指南》）计算。

《指南》适用范围中明确“本指南中使用的 VOCs 排放量估算方法适用于污染源普查，在总量控制和环境影响评价中可参照执行。”《指南》指出挥发性有机液体固定顶罐总损耗是静止呼吸损耗和工作损耗，属于公式法源强核算，

《指南》指出挥发性有机液体固定顶罐的静止呼吸损耗和工作损耗可根据计算表格（附件 2）进行计算核算，涉及各公式如下：

$$L_T = L_S + L_W$$

$$L_S = 365V_V W_V K_E K_S$$

$$L_W = \frac{5.614}{RT_{LA}} M_V P_{VA} Q K_N K_P K_B$$

式中：L_T为总损耗，lb/a；

L_W为工作损失，lb/a；

V_V为气相空间容积，ft³；

W_V为储藏气相密度，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；

M_V 气相分子量, lb/lb-mol;

P_{VA} 真实蒸汽压, psia, 见公式 0-30 和 0-31;

Q 年周转量, bbl/a;

K_P 工作损耗产品因子, 无量纲量;

对于其它有机液体 $K_P=1$;

K_N 工作排放周转 (饱和) 因子, 无量纲量;

$$\text{周转数} = \frac{Q}{V}$$

(V 取储罐最大储存容积, bbl, 如果最大储存容积未知, 取公称容积的 0.85 倍)

当周转数 > 36 , $KN = (180 + N) / 6N$;

当周转数 ≤ 36 , $KN = 1$;

K_B 呼吸阀工作校正因子。

《指南》中附件 2 有机液体存储调和 VOCs 排放量参考计算表使用说明指出“相关计算方法的公式参数已在程序中固化, 企业需根据自身情况输入相关参数, 包括油品和有机化学品理化参数、储罐构造参数、周转量和储罐所在地气象参数。程序会根据所填内容自动计算出有机液体存储调和过程的排放量。”根据该说明可知, 上述计算公式已固化在附件 2 计算程序中, 计算程序需输入的相关参数及核算结果见表 3.3-2。

表 3.3-2 柴油固定顶罐大、小呼吸计算程序需输入的相关参数及核算结果一览表

基本信息	类别	数值
基本信息	储罐类型	柴油储罐
	密度 (t/m^3)	0.84
气象参数	大气压 (kPa)	96.68
	日平均最高环境温度 ($^{\circ}C$)	20.3
	日平均最低环境温度 ($^{\circ}C$)	-14.7
	水平面太阳能总辐射 (Btu/ft ² . day)	1200
储罐构造参数	容积 (m^3)	30
	直径 (m)	3.5
	罐壁/顶颜色	灰色
	呼吸阀压力设定 (pa)	1500
	呼吸阀真空设定 (pa)	-300
	罐体高度 (m)	3

	年平均储存高度 (m)	2.8
	罐穹顶半径 (m)	0.9
	罐半径 (m)	1.75
	L_s 静置损失 (t/a)	0.02
	年周转量 (t)	1740
	L_w 工作损失 (t/a)	0.29
	L_T 排放量 (t/a)	0.31

将上表中参数代入《指南》附件 2—有机液体储存调和 VOCs 排放量参考计算表，得出本项目柴油储存过程产生的非甲烷总烃排放总量约为 0.31t/a。

(2) 废水

施工期产生的废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、钻井井场生活营地生活污水。

①管道试压废水

本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

②混凝土养护废水

施工期间使用的混凝土养护水为清水，主要污染物为悬浮物，项目区气候干燥，混凝土养护废水产生后自然蒸发。

③生活污水

钻井期井场设生活营地，单井钻井周期为 30 天，钻井人数为 35 人，按每人每天用水量 20L 计算，则本项目钻井期生活用水量约为 609m³，污水产生量按用水量的 80%计，则生活污水总产生量约为 487m³。

施工工人产生的生活污水水质与居民生活污水相似，主要污染物浓度分别为化学需氧量 (COD) 350mg/L、氨氮 (NH₃-N) 30mg/L、悬浮物 (SS) 200mg/L，则井场废水污染物产生量约为 COD: 0.17t、NH₃-N: 0.01t、SS: 0.1t。

(3) 噪声

施工期产生的噪声源主要为施工机械及车辆噪声、钻井设备及机械噪声，噪声级在 60dB (A) ~105dB (A) 之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.3-3。

表 3.3-3 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级 [dB (A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
施工机械	井场、站场 施工区域	85~105	间歇	机械	采用低噪声设备，定期检查维修，采取基础减振措施
施工车辆		60~90	间歇	机械	加强保养维修

(4) 固体废物

施工期产生的固体废物主要为水基钻井岩屑、生活营地生活垃圾、钻井结束后清理场地产生的沾油废防渗材料和少量建筑垃圾等。

①水基钻井岩屑

本项目钻井均采用水基钻井液。钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地设备处理后岩屑与钻井液分离，液体循环使用，固体（钻井岩屑）拉运处理。岩屑产生量、排放量与井身结构有关，可按下式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

P——膨胀系数，使用水基钻井液体系时取 P=2.2。

本次选取单井最大井深 3480m，根据井身结构计算钻井期岩屑产生量见表 3.3-4。

表 3.3-4 钻井期钻井岩屑产生情况表

井段	钻井液体系	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	单井岩屑产生量 (m ³)	29 口井岩屑量合计
一开	水基钻井液	444.5	0~500	170.70	4950.30
二开		311.2	500~2000	251.01	7279.29
三开		215.9	2000~3480	119.20	3456.80
合计				540.91	15686.39

钻井期间 29 口井产生的水基钻井岩屑总量约为 15686.39m³。

②生活垃圾

施工期生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，则施工期间生活垃圾产生总量约 15.23t 。

③沾油废防渗材料

施工结束对场地进行清理时，会产生在防渗区域铺设的废防渗材料，拆除的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油的废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021年版）中的HW08废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），产生量较少、约 0.05t 。

④建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

（5）生态

①占地面积

本项目占地类型为天然牧草地，总占地面积为 403364m^2 ，其中永久占地 31550m^2 ，临时占地 371814m^2 ，详见表.3-5。

表 3.3-5 本项目占地情况一览表

工程占地 工程内容	临时占地 (m^2)	永久占地 (m^2)	总占地 (m^2)
采油井场	232000	20300	252300
计量撬、多通阀橇	0	280	280
混输泵站	0	950	950
夏子街转油站	0	0	0（无新增占地）
集输管线	117200	0	117200
道路	18414	7500	25914
输电线路	4200	2520	6720
合计	371814	31550	403364

②土石方平衡

本项目新建集输管线约 17.85km ，施工作业带宽 10m ，管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，其中井区单井管线及集油支线挖方全部回填，多余土方敷设于管线上方作为管廊，无弃方产生。

本次新建路面宽 4m 道路长度约 1777.47m ，路面宽 6m 道路长度约 63.94m ；设计均为砂石路面，故道路挖方量 7500m^3 ，填方量 10700m^3 ，需借方 3200m^3 ，借

方为砂石料，自和布克赛尔蒙古自治县县城周边料场拉运，运距约 80km。

本项目土石方平衡见表. 3-6。

表 3.3-6 本项目土石方平衡表 单位：m³

工程类别	挖方量	填方量	土石方平衡	备注
集输管线	178500	178500	0	多余土方敷设在管线上方作为管廊，无弃方产生
道路	7500	10700	+3200	借方为砂石料，用作路面敷设

3.3.2 运营期污染源源强核算

本项目运营期污染源主要来源于油气集输过程和油气处理过程。

(1) 废气

①油气集输和原油处理装置区产生的无组织挥发性有机物。

油气集输过程产生的无组织挥发性有机物（主要为非甲烷总烃），主要来源于井场、计量装置及集输管线设备接口、阀门处；油气处理过程产生的无组织挥发性有机物，主要来源于原油处理装置区。

该废气目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：D_{设备}：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

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

WF_{VOCs,i}—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，%；

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

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 7920h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-7。

表 3.3-7 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
采油井	阀门	0.064	5	0.0076
	法兰	0.085	10	0.0202
	连接件	0.028	60	0.0399
	单井小计	/	/	0.0677
	29口采油井合计			1.9633
计量站	阀门	0.064	10	0.0152
	法兰	0.085	20	0.0404
	连接件	0.028	120	0.0798
	小计			0.1354
多通阀组	阀门	0.064	4	0.0061
	法兰	0.085	8	0.0162
	连接件	0.028	48	0.0319
	小计			0.0542
原油处理装置区	阀门	0.064	54	0.0821
	法兰	0.085	108	0.2181
	连接件	0.028	270	0.1796
	小计			0.4799
总计				2.6328

②压裂返排液处理装置区无组织挥发性有机物

本项目压裂返排液在处理过程中，废水收集、处理过程均在密闭管道或容器内进行，且排污池密闭。而处理过程中产生的含油污水由污泥脱水撬处理后，产生的含油污泥暂存于污泥储存场，该储存场不属于密闭暂存区，在暂存过程中会产生无组织挥发性有机物，主要以非甲烷总烃计。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“07 石油和天然气开采业行业系数手册”：密闭处理的油气田废水产生的挥发性有机物排放可忽略不计，产污系数为 0；部分敞口的污水池或污泥池，如水层顶部有明显浮油时，挥发性有机物排放量会比较大，产污系数为 0.6kg/m³。

故本项目密闭处理的压裂返排液产生的挥发性有机物排放量可忽略不计；污泥脱水撬产生含油污泥为 1584m³/a（见固废污染源源强核算章节），暂存于未密闭的污泥储存场，则污泥在储存场暂存过程中产生的无组织非甲烷总烃量

约为0.9504t/a。

本项目运营期大气污染物无组织排放量见表 3.3-8，年排放量表见表.3-9。

表 3.3-8 大气污染物无组织排放量核算表

排放口 编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
M1	单井 井场（以 XTHW9711 井为例）	NMHC	选用质量可靠的设备、仪 表、阀门等；定期对井场、 计量设施的设、阀门等检 查；	GB39728- 2020 中企 业边界污染 物控制要求	4	0.0677
M2	计量橇					0.1354
M3	多通阀组					0.0542
M4	原油处理 装置区		定期对集输管线进行巡检； 加强对密闭管线及密封点的 巡检；定期对设备及管线组 件的密封点进行 VOCs 泄漏检 测			0.4799
M5	污泥储存 场		加强储存场周边绿化，减少 暂存时间			0.9504
无组织排放总计			VOCs (NMHC)	1.6876t/a		

表 3.3-9 大气污染物年排放量核算表

污染物		年排放量 (t/a)
NMHC	无组织	1.6876

(2) 废水

①井下作业废液

井下作业进行酸化、压裂等工序时，会产生一定的压裂返排液、酸化返排液，修井时会产生废洗井液。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”中的产排污系数进行核算。井下作业平均1年1次，具体产污系数及产生量见表 3.3-10。

表 3.3-10 井下作业废液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生总量
压裂返排液	119.94m ³ /井	3478.26m ³

酸化返排液	26.56m ³ /井	770.24m ³
废洗井液	25.29t/井	733.41t

②原油装置区排污水

主要为三相分离器橇、热化学脱水器等设备产生的排污水，根据设计方案，该部分污水排放排放量约为500t/a。

③压裂返排液装置区排污水

新建压裂返排液处理系统产生的污水主要为污泥浓缩罐上部污水、污泥脱水橇排水和过滤器反洗废水。根据设计方案，该部分污水排放系数及排放量见表3.3-11。

表 3.3-11 压裂返排液处理区废水排放量核算表

产废工段	数量 (座)	单次排污量 (m ³ /次)	排污频次 (次/d)	排污量 (m ³ /d)	去向
污泥浓缩罐	4	27.94	1	111.76	先排入污水回收罐，再由污水回收泵提升至压裂返排液处理系统前端进行处理。
过滤器反洗	3	20	1	60	
污泥脱水橇	1	43	1	43	先排至站内新建排污池，再通过污水回收泵提升至压裂返排液处理系统前端进行处理。
合计				214.76	/

由上表可知，压裂返排液处理系统废水排放总量约为214.76m³/d (70870.8m³/a)，均由污水回收泵重新回至系统前端进行处理，无废水外排。

(3) 噪声

运营期噪声源主要为井场井下作业设备、站场各类机泵及巡检车辆等。噪声排放情况见表3.3-12。

表 3.3-12 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB(A)]	排放规律	降噪措施
采油井场	井下作业设备	80~95	间歇	加润滑油、减振垫，加强保养维修
	巡检车辆	60~90	间歇	
站场	各类机泵	90~100	连续	

(4) 固体废物

①含油污泥

※新建压裂返排液处理系统产生的含油污泥

新建压裂返排液处理系统主要在重力除油罐、电化学氧化装置和电气浮装置会产生含油污泥，新建排污池也会产生含油底泥。

根据设计方案，新建压裂返排液处理系统产生的含油污泥量见表 3.3-13。

表 3.2-13 新建压裂返排液处理系统含油污泥产生情况一览表

产废工段	数量 (座)	单次排污量 (m ³ /次)	排污频次 (次/d)	排污量 (m ³ /d)	去向
重力除油罐	2	50	1	100	排至污泥浓缩罐内进行处 理。
电化学处理装置	3	17	1	51	
电气浮装置	2	20	1	40	
合计				191	

压裂返排液处理装置产生的含油污泥量总计 191m³/d (含水 99.5%)，属于 HW08 类危险废物 (废物代码为 900-210-08)。根据设计方案，经污泥浓缩罐浓缩后，含油污泥产生量约为 48m³/d (含水 98%)，浓缩后的污泥进入污泥脱水橇内继续处理；污泥脱水橇按每天 6~8 小时运行，处理能力 5~10m³/h，经脱水后的污泥含水率可达到 80%，则最终含油污泥产生量约 4.8m³/d (1584m³/a)。

※排污池含油底泥

本项目新建 1 座埋地式排污池，主要暂存油气处理系统产生的排污水。根据设计方案，池内下部污油及污泥产生量约为 2128m³/a。

②废机油

井场及站场内各项装置运转时会产生废机油，属于 HW08 类危险废物 (废物代码：900-214-08)，类比同类站场，产生量约 2t/a。

③沾油废防渗材料

运营期采油井场或站场在日常巡检、检修过程中会有废防渗材料等沾油废防渗材料产生，属于 HW08 类危险废物 (废物代码：900-249-08)，产生量约 1t/a。

④废过滤吸附材料

压裂返排液处理系统过滤器会定期产生少量的废过滤吸附介质，属于 HW49 类危险废物 (废物代码：900-041-49)，类比同类站场，产生量约 0.05t/a。

本项目固废产生情况见下表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期固体废物产生情况一览表

产生位置	固体废物	固废类别	代码	主要成分	物料性状	危险特性	产生量	污染防治措施
夏子街转油站	含油污泥	危险废物	900-210-08	泥砂、石油类	液固混合	T	3712m ³ /a (9280t/a)	交由有相应危险废物处理资质的单位处理
采油井场/站场	废机油	危险废物	900-214-08	石油类	液态	T、I	2t/a	
	沾油废防渗材料	危险废物	900-249-08	石油类	固态	T	1t/a	
	废过滤吸附材料	危险废物	900-041-49	石油类	固态	T/In	0.05t/a	

(5) 生态

随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，仅有少量的工作人员在项目区内定期巡检，野生动物将逐步回归原有生境，运营期主要的影响范围仅限于井场、站场和管线沿线等人员活动较多的区域。

(6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源		污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	无组织排放	油气集输	油气集输过程各设备接口、阀门处产生的无组织挥发性废气	非甲烷总烃	0.2573t/a	0.2573t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期对井场、管线及机泵的设备、阀门进行巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测；大气环境 加强污泥储存场周边绿化、减少暂存时间；大气环境
		油气处理装置	原油处理过程中产生的无组织挥发性废气	非甲烷总烃	0.4799t/a	0.4799t/a	
		污泥储存场	脱水后的含油污泥暂存过程中产生的无组织挥发性废气	非甲烷总烃	0.9504t/a	0.9504t/a	
废水	井下作业	压裂返排液	石油类	3478.26m ³	0	井下作业废液暂存于储罐后，由罐车拉运至站内新建压裂返排液处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排	
		酸化返排液	石油类	770.24m ³	0		
		废洗井液	石油类	733.41t	0		
	原油装置区	三相分离器橇、热化学脱水器排污水	SS、石油类	500t/a	0	排至站内排污池，再由污水回收泵提升至压裂返排液处理系统前端进行处理，处理达标后回注地层，不外排	
压裂返排液装置区	污泥浓缩罐、污泥脱水橇排污水和过滤器反洗废水	SS、石油类	70870.8m ³ /a	0	均由污水回收泵重新回至系统前端进行处理，不外排		
噪声	各类机泵及车辆	噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震	
固体废物	压裂返排液装置、排污池	含油污泥	含油污泥	3712m ³ /a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置	
	采油井场、站场	废机油	废机油	2t/a	0		
		沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	1t/a	0		
		废过滤吸附材料	废过滤吸附材料	0.05t/a	0		

3.3.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量扬尘，地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

3.3.4 非正常及事故状态环境影响分析

(1) 非正常工况

新建夏子街转油站原油处理系统“停电”及“出站原油含水不达标”情况下考虑进事故系统。站场停电条件下，开启三相分离器出液口去事故罐的电动阀，将低含水原油输送至事故罐；电脱出口指标不能满足外输交油条件下，开启电脱水器出口去事故罐电动阀，将进口含水高于0.5%的原油输送至事故罐，待事故解除后，通过回掺泵掺回系统。

(2) 事故状态

可能出现的事故主要有井喷、井漏、集输管线和柴油储罐泄漏事故。

①井喷事故

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

②井漏事故

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

③集输管线和储罐泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，集输管线和柴油储罐发生破裂导致原油、伴生气和柴油泄漏，泄漏的油品可能污染土壤和地下水。

3.3.5 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因

子为 NO_x 、 VOC_s ，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。

运营期废水均由夏子街转油站压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；运营期产生的非甲烷总烃为无组织排放，故本次不进行总量控制指标申请。

3.3.6 清洁生产分析

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

(1) 指标分析

① 指标

根据《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）进行清洁生产水平评价。钻井、井下作业、采油和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.3-16、表 3.3-17 和表 3.3-18。

② 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 3.3-19。

表 3.3-19 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	$75 \leq P < 90$

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

——井下作业：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价 91 分。

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

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

表 3.3-16 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下； 2000m~3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	<35	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	<150	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分		
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5		
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		井控措施	具备	5	5		
		有无防噪措施	有	5	5		
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10		
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20		
		制定节能减排工作计划		5	5		
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		
		满足其他法律法规要求		5	5		

表 3.3-17 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	25.29	0
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	5
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备			5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压			5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备			5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处			5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理			10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施			10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.3-18 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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	评分			
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采 出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	12.65	30			
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	不涉及	10			
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10			
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10			
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5			
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5			
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10			
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10			
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10			
定性指标										
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	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	5		
		采气	/		10	采油	套管气回收装置		10	10
			/		20		防止落地原油产生措施		20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10		
		集输流程			全密闭流程		10	10		
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10			
		开展清洁生产审核				20	20			
		制定节能减排工作计划				5	5			
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5			
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5			
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5			
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5			

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于新疆维吾尔自治区西北部，准噶尔盆地西北部。东邻阿勒泰地区，西与额敏县、托里县以白杨河为界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，北部与哈萨克斯坦共和国毗邻，县城和布克赛尔镇距乌鲁木齐市公路里程495km，总面积为 $3.06 \times 10^4 \text{km}^2$ 。区域地理位置见图4.1-1，夏9井区区域位置见图4.1-2。

图 4.1-1 区域地理位置图

图 4.1-2 夏9井区区域位置图

4.1.2 地形地貌

夏子街油田位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠东部，地表为荒漠戈壁，局部地形起伏较大，年平均气温约 3.0℃，平均地面海拔约 448m。

4.1.3 水文地质

(1) 水文

和布克赛尔蒙古自治的主要河流有和布克河、纳木郭勒河（白杨河）、木哈塔依河和达拉布特河、玛纳斯河等；湖泊有玛纳斯湖、艾里克湖。

①和布克河

和布克河：发源于萨吾尔山西段，流经和布克谷地时又汇集了谷地中的泉水和

溪流，至加林塔拉切过谢米斯台山进入和什托罗盖镇地后大量渗漏，直至夏子街以南桃安台布克一带消失，长约 134km，平均流量 $1.19\text{m}^3/\text{s}$ ，4-5 月为洪水期，流量 $13.72\text{--}50\text{m}^3/\text{s}$ ，年径流量为 $0.415\times 10^8\text{m}^3$ ，八月至翌年 3 月上旬为枯水期。

②纳木郭勒河（白杨河）

纳木郭勒河（白杨河）：白杨河是县境较大的一条河。发源于谢米斯台山西段，全长约 200km。出谢米斯台山进入白杨河谷地时形成较大的洪积扇。切过哈拉阿拉特山，经乌尔禾注入艾里克湖。有 14 条小支流汇入纳木郭勒河，河流集水面积 1532 平方公里，在县境流域面积 528 平方公里。平均流量 $3.56\text{m}^3/\text{s}$ ，年径流量 $0.7\text{--}2.187\times 10^8\text{m}^3$ 。4-6 月山上积雪融化，为洪水期，最大洪水流量 $38.84\text{m}^3/\text{s}$ 。7 月至翌年 3 月为枯水期。

③木哈塔依河和达拉布特河

木哈塔依河和达拉布特河：均发源于扎依尔山。3-4 月为洪水期，5 月至翌年 3 月为枯水期。年径流量前者为 $0.33\times 10^8\text{m}^3$ ，后者为 $0.12\times 10^8\text{m}^3$ 。主要靠基岩裂隙水补给，其次为降水。流出山口后几乎全部补给百口泉一带洪积扇的潜水和下部承压水。

④玛纳斯河

玛纳斯河：发源于北天山，流出山口后折向西径流注入玛纳斯湖。洪水出现在仲夏时期，年径流量约 $10\times 10^8\text{m}^3$ 。当流过洪积扇时，河水大量渗漏补给地下水。因蓄、引灌溉，下游早已断流。

项目区周边无地表水。

（2）水文地质

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料，本工程所在区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋深及补排关系等因素的影响和控制。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

本项目建设地点位于夏子街油田。根据水文地质勘探资料表明，该区域白垩系富含孔隙—裂隙水。通过对白垩系地层岩性、特征的分析研究，说明中生带地层是在潮湿气候的泻湖—湖泊环境条件下形成的。从新生代开始，区域地壳不断上升，

白垩系地层接受风化和剥蚀，湖泊相的水份便在白垩系碎屑岩层的裂隙孔隙中残留下来，形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩系地层中，构成地下水的含水层。

4.1.4 气候气象

夏子街油田受阿尔泰山和扎伊山遮挡的影响，主导风向为西北风和东南风。油田东南为古尔班通古特沙漠，属典型的大陆性气候，其特点是冬冷夏热，昼夜温差大，降水稀少，蒸发量大，气候干燥，夏季光照长，早春气候回升慢而不稳，秋末气温下降快，积雪晚且不稳。夏子街油田气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 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	℃	-14.7
	最热月平均	℃	20.3
	极端最高	℃	34.5
	极端最低	℃	-30.6
	年平均	℃	4.3
相对湿度	最冷月	%	63
	最热月	%	43
	最热月 14 时平均	%	31
平均风速	冬季	m/s	1.3
	夏季	m/s	2.6
	年平均	m/s	2.2
主导风及频率	冬季	%	NW
	夏季	%	W
	年平均	%	W
极大风速及风向	风速/标准风压	m/s/Pa	25.4
	风向	\	WSW
最大积雪厚度/雪荷		Mm/Pa	40
最大冻土深度平均值/极值		cm/cm	133
年蒸发量		mm	1187.4
大气压力	冬季	10 ² pa	8768
	夏季	10 ² pa	8662

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区、居民区、医院、学校等环境敏感目标，和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点治理区——1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区，环境保护目标主要为和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区。

该治理区面积为 5087.40km²，区域范围周长 670.64km，占县域面积的 17.67%。该治理区范围内有地下水源区，地下水源区以牧业为主，其他乡场牧业、种植业相结合，以种植经济作物为主，重点发展有机畜牧业，通过退耕还草、围栏封育、人工种草、补播改良、棚圈建设、优良牧草繁育等措施治理退化草原，恢复草原植被，保持草地生态平衡。在农区完善农田防护林网建设。推进和布克赛尔蒙古自治县周边林牧业建设，增加农牧民收入，防止城镇周边风沙侵害，和布克赛尔镇目前面临的主要环境问题是土地开发强度大、生活能源、资源消耗量较大，水、土地等资源承载压力较大；废气、废水和固废排放总量不断增加，污染负荷加重，规划期内禁止在建成区建设除采暖供热以外排放大气污染物的工业项目和噪声污染严重的项目；严格规范城市建设等活动；实施城市环境综合整治，发展方向以农牧业及其产品加工为主。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

评价范围内无环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据。本次评价选择距离项目区较近、气候、地形条件相似的克拉玛依市环境空气质量达标区判定结论及数据。

根据《2022 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》中结论，克拉玛依市属于环境空气质量达标区，2022 年各项基本污染物（数据来源：生态环境部环境工程评估中心“环境空气质量模型技术支持服务系统”）均满足环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，详见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	7	60	11.67	达标
NO ₂	年平均值	20	40	50.00	达标
PM ₁₀	年平均值	50	70	71.43	达标
PM _{2.5}	年平均值	26	35	74.29	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1200	4000	30.00	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	119	160	74.38	达标

(2) 特征污染因子环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

根据工程分析中的资料，夏子街油田油藏不含硫化氢，但为保留本底值，本次评价对非甲烷总烃、硫化氢进行实测。

监测点位：根据导则要求并结合各生产设施分布情况，共布设一个 2 个监测点，监测点坐标见表 4.3-2，具体见图 4.3-1。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	井号	井位坐标
G1	夏子街转油站	
G2	XTHW9703 井东南约 2km 处	

图 4.3-1 大气、地下水监测布点示意图

②监测时间及监测单位

监测时间：2024年02月12日~02月18日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

③评价标准

NMHC 参照执行《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行， H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值。

④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i —第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物 i 的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑤评价结果

监测数据及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
G1	NMHC	一次值	2000	480~890	44.5	达标

	H ₂ S	一次值	10	≤1.0	10	达标
G2	NMHC	一次值	2000	540~1100	55	达标
	H ₂ S	一次值	10	≤1.0	10	达标

由表 4.3-3 可知，NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求，H₂S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

4.3.2 水环境质量现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关要求，不需对地表水环境质量现状调查。

本次仅对地下水环境质量现状进行调查和评价。

（1）监测点位

本次采用现场实测的方法来说明区域地下水环境质量现状，项目区周边地下水监测井较少，选取距离项目区最近的 5 个地下水监测点，监测点位坐标见表 4.3-4 和图 4.3-2。

表 4.3-4 地下水监测坐标一览表

监测点	井号	坐标	与项目区位置关系
W1	夏水 20 井		东北距项目区约 10.6km， 项目区地下水流向侧向
W2	夏水 18 井		东北距项目区约 12.3km， 项目区地下水流向侧向
W3	夏水 21 井		东北距项目区约 14km， 项目区地下水流向侧向
W4	陆水 2 井		西北距项目区约 25.6km， 项目区地下水流向侧向
W5	玛水 5 井		东北距项目区约 22.1km， 项目区地下水流向侧向

图 4.3-2 地下水监测布点示意图

(2) 监测因子

监测因子为 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、氟化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、水温和水位，共计 33 项。

(3) 监测时间及监测单位

监测时间：2023 年 02 月 12 日~25 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

(4) 评价标准

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

(5) 评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： P_i ——水质单项标准指数；

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

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

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

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —j点实测 pH 值；

pH_{sd} —标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} —标准中的 pH 值的上限值。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-5。

由表 4.3-5 可知，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、氯化物和硫酸盐超标外，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 4.3-5 地下水现状监测数据一览表

(单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测项目	标准值	W1			W2			W3			W4			W5		
			监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况	监测值	标准指数	达标情况
1	pH 值	6.5~8.5	7.6	0.4	达标	7.5	0.33	达标	7.6	0.4	达标	7.6	0.4	达标	7.5	0.33	达标
2	氟化物	≤1	0.300	0.3	达标	0.920	0.92	达标	0.300	0.3	达标	0.325	0.325	达标	0.650	0.65	达标
3	氯化物	≤250	1.22×10^4	48.8	超标	2.39×10^4	95.6	超标	1.21×10^4	48.4	超标	5.12×10^4	204.8	超标	1.21×10^4	48.4	超标
4	耗氧量	≤3	1.2	0.4	达标	1.4	0.47	达标	1.2	0.4	达标	1.1	0.92	达标	1.4	0.47	达标
5	氨氮	≤0.5	0.415	0.83	达标	0.366	0.732	达标	0.382	0.764	达标	0.356	0.712	达标	0.394	0.788	达标
6	亚硝酸盐氮	≤1	0.036	0.415	达标	0.016	0.016	达标	0.016	0.016	达标	0.021	0.021	达标	0.070	0.007	达标
7	硝酸盐	≤20	7.07	0.35	达标	5.89	0.29	达标	4.43	0.22	达标	5.33	0.27	达标	3.05	0.15	达标
8	硫酸盐	≤250	1.17×10^4	46.8	超标	2.25×10^4	90	超标	1.12×10^4	44.8	超标	5.16×10^4	222.4	超标	1.13×10^4	45.2	超标
9	氰化物	≤0.05	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标
10	挥发酚类	≤0.002	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标
11	六价铬	≤0.05	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标
12	石油类	≤0.05	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
13	汞	≤0.001	4×10^{-5} L	/	达标	4×10^{-5} L	/	达标	4×10^{-5} L	/	达标	4×10^{-5} L	/	达标	4×10^{-5} L	/	达标
14	砷	≤	3×10^{-4} L	/	达标	3×10^{-4} L	/	达标	3×10^{-4} L	/	达标	3×10^{-4} L	/	达标	3×10^{-4} L	/	达标

		0.01				⁴ L						⁴ L			⁴ L		
15	铅	≤ 0.01	10×10 ⁻³ L	/	达标	10×10 ⁻³ L	/	达标	10×10 ⁻³ L	/	达标	10×10 ⁻³ L	/	达标	10×10 ⁻³ L	/	达标
16	镉	≤ 0.005	1×10 ⁻³ L	/	达标	1×10 ⁻³ L	/	达标	1×10 ⁻³ L	/	达标	1×10 ⁻³ L	/	达标	1×10 ⁻³ L	/	达标
17	铁	≤0.3	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
18	锰	≤0.1	0.03	/	达标	0.08	/	达标	0.09	/	达标	0.03	/	达标	0.08	/	达标
19	溶解性总固体	≤ 1000	3.28× 10 ⁴	32.8	超标	6.63× 10 ⁴	66.3	超标	3.07× 10 ⁴	30.7	超标	1.55× 10 ⁴	15.5	超标	3.81× 10 ⁴	38.1	超标
20	总硬度	≤450	2.45× 10 ⁴	54.44	超标	5.23× 10 ⁴	116.2	达标	2.80× 10 ⁴	62.22	超标	1.54× 10 ⁴	34.22	超标	3.12× 10 ⁴	69.33	超标
21	CO ₃ ²⁻	/	0	/	/	0	/	/	0	/	/	0	/	/	0	/	/
22	HCO ₃ ⁻	/	334	/	/	410	/	/	484	/	/	252	/	/	339	/	/
23	SO ₄ ²⁻	/	1.17× 10 ⁴	/	/	2.25× 10 ⁴	/	/	1.12× 10 ⁴	/	/	5.16× 10 ⁴	/	/	1.13× 10 ⁴	/	/
24	Cl ⁻	/	1.22× 10 ⁴	/	/	2.39× 10 ⁴	/	/	1.21× 10 ⁴	/	/	5.12× 10 ⁴	/	/	1.21× 10 ⁴	/	/
25	Ca ²⁺	/	6.55× 10 ³	/	/	1.56× 10 ⁴	/	/	5.95× 10 ³	/	/	3.71× 10 ³	/	/	7.44× 10 ³	/	/
26	Na ⁺	/	560	/	/	1.03× 10 ³	/	/	513	/	/	542	/	/	798	/	/
27	K ⁺	/	29.6	/	/	43.2	/	/	37.4	/	/	14.4	/	/	32.8	/	/
28	Mg ²⁺	/	2.01× 10 ³	/	/	3.67× 10 ³	/	/	3.00× 10 ³	/	/	1.23× 10 ³	/	/	2.83× 10 ³	/	/
29	总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/	未检出	/	/
30	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	5	0.05	达标	6	0.06	达标	8	0.08	达标	7	0.07	达标	8	0.08	达标

31	硫化物	≤ 0.02	0.003L	/	/	0.003L	/	/	0.003L	/	/	0.003L	/	/	0.003L	/	/
32	水位	/	14m	/	/	14m	/	/	13m	/	/	15m	/	/	14m	/	/
33	水温	/	2.4℃	/	/	2.8℃	/	/	2.6℃	/	/	2.6℃	/	/	2.4℃	/	/

(6) 包气带污染现状调查

在项目区现有生产井 XHW9304 井井场 (T1:) 及夏子街转油站 (卸油方罐) 罐区 (T2:) 布设了 2 个包气带污染现状调查点, 监测时间: 2024 年 02 月 12 日~02 月 25 日, 监测单位: 新疆环疆绿源环保科技有限公司, 污染现状调查监测因子: pH 值、石油类、汞、砷、六价铬和钡。调查结果具体如下:

表 4.3-6 包气带污染现状调查结果表

序号	监测因子	T1		T2		执行标准 (III类)
		监测结果	评价结果	监测结果	评价结果	
1	pH	8.12		8.16	达标	6.5~8.5
2	石油类	0.06L	达标	0.06L	达标	≤0.05
3	汞	0.04L	达标	0.04L	达标	≤0.001
4	砷	0.3L	达标	0.3L	达标	≤0.01
5	六价铬	0.008	达标	0.010	达标	≤0.05
6	钡	0.04	达标	0.05	达标	≤0.7

根据表 4.3-6 可知, 项目区包气带中 pH 超标, 主要是区域土壤偏碱性, 天然背景值高, 其余各监测因子均达标, 特征污染物石油类的监测值低于检出限, 表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

评价范围内无声环境敏感目标, 在井场、站场共布设 5 个监测点, 坐标见表 4.3-7 和图 4.3-3。

表 4.3-7 噪声监测点坐标一览表

序号	监测点位	坐标
Z1	夏子街转油站东厂界	
Z2	夏子街转油站南厂界	
Z3	夏子街转油站西厂界	
Z4	夏子街转油站北厂界	
Z5	夏9混输泵站东厂界	
Z6	夏9混输泵站南厂界	
Z7	夏9混输泵站西厂界	

Z8	夏9混输泵站北厂界	
Z9	XTHW9806井	

图 4.3-3 噪声监测布点示意图

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2024年02月15日~2024年02月16日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类区标准限值。

(4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源及是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 声环境现状监测结果

[单位: dB (A)]

点位 编号	标准值		监测值		达标 情况	监测值		达标 情况
	昼间	夜间	2024年02月11日			2024年02月12日		
			昼间	夜间		昼间	夜间	
Z1	60	50	48	45	达标	49	45	达标
Z2	60	50	46	44	达标	47	44	达标
Z3	60	50	48	44	达标	48	44	达标
Z4	60	50	49	45	达标	48	45	达标
Z5	60	50	47	44	达标	46	43	达标
Z6	60	50	46	44	达标	47	44	达标
Z7	60	50	48	44	达标	48	44	达标
Z8	60	50	49	45	达标	48	45	达标
Z9	60	50	47	44	达标	46	43	达标

由表 4.3-8 可知, 各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

(1) 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据, 项目区土壤类型只有灰棕漠土一种, 具体分布见图 4.3-4。

图 4.3-4 土壤类型示意图

(2) 土壤环境质量现状调查及评价

① 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，本次共布设 6 个监测点，监测点坐标见表 4.3-9 和图 4.3-5。

表 4.3-9 实测土壤监测点位

编号		坐标		采样深度
		E	N	
占地范围内	表层样	S1		0~20cm
	柱状样	S2		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5m~3m 分别采样
		S3		
		S4		
		S5		
		S6		
占地范围外	表层样	S7		0~20cm
		S8		
	表层样	S9		
		S10		
		S11		
		S12		

		S13			
		S14			
		S15			
		S16			

图 4.3-5 土壤监测布点示意图

②监测因子

S6 监测因子为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目、石油烃、pH、土壤盐分含量，共计 48 项；

S1~S5、S7~S10 点监测因子：pH、石油烃、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量。

S11~S16 点监测因子：pH、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、土壤盐分含量。

③监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 02 月 12 日~02 月 25 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

④评价标准

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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”的 pH>7.5 风险筛选值;石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值。

⑤评价方法

采用单因子标准指数法,计算公式为:

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

式中: $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数;

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度, mg/L;

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准, mg/L。

⑥评价结果

土壤监测及评价结果见表 4.3-10~表 4.3-13。

表 4.3-10 项目区土壤盐分含量监测结果

名称	监测点位	监测结果		所在区域	生态影响型敏感程度
		采样深度	监测值 (g/kg)		
土壤盐分含量	S1	0~20cm	2.9	荒漠地区	敏感(土壤含盐量>4g/kg)
		0~0.5m	4.2		
	S2	0.5~1.5m	3.8		
		1.5m~3m	2.9		
	S3	0~0.5m	3.9		
		0.5~1.5m	3.6		
		1.5m~3m	3.0		
	S4	0~0.5m	4.2		
		0.5~1.5m	3.9		
		1.5m~3m	3.3		
	S5	0~0.5m	3.8		
		0.5~1.5m	3.6		
1.5m~3m		3.6			
S6	0~0.5m	2.8			
	0.5~1.5m	3.6			

		1.5m~3m	3.8		
	S7	0~20cm	2.2		
	S8	0~20cm	2.6		
	S9	0~20cm	3.2		
	S10	0~20cm	3.0		
	S11	0~20cm	3.8		
	S12	0~20cm	2.9		
	S13	0~20cm	2.8		
	S14	0~20cm	2.6		
	S15	0~20cm	3.1		
	S16	0~20cm	2.3		

土壤环境质量监测及评价结果见表 4.3-11、表 4.3-12 和表 4.3-13。

表 4.3-11 所有监测点位挥发性有机物、半挥发性有机物监测结果及评价结果一览表

[单位: mg/kg]

序号	名称	标准限值	监测值 单位	监测值	标准指数	评价结果
1	四氯化碳	2.8	μg/kg	<1.3	/	达标
2	氯仿	0.9	μg/kg	<1.1	/	达标
3	氯甲烷	37	μg/kg	<1.0	/	达标
4	1, 1-二氯乙烷	9	μg/kg	<1.2	/	达标
5	1, 2-二氯乙烷	5	μg/kg	<1.3	/	达标
6	1, 1-二氯乙烯	66	μg/kg	<1.0	/	达标
7	顺-1, 2-二氯乙烯	596	μg/kg	<1.3	/	达标
8	反-1, 2-二氯乙烯	54	μg/kg	<1.4	/	达标
9	二氯甲烷	616	μg/kg	<1.5	/	达标
10	1, 2-二氯丙烷	5	μg/kg	<1.1	/	达标
11	四氯乙烯	10	μg/kg	<1.2		达标
12	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	<1.2	/	达标
13	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	53	μg/kg	<1.4	/	达标
14	1, 1, 1-三氯乙烷	840	μg/kg	<1.3	/	达标
15	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	<1.2	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	μg/kg	<1.2	/	达标
17	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	<1.2	/	达标
20	氯乙烯	0.43	μg/kg	<1.0	/	达标
18	苯	4	μg/kg	<1.9	/	达标
19	氯苯	270	μg/kg	<1.2	/	达标
21	1, 2-二氯苯	560	μg/kg	<1.5	/	达标

22	1, 4 二氯苯	20	μ g/kg	<1.5	/	达标
23	乙苯	28	μ g/kg	<1.2	/	达标
24	苯乙烯	1290	μ g/kg	<1.1	/	达标
25	甲苯	1200	μ g/kg	<1.3	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	μ g/kg	<1.2	/	达标
27	邻二甲苯	640	μ g/kg	<1.2	/	达标
28	硝基苯	76	mg/kg	<0.09	/	达标
29	苯胺	260	mg/kg	<0.1	/	达标
30	2-氯酚	2256	mg/kg	<0.04	/	达标
31	苯并(a) 蒽	15	μ g/kg	<0.1	/	达标
32	苯并(a) 芘	1.5	μ g/kg	<0.1	/	达标
33	苯并(b) 荧蒽	15	μ g/kg	<0.2	/	达标
34	苯并(k) 荧蒽	151	μ g/kg	<0.1	/	达标
35	蒽	1293	μ g/kg	<0.1	/	达标
36	二苯并(a, h) 蒽	1.5	μ g/kg	<0.1	/	达标
37	茚并(1, 2, 3-cd) 芘	15	μ g/kg	<0.1	/	达标
38	萘	70	μ g/kg	<0.09	/	达标

表 4.3-12 其他监测因子监测及评价结果一览表（表层样）

点位编号	标准限值 (mg/kg)	监测因子	监测值 (mg/kg)	标准指数	达标情况
			0~0.2m		
S1	/	pH	8.23	/	达标
	4500	石油烃	19	0.0042	达标
	65	镉	0.12	0.0018	达标
	900	镍	40	0.0444	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	48	0.0027	达标
	800	铅	24.9	0.0311	达标
	38	汞	0.067	0.0018	达标
S7	60	砷	2.05	0.0342	达标
	/	pH	8.31	/	达标
	4500	石油烃	22	0.0049	达标
	65	镉	0.10	0.0015	达标
	900	镍	57	0.0633	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	40	0.0022	达标
	800	铅	22.6	0.0283	达标
S8	38	汞	0.092	0.0024	达标
	60	砷	2.11	0.0352	达标
	/	pH	8.36	/	达标
S8	4500	石油烃	46	0.0102	达标
	65	镉	0.11	0.0017	达标

	900	镍	48	0.0533	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	35	0.0019	达标
	800	铅	27.4	0.0343	达标
	38	汞	0.089	0.0023	达标
	60	砷	2.06	0.0343	达标
S9	/	pH	8.50	/	达标
	4500	石油烃	33	0.0073	达标
	65	镉	0.11	0.0017	达标
	900	镍	46	0.0511	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	34	0.0019	达标
	800	铅	16.6	0.0208	达标
	38	汞	0.088	0.0023	达标
S10	60	砷	2.01	0.0335	达标
	/	pH	8.19	/	达标
	4500	石油烃	20	0.0044	达标
	65	镉	0.11	0.0017	达标
	900	镍	49	0.0544	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	43	0.0024	达标
	800	铅	16.5	0.0206	达标
S11	38	汞	0.087	0.0023	达标
	60	砷	2.02	0.0337	达标
	/	pH	8.26	/	达标
	4500	石油烃	10	0.0022	达标
	65	镉	0.12	0.0018	达标
	900	镍	44	0.0489	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	41	0.0023	达标
S12	800	铅	17.6	0.0220	达标
	38	汞	0.087	0.0023	达标
	60	砷	2.04	0.0340	达标
	/	pH	8.44	/	达标
	4500	石油烃	13	0.0029	达标
	65	镉	0.10	0.0015	达标
	900	镍	46	0.0511	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
S13	18000	铜	33	0.0018	达标
	800	铅	23.4	0.0293	达标
	38	汞	0.092	0.0024	达标
	60	砷	2.07	0.0345	达标
	4500	石油烃	23	0.0051	达标

	65	镉	0.11	0.0017	达标
	900	镍	45	0.0500	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	42	0.0023	达标
	800	铅	12.5	0.0156	达标
	38	汞	0.088	0.0023	达标
	60	砷	2.02	0.0337	达标
S14	/	pH	8.62	/	达标
	4500	石油烃	50	0.0111	达标
	65	镉	0.14	0.0022	达标
	900	镍	45	0.0500	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	35	0.0019	达标
	800	铅	20.5	0.0256	达标
	38	汞	0.096	0.0025	达标
S15	60	砷	2.03	0.0338	达标
	/	pH	8.35	/	达标
	4500	石油烃	21	0.0047	达标
	65	镉	0.14	0.0022	达标
	900	镍	44	0.0489	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	34	0.0019	达标
	800	铅	20.7	0.0259	达标
S16	38	汞	0.093	0.0024	达标
	60	砷	2.03	0.0338	达标
	/	pH	8.37	/	达标
	4500	石油烃	23	0.0051	达标
	65	镉	0.13	0.0020	达标
	900	镍	45	0.0500	达标
	5.7	六价铬	0.5L	/	达标
	18000	铜	34	0.0019	达标
	800	铅	13.8	0.0173	达标
	38	汞	0.094	0.0025	达标
	60	砷	2.09	0.0348	达标

表 4.3-13 其他监测因子监测及评价结果一览表（柱状样）

点位编号	监测因子	标准限值 (mg/kg)	检测值 (mg/kg)						达标情况
			0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S2	pH	/	8.57	/	8.53	/	8.61	/	达标
	汞	38	0.068	0.0018	0.076	0.0020	0.073	0.0019	达标
	砷	60	2.03	0.0338	2.13	0.0355	2.08	0.0347	达标
	铜	18000	40	0.0022	34	0.0019	42	0.0023	达标

	铅	800	17.7	0.0221	19.3	0.0241	17.0	0.0213	达标
	镍	900	57	0.0633	56	0.0622	46	0.0511	达标
	镉	65	0.13	0.0020	0.13	0.0020	0.14	0.0022	达标
	六价铬	5.7	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	54	0.0120	64	0.0142	65	0.0144	达标
S3	pH	/	8.58	/	8.35	/	8.36	/	达标
	汞	38	0.072	0.0019	0.075	0.0020	0.075	0.0020	达标
	砷	60	2.05	0.0342	2.10	0.0350	2.08	0.0347	达标
	铜	18000	33	0.0018	41	0.0023	40	0.0022	达标
	铅	800	17.9	0.0224	21.1	0.0264	18.3	0.0229	达标
	镍	900	57	0.0633	57	0.0633	54	0.0600	达标
	镉	65	0.10	0.0015	0.09	0.0014	0.09	0.0014	达标
	六价铬	5.7	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	27	0.0060	23	0.0051	30	0.0067	达标
S4	pH	/	8.38	/	8.41	/	8.40	/	达标
	汞	38	0.073	0.0019	0.080	0.0021	0.083	0.0022	达标
	砷	60	2.06	0.0343	2.04	0.0340	2.03	0.0338	达标
	铜	18000	38	0.0021	37	0.0021	37	0.0021	达标
	铅	800	24.5	0.0306	23.4	0.0293	19.3	0.0241	达标
	镍	900	55	0.0611	54	0.0600	55	0.0611	达标
	镉	65	0.09	0.0014	0.12	0.0018	0.09	0.0014	达标
	六价铬	5.7	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	26	0.0058	23	0.0051	31	0.0069	达标
S5	pH	/	8.61	/	8.58	/	8.59	/	达标
	汞	38	0.087	0.0023	0.080	0.0021	0.079	0.0021	达标
	砷	60	2.11	0.0352	2.11	0.0352	2.10	0.0350	达标
	铜	18000	34	0.0019	40	0.0022	40	0.0022	达标
	铅	800	24.6	0.0308	22.2	0.0278	23.1	0.0289	达标
	镍	900	58	0.0644	58	0.0644	58	0.0644	达标
	镉	65	0.12	0.0018	0.20	0.0031	0.21	0.0032	达标
	六价铬	5.7	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	15	0.0033	12	0.0027	10	0.0022	达标
S6	pH	/	8.29	/	8.31	/	8.30	/	达标
	汞	38	0.089	0.0023	0.086	0.0023	0.089	0.0023	达标
	砷	60	2.12	0.0353	2.06	0.0343	2.09	0.0348	达标
	铜	18000	44	0.0024	37	0.0021	46	0.0026	达标
	铅	800	13.3	0.0166	13.9	0.0174	13.8	0.0173	达标
	镍	900	57	0.0633	56	0.0622	56	0.0622	达标
	镉	65	0.17	0.0026	0.14	0.0022	0.13	0.0020	达标
	六价铬	5.7	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标



石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	8	0.0018	10	0.0022	11	0.0024	达标
--	------	---	--------	----	--------	----	--------	----

表 4.3-10~表 4.3-13 可知：土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

（3）土壤剖面（土体构型）调查情况

项目区土体结构及理化性质调查结果见表 4.3-14。

表 4-3-14 土体结构及理化性质调查

点号 及坐 标	景观照片	土壤剖面 照片	理化性质调查结果				
			颜色	黄色			
S2:				现场 记录	0~ 0.5m	0.5~ 1.5m	1.5~ 3.0m
			块状 结构		块状 结构	块状 结构	
			质地		砂土	砂土	砂土
			砂砾含量 (%)		55	50	50
			实验室测 定	pH 值	8.57	8.53	8.61
				阳离子交换量 (cmol+/kg)	11.6	10.7	10.8
				氧化还原电位 (mV)	387	369	394
				饱水率/ (mm/min)	8.54	8.58	8.66
				土壤容重 (g/cm ³)	1.25	1.32	1.33
				孔隙度 (%)	33.0	32.9	33.1

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所属生态功能区的主要生态服务功能、主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容见表 4.3-15。

表 4.3-15 区域生态功能区划

生态 功能 分区 单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II 1 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	15. 夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区
主要生态服务功能		荒漠化控制、农畜产品生产
主要生态环境问题		地下水开采过度、荒漠植被衰败、土地荒漠化、野生动物过渠受阻
主要生态敏感因子、敏感程度		土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护天然荒漠植被、防止土壤次生盐渍化
主要保护措施		建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道、加强防护林建设、农灌区逐步开发
主要发展方向		合理利用调水资源，发展农区畜牧业，建设人工新绿洲，恢复绿洲外围自然植被

(2) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，本项目占地范围内土地利用类型为戈壁，详见图 4.3-6。

(3) 植物现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，本项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。评价区主要植被类型为白梭梭荒漠，常见植物种类主要为耐旱的灌木及短命植物。植物以白梭梭为优势种，草本植物常见种有对节刺、猪毛菜、盐生草等。项目区植被类型详见图 4.3-7。评价区主要植被名录见表 4.3-13。根据现场调查，项目占地范围内植被覆盖度约为 10%~20%。

表 4.3-15 主要植物名录

序号	中 文 名	学 名	分 布	
			沙丘	丘间
一、	禾本科	Gramineae		
1	东方旱麦草	Eremopyrum orientale	++	
	二、蓼科	Polygonaceae		
2	白杆沙拐枣	Calligonum leucocladum	++	
	三、藜科	Chenopodiaceae		
3	白梭梭	Haloxylon persicum	++	-
4	梭梭	Haloxylon ammodendron	+	++
5	猪毛菜	Salsola collina		+
6	散枝梯翅蓬	Salsola brachiata		+
7	刺蓬	Salsola pestifer	+	
8	犁苞滨藜	Atriplex patens dimorphotegria	++	++
9	雾滨藜	Bassia dasyphylla	+	+
10	倒披针叶虫实	Corispermum lehmannianum	++	-
11	角果藜	Ceratocarpus arenarius	++	+
12	对节刺	Horaninowia ulicina	++	
13	叉毛蓬	Petrosimomia sibirica	+	
14	角果碱蓬	Suaeda Comiculata		+
15	囊果碱蓬	Suaeda physophora		+
四、	十字花科	Cruciferae		
16	螺喙芥	Spirorrhynchus sabulosus	++	+
17	四齿芥	Tetracme quadricornis	++	++
18	灰白糖芥	Ergsimum cheiranthides	++	+
19	荒漠庭芥	Alyssum desertorum	++	
20	卷果涩芥	Malclomia scorpioides	++	+
五、	蒺藜科	Zygophyllaceae		
21	西伯利亚白刺	Nitraria sibirica		+
	八、菊科	Compsitae		
22	沙地千里光	Senecio subdentatus	+	++

注：++多见，+少见，-偶见。

(4) 野生动物现状调查与评价

按中国动物地理区划的分级标准，油田开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。野生动物的栖息生境极为单一，梭梭、白梭梭荒漠一种

景观类型。

在上述动物生境类型单元中共栖息分布着野生脊椎动物约 30 种，以鸟类和小型哺乳动物为主。野生动物种类见表 4.3-16。

表 4.3-16 评价区及周围主要脊椎动物的种类

种 类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬 行 类					
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+		
2、东疆沙蜥	<i>P. grumgrizimaloi</i>	+			
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+			
4、东方沙蟒	<i>Eryx tataricus</i>			+	
5、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+	
鸟 类					
6、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+		
7、雀 鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+		国家二级保护野生动物
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+		国家二级保护野生动物
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+		国家二级保护野生动物
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+		
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+		
12、黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+		
13、短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>		+		
14、小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		+		
15、凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>		+		
16、云 雀	<i>Alauda arvensis</i>			+	
17、沙 鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>		+		
18、红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+		
19、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+	
哺 乳 类					
20、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+		国家二级保护野生动物
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+	国家二级保护野生动物
22、沙 狐	<i>Velpes corsac</i>			+	国家二级保护野生动物
23、虎 鼬	<i>Vormela peregusna</i>			+	

24、草兔	Lepus capensis		+		
25、小五趾跳鼠	Allactage elater		+		
26、西伯利亚五趾跳鼠	A. sibirica		+		
27、小地兔	Alactagulus pygmaeus		+		
28、毛脚跳鼠	Dipus sagitta	+			
29、大沙鼠	Rhombomys opimus	+			
30、子午沙鼠	Meriones meridixnus	+			

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

4.3.6 区域沙化土地现状

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》（2015年）可知，项目所在区域为非沙化土地，详见图4.3-8。

4.3.7 水土流失现状

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018~2030年）》规定，本项目位于和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区——1-2和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区（见图4.3-9），水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。该治理区范围内有地下水源区，地下水源区以牧业为主，其他乡场牧业、种植业相结合，以种植经济作物为主，重点发展有机畜牧业，通过退耕还草、围栏封育、人工种草、补播改良、棚圈建设、优良牧草繁育等措施治理退化草原，恢复草原植被，保持草地生态平衡。在农区完善农田防护林网建设。推进和布克赛尔蒙古自治县周边林牧业建设，增加农牧民收入，防止城镇周边风沙侵害，和布克赛尔镇目前面临的主要环境问题是土地开发强度大、生活能源、资源消耗量较大，水、土地等资源承载压力较大；废气、废水和固废排放总量不断增加，污染负荷加重，规划期内禁止在建成区建设除采暖供热以外排放大气污染物的工业项目和噪声污染严重的项目；严格规范城市建设等活动；实施城市环境综合整治，发展方向以农牧业及其产品加

工为主。

图 4.3-6 土地利用类型示意图

图 4.3-7 植被类型示意图

图 4.3-8 区域沙化现状示意图

图 4.3-9 区域水土流失两区分区位置示意图

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、车辆尾气、施工机械及钻井井场电机、各类施工机械燃料燃烧烟气和柴油储罐无组织逸散的废气等。

(1) 施工扬尘

在井场平整、管沟开挖、回填，新建井口装置、原油及压裂返排液处理装置等施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为 TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 施工机械及施工车辆尾气

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

(3) 柴油燃烧废气

施工期间，柴油机、发电机等设备周围扩散条件良好，且废气随施工的结束而停止产生。因此，对区域大气环境影响不大。

(4) 柴油储罐无组织挥发废气

柴油在井场临时贮存时会产生一定的无组织挥发性废气，但柴油周转量较小，且真实蒸气压较低、挥发性低，故柴油储罐临时储存产生的挥发性废气量较小，不会对周围大气环境产生明显不利影响。各井场周边地域空旷、扩散条件良好，对比新疆油田其他类似钻井井场，井场场界外非甲烷总烃的浓度低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）周界外无组织排放浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，因此不会对区域环境产生较大影响。

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 施工废水对周围水环境影响分析

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；生活污水经临时污水收集池暂存后，定期委托清运至乌尔禾区污水处理厂处理；施工废水均可合理处理，不会对周围水环境产生不利影响。

(2) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建集输管线采用埋地敷设，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 60~105dB (A)。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为水基钻井岩屑、生活营地生活垃圾、钻井结束后清理场地产生的沾油废防渗材料和少量建筑垃圾等。

(1) 水基钻井岩屑

各井场分别设一套钻井液不落地设备，钻井泥浆采用一套不落地系统进行固液分离处理。分离出的液相回用于钻井，分离出的水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017) 相关要求后可进行综合利用。钻井泥浆暂存于储罐内，最终经钻井队回收后回用于后续钻井。

(2) 生活垃圾

施工期生活垃圾由垃圾箱集中收集后，定期委托清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置。

(3) 废防渗材料

施工结束对场地进行清理时，会产生在防渗区域铺设的废防渗材料，拆除的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油的废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021年版）中的HW08废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

(4) 建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少、集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

综上所述，施工期固体废物均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响分析

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

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

(2) 废弃物排放对土壤环境的影响分析

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

5.1.6 施工期生态环境影响分析

(1) 对土地利用类型的影响分析

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，使土地利用类型由戈壁变为了工矿用地；施工结束后对临时占地进行平整，未改变土地利用类型。项目总占地面积为403364m²，其中永久占地31550m²，临时占地371814m²，永久占地不会使区域土地利用类型发生明显改变，项目实施后对土地利用类型影响不大。

(2) 对植被、植物的影响分析

工程占地施工会对区域植物产生一定的影响，本项目位于荒漠区，属于强烈发展的荒漠化，在施工结束的2a~3a中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》(HJ/T349-2007)中荒漠化量化指标1.4t/(hm²·a)计算，约为52.05t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

工程占地及施工人员活动会对植被、植物造成一定的影响，井场占地范围内植被稀疏，施工期不对植被产生明显影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，故项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被逐渐恢复至与周边植被相同，故项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。

(3) 对野生动物影响分析

施工期对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为项目占地使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动

的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

(4) 对生态系统结构、功能的影响

采油井场等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时区域系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性、结构与功能不会发生明显变化，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

(5) 对区域景观影响分析

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

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，就本项目而言，它是由荒漠生态系统、采油井场等景观相间组成。项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工及占地呈点状分布，建设期间，场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土

流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

管线敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，井场用砾石铺垫，永久占地范围进行硬化，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和管理运输车辆的运行范围，同时要求建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。采取上述措施后，可将本项目对水土流失的影响降至最低，加上项目占地呈点状分布，占地面积不大，本项目实施不会明显加剧区域水土流失重点治理区的水土流失程度。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）模型选用

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

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

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

②地表参数

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-30.6℃	34.5℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		34.5℃
最低环境温度/℃		-30.6℃
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染源参数

污染物源强及排放参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源参数表

编号	名称	面源各项角坐标/m		面源长度/m	面源宽度/m	面源海拔高度/m	面源有效高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
		X	Y							
M1	单井井场 (以XTHW9711井为例)			30	25	431	5	8760	正常工况	0.0077
M2	计量站			50	50	435	5	8760	正常工况	0.0155
M3	多通阀组			25	25	430	5	8760	正常工况	0.0062
M4	原油处理装置区			130	75	470	5	8760	正常工况	0.0548
M5	污泥储存场			120	70	468	4	8760	正常工况	0.1085

(6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-6。

表 5.2-6 无组织非甲烷总烃预测结果一览表

单井井场			计量站			多通阀组			原油处理装置区			污泥储存场		
离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
10	15.898	0.79	10	14.108	0.71	10	0.013944	0.7	10	24.916	1.25	10	74.359	3.72
19	19.741	0.99	25	17.957	0.9	18	0.017512	0.88	25	31.827	1.59	25	95.952	4.8
25	17.413	0.87	50	21.486	1.07	25	0.0144	0.72	50	43.457	2.17	50	131.24	6.56
50	14.201	0.71	72	22.182	1.11	50	0.011546	0.58	75	52.985	2.65	75	155.57	7.78
75	13.396	0.67	75	22.166	1.11	75	0.010816	0.54	100	56.921	2.85	97	161.19	8.06
100	12.189	0.61	100	21.316	1.07	100	0.009825	0.49	114	57.555	2.88	100	161.11	8.06
200	8.0966	0.4	200	15.378	0.77	200	0.006522	0.33	200	49.355	2.47	200	130.77	6.54
300	6.1531	0.31	300	11.976	0.6	300	0.004957	0.25	300	40.045	2	300	103.87	5.19
400	5.0258	0.25	400	9.8888	0.49	400	0.004047	0.2	400	33.711	1.69	400	82.826	4.14
500	4.1994	0.21	500	8.3091	0.42	500	0.003382	0.17	500	28.618	1.43	500	67.43	3.37
600	3.5679	0.18	600	7.0886	0.35	600	0.002873	0.14	600	24.562	1.23	600	56.146	2.81
700	3.0915	0.15	700	6.1336	0.31	700	0.00249	0.12	700	21.333	1.07	700	47.653	2.38
800	2.7019	0.14	800	5.3744	0.27	800	0.002176	0.11	800	18.751	0.94	800	41.146	2.06
900	2.3886	0.12	900	4.759	0.24	900	0.001924	0.1	900	16.632	0.83	900	35.975	1.8
1000	2.1323	0.11	1000	4.2533	0.21	1000	0.001717	0.09	1000	14.887	0.74	1000	31.826	1.59
1100	1.9197	0.1	1100	3.8342	0.19	1100	0.001546	0.08	1100	13.433	0.67	1100	28.441	1.42
1200	1.741	0.09	1200	3.4823	0.17	1200	0.001402	0.07	1200	12.21	0.61	1200	25.64	1.28
1300	1.5891	0.08	1300	3.1797	0.16	1300	0.00128	0.06	1300	11.159	0.56	1300	23.269	1.16
1400	1.4587	0.07	1400	2.9358	0.15	1400	0.001175	0.06	1400	10.253	0.51	1400	21.25	1.06

1500	1.3457	0.07	1500	2.7084	0.14	1500	0.001084	0.05	1500	9.468	0.47	1500	19.521	0.98
1600	1.247	0.06	1600	2.5098	0.13	1600	0.001004	0.05	1600	8.7821	0.44	1600	18.021	0.9
1700	1.1602	0.06	1700	2.3351	0.12	1700	0.000934	0.05	1700	8.1765	0.41	1700	16.709	0.84
1800	1.0834	0.05	1800	2.1805	0.11	1800	0.000872	0.04	1800	7.6416	0.38	1800	15.557	0.78
1900	1.015	0.05	1900	2.0428	0.1	1900	0.000817	0.04	1900	7.1645	0.36	1900	14.537	0.73
2000	0.95373	0.05	2000	1.9195	0.1	2000	0.000768	0.04	2000	6.7378	0.34	2000	13.727	0.69
2100	0.89862	0.04	2100	1.8086	0.09	2100	0.000724	0.04	2100	6.3537	0.32	2100	12.898	0.64
2200	0.84881	0.04	2200	1.7083	0.09	2200	0.000684	0.03	2200	6.0396	0.3	2200	12.153	0.61
2300	0.80362	0.04	2300	1.6174	0.08	2300	0.000647	0.03	2300	5.718	0.29	2300	11.479	0.57
2400	0.76245	0.04	2400	1.5345	0.08	2400	0.000614	0.03	2400	5.4251	0.27	2400	10.867	0.54
2500	0.72481	0.04	2500	1.4588	0.07	2500	0.000584	0.03	2500	5.1573	0.26	2500	10.31	0.52

由预测结果可知：各短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；项目产生的各类污染物均可实现达标排放，且项目区地域空旷，扩散条件较好，不会对区域大气环境影响较小。

大气环境影响评价自查表见附件4。

5.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 水文地质条件概况

①地下水类型、含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地西部，玛纳斯湖南侧，根据地下水赋存条件、水理性质及水利特征，区域内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深约60m~90m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在500m³/d~1000m³/d，属于中等富水。地下水矿化度较高，一般在10g/L左右。

②地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区地下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区、以及玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向由东南向西北进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，不外排。

项目废水均得到妥善处置，正常情况下不会对地下水产生不利影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

①井喷对地下水的影响分析

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

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的环境影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

②井漏、油水窜层对地下水环境影响分析

井下作业过程中可能发生井漏和油水窜层事故，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。在井下作业前先对套管和固井质量进行检查，确保套管和固井质量良好的情况再进行井下作业，不会对地下水产生明显不利影响。

③井下作业收集罐泄漏对地下水环境影响分析

井下作业定期进行，在井下作业过程时及时检查废水收集罐，确保收集罐完好再进行井下作业，且井下作业时间较短，废水收集罐发生泄漏的可能较低，不会对区域地下水产生明显不利影响。

④集输管线和柴油罐泄漏事故状态下对地下水环境的影响分析

※地下水污染途径分析

非正常工况下，集输管线、油罐破裂导致油品泄漏，泄漏的油品可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

※预测情景设定

据前节工程分析，本次针对集输管线、柴油罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

a、柴油罐泄漏量

按最不利情况考虑假设条件，假设柴油罐在距离底部 0.5m 处发生 0.01m 孔径破裂，泄漏速度 Q_L 用伯努利方程计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.65；

A ——裂口面积， m^2 ；

ρ ——泄漏液体密度；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度， $9.8m/s^2$ ；

h ——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下泄漏速率见表 5.2-8。

表 5.2-8 设定事故条件下泄漏速率计算结果

泄漏位置	泄漏口面积 (m^2)	泄漏口之上液 位高度(m)	底部压力 (MPa)	环境压力 (MPa)	液体密度 (kg/m^3)	泄漏速度 (kg/s)
柴油罐	0.00008	3	0.115	0.101	856	0.0026

由表 5.2-8 可知，柴油罐的泄漏速率为 0.0025kg/s。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则拉油罐的泄漏量为 0.0045t。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，拉油罐泄漏后可能进入含水层的物料分别为 0.0004t。

b、集输管线发生全管径泄漏

本项目设有单井采油管线和集输支线，选取管径较大的集输支线进行分析预测。假定泄漏在 12h 内发现并及时切断两端阀门，根据产能预测可知，新增原油产能为 $10.25 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则 12h 内泄漏的原油量约为 155t，土壤表层对污染物截留率按照 90% 计算，则进入含水层物料量为 15.5t。

※影响预测

预测因子为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M —瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数(m^2/d)；

D_T —横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-9。

表 5.2-9 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	0.0004t、15.5t。
2	t	时间	100d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.06m/d
5	D_L	纵向弥散系数	$0.6\text{m}^2/\text{d}$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.01\text{m}^2/\text{d}$

7	n_e	有效孔隙度	0.25
---	-------	-------	------

当柴油罐、单井采油管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-10。

表 5.2-10 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度 对应距离 (m)	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度 对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
柴油罐	石油类	100	277.7	34	0.038	60	≤0.05
		1000	35.7	160	0.046	221	
集输管线	石油类	100	233.07	6	0.034	52	≤0.05
		1000	73.7	60	0.042	193	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，柴油罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 60m 和 221m；集输管线发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 52m 和 193m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50m，泄漏的原油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 预测模式

噪声源主要为采油井场、夏 9 混输泵站和夏子街转油站内的各类机泵和巡检车辆等。井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减；站场四周设栅栏，机泵设隔声间并采取基础减振等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

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

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

式中：

T ——计算等效声级的时间；

N ——为室外声源个数；

M ——为等效室外声源个数。

(2) 噪声源源强及分布

井下作业时各类机泵噪声源强在 60~95dB (A) 之间，各单井井场尺寸、产噪设备、源强基本相同，本次评价以其中一座单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB (A) 计，井场噪声不高于 70dB (A)。

混输泵站和夏子街转油站站机泵噪声源强在 85~105dB (A) 之间，设备选用低噪设备，设置隔声间，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB (A) 计，其运行噪声不高于 80dB (A)。

噪声源强见表 3.3-16。

(3) 预测结果

根据以上公式，预测运营期单井采油井场厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-11。

表 5.2-11 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

位置		贡献值	昼间		夜间	
			标准值	达标情况	标准值	达标情况
单井井场	北厂界	40	60	达标	50	达标
	东厂界	40		达标		达标
	南厂界	40		达标		达标

混输泵站	西厂界	40		达标		达标
	北厂界	48		达标		达标
	东厂界	50		达标		达标
	南厂界	44		达标		达标
	西厂界	49		达标		达标
夏子街转油站	北厂界	50		达标		达标
	东厂界	40		达标		达标
	南厂界	32		达标		达标
	西厂界	44		达标		达标

由预测结果可知：井场和站场边界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求。声环境影响评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，固体废物主要为含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料，均属于《国家危险废物名录》（2021年版）中的危险废物，均集中分类收集后直接交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，不在项目区临时贮存。

项目建成后交由中国石油新疆油田分公司风城油田作业区运营，作业区已与克拉玛依顺通环保科技有限公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。

综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

（1）正常工况下对土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。

（2）事故状态下对土壤环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为单井采油井场发生井喷事故导致采出液地面漫流和垂直入渗对土壤的影响，集输管线发生破裂导致泄漏的采出液垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响类型与

途径见表 5.2-11，影响因子识别见表 5.2-12。

表 5.2-11 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期				
运营期		√	√	
服务期满后				

表 5.2-12 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
井场	井喷事故	地面漫流	石油烃	石油烃
		垂直入渗	石油烃	石油烃
集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃

①井喷

单井井场井喷主要是在井下作业中发生的事故。在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。井喷喷出的伴生气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。发生井喷事故后，对受原油浸染的土壤全部回收，均交由有相应危废处置资质的单元进行接收、转运和处置，对区域的土壤环境质量影响不大。

②集输管线泄漏

管线发生泄漏后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入管线下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为一级的建设项目，预测方法可参见附录 E 或类比分析进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。

本次评价引用的《石西油田作业区石南4原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目集输管线事故状态下原油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表5.2-13。

表5.2-13 《石西油田作业区石南4原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果表

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

	砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标
--	---	------	--------	------	--------	------	--------	----

本次类比的石西油田作业区石南4原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表5.2-13中3个监测点均为位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，监测数据表明：发生过泄漏事件的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃(C10~C40)均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，说明输油管线泄漏应急处置措施有效，应急处置措施具体如下：当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭单井采油管线物料来源，挖出管线破点，可回收原油回收至处理站原油处理系统；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。

本项目管线输送的介质与石南4井区已经完成原油泄漏事故治理的管段类似，均为含水原油，对土壤的污染途径均为垂直入渗，通过类比分析可知，即使本项目运营期发生了管线等泄漏事故，在继续落实现有应急管理要求，建设单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，仅有少量工作人员定期对井场、站场和管线进行巡检，运营期主要的影响范围仅限于井场、站场和管线沿线等人员活动较多的区域。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响，但运行过程中加强对环境保护的宣传工作，使员工的环保意识不断加强，野生动物将逐步回归原有生境。故运营期对生态环境影响不大。

5.3 退役期影响分析

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

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

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

本项目施工期生产井钻井期涉及的危险物质主要为柴油，钻井井场柴油的储存量约 20t，则钻井期危险物质数量与临界量（2500t）比值 $Q=0.008<1$ 。

运营期涉及的危险物质为原油、伴生气、沾油废防渗材料、废机油、含油污泥和含油污泥，其中沾油废防渗材料产生于各采油井场，在线量按照单井计，风险单元为集输单元、夏9混输泵站和夏子街转油站，本次评价按照对环境最不利条件计算危险物质的最大在线量，分别为单井采油管线（DN50）长度为 17.5km，管线体积约为 343.61m^3 ，根据产能预测可知采出液最小含水率为 25%，原油密度为 $0.8673\text{t}/\text{m}^3$ ，由此推算出原油的最大在线量约为 223.51t；气油比约为 $32\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度为 $0.81\text{kg}/\text{m}^3$ ，由此推算出天然气的最大在线量约为 5.79t。集输支线（DN100）长度为 0.35km，则原油的最大在线量约为 1.79t，天然气最大在线量约为 0.05t。夏子街转油站废滤芯、废分子筛、废机油、含油污泥一次最大产生量按照单次清管废渣量计算危险物质的最大存在量。

危险物质与临界量的比值（Q值）计算结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 风险单元 Q 值一览表

风险单元		危险物质在线量 (t)		危险物质 临界量 (t)	Q 值	风险潜势 等级
施工期 (单座采 油井场)	柴油储罐	柴油	20	2500	0.0080	I
		原油	223.51	2500	0.0894	
运营期	单井出油 管线	天然气	5.79	10	0.5790	I
		原油	1.79	2500	0.0007	
	集油支线	天然气	0.05	10	0.0050	I
		废机油	2.0	2500	0.0008	
	夏子街转 油	含油污泥	773	2500	0.3093	I

根据上表计算结果可知：Q 值 < 1，判断风险潜势为 I，环境风险评价等级为简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，项目区周围无环境风险敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

运营期危险物质主要为原油、天然气和柴油，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 原油、柴油和天然气理化性质及危险级别分类表

序号	名称	组分	危险性	燃烧爆炸特性参数	危险级别	影响途径
1	原油	各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒烟雾，人体大量吸入可引起危害；有刺激和麻痹作用，急性中毒者有上呼吸道刺激症状。	热值： 41870KJ/kg；沸 点：300~325℃； 闪点：23.5℃；爆 炸极限：1.1~6.4% (v)；自燃燃点： 380~530℃	高闪 点液 体	大 气、 地 下 水
2	天然气	主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气主要成分为天然气。天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体	热值： 50009KJ/kg；爆 炸 极限：5~14% (v)；自燃燃点：	易 燃 气 体	大 气

			时会使人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	482~632℃		
3	柴油	复杂烃类 (碳原子数 约 10~ 22) 混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性比煤油略大，主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎，皮肤接触柴油可致接触性皮炎。	热值：3.3× 10 ⁴ KJ/L；沸点范围：180~370℃和 350~410℃；两类 闪点：38℃	高 闪 点 液 体	大 气、 地 下 水

(2) 生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井喷、井漏。井漏主要由于生产井固井质量不好，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业和钻井过程中发生的事故。对本项目而言，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故；发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

集输管线因管线本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油、伴生气泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

③柴油罐危险性识别

油罐在设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为油罐发生破裂造成的油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④储罐运输风险识别

单井井场至夏子街转油站沿途无环境敏感目标。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，井下作业废水和井下作业废液拉运过程有泄漏事故发生风险。事故发生时罐车内油品溢出，对周围环境造成直

接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

(3) 风险类型识别

环境风险类型主要为原油、天然气、柴油泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、井场设备及柴油储罐发生破损造成原油、天然气和柴油发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油/油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.4 环境风险分析

(1) 井喷事故影响分析

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

(2) 泄漏事故环境影响分析

①对土壤的影响分析

单井采油管线、油罐发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，

并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。根据非正常工况下土壤环境影响分析结果可知，单井采油管线、拉油罐泄漏等事故发生后及时采取措施并将受污染的土壤清理，不会对土壤环境产生明显不利影响。

②对植被的影响

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

③对地下水环境的影响

采油管线、油罐发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。

根据事故状态下对地下的预测可知，柴油罐发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 45m 和 325m；集输管线发生泄漏后 100d 和

1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 47m 和 336m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 56m，泄漏的原油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

综上所述，集输管线和油罐发生泄漏事故后，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

⑤对大气环境的影响分析

采油管线埋地敷设，管线发生泄漏后，油气很难透过土壤扩散到大气环境中，泄漏物对大气环境影响较小；油罐发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

(2) 粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

(6) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

(7) 柴油储罐采用固定顶罐，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

管道试压和混凝土养护均采用清水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；生活污水经临时污水收集池暂存后，定期委托清运至乌尔禾区污水处理厂处理。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 钻井期生活垃圾委托清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

(2) 水基钻井岩屑委托岩屑处置单位合理处置，不得随意倾倒。

(3) 施工结束后清理场地时产生的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油的废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置，不在井场内临时贮存。

(4) 建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

(5) 一般工业固体废物管理要求

根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》，施工期间产生的一般工业固体废物应落实以下环境管理要求：

①一般工业固体废物管理台账实施分级管理。记录固体废物的基础信息及流向信息。

②产废单位填写台账记录表时，应当根据自身固体废物产生情况，选择对应的固体废物种类和代码，并根据固体废物种类确定固体废物的具体名称。

③台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

④产废单位应当设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于5年。

(6) 危险废物环境管理要求

施工期间产生的危险废物和施工结束后清理场地时产生的沾油废防渗材料应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的危险废物环境管理要求：

①落实污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）及其修改单、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和收集、贮存、危险废物的场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物管理计划和管理台账制定

技术导则》(HJ1259-2022)等有关要求制定危险废物管理计划,并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度,建立危险废物管理台账,如实记录有关信息,并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物转移联单制度,转移危险废物的,应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

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

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

(3)施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒,应集中收集并及时清运,防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1)避让措施:集输管线选线过程中在满足设计需求的前提下,尽量避开植被密集区域;合理规划井场内各设备布置,合理控制井场占地面积;施工过程中尽量避免破坏野生植物,最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2)保护措施:施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围,使之限于在施工区范围内活动,不随意踩踏砍伐野生植被,尽量不侵扰野生动物的栖息地。

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

(4) 恢复措施：施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。

(5) 补偿措施：建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，对无法避让而占毁的野生植物应按照相关要求缴纳经济补偿费用，专款用于植被恢复。本项目经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

(6) 环境管理措施

①确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：采油井场、管线等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.1.7 水土保持措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 井场、巡检道路采用砾石铺垫，对施工过程中产生的临时土方采用防尘布（或网）进行苫盖。

(3) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

(4) 建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门

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

(5) 管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

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

(7) 施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实提高保护生态环境的意识。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气污染防治措施

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

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

(2) 加强对密闭管线、站场设备及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在5日内完成修复。

在采取上述措施后，井场边界NMHC的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处理方案

井下作业均带罐作业，压裂返排液、酸化返排液和废洗井液由罐车拉运至夏子街转油站新建压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排。

(2) 地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②井下作业均带罐作业，井下作业废液均由罐车拉运至夏子街转油站新建

压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排。

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

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

⑤分区防渗措施

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将井口、夏子街转油站内排污池和污泥储存场划为重点防渗区，其余区域为一般防渗区。

重点防渗区防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能；井下作业时防渗措施为铺设防渗膜。

⑥污染监控

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

⑦应急响应

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

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 井下作业时，各产噪设备尽可能位于井场中心。
- (4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，井场、站场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008) 2类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 井下作业时要求带罐作业，并安装接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料属于《国家危险废物名录》(2021年版)中的危险废物，分类收集后直接将危险废物拉运至有相应危险废物处理资质的单位回收处置，不在井场及项目区内临时贮存。

本项目产生的危险废物均可临时贮存在中国石油新疆油田分公司风城油田作业区危险废物临时储存场，该危险废物临时储存场满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求，其贮存能力可满足本项目需求，依托可行。

(2) 含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料及事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第23号)要求，相关资料存档备查。具体如下：

①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

※危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

※危险废物的收集应制定详细的操作规程，内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

※危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

※在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措

施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄露、防飞扬、防雨或其它防止污染环境措施。

※危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整翔实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作它用时，应消除污染，确保使用安全。

③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的危险废物临时贮存在风城油田作业区危险废物暂存场，该危险废物暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存场运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应

收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

④危险废物的运输

危险废物运输应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应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005年]第9号）、JT617以及JT618执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(3) 按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

(4) 作业区已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，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险废物管理。

(5) 作业区已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

(6) 运营单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定包含本项目的危险废物管理计划；根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）建立危险废物管理台账，危险废物产生环节，按照每个容器、包装物如实记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险服务设施编码等；危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、

贮存设施类型、运送部门经办人、贮存部门经办人、产生批次编码等。危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。危险废物委外处置环节，应记录委外处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。记录保存时间原则上应存档5年以上。并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

(7) 运营单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(8) 运营单位应按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

6.2.5 运营期土壤污染防治措施

(1) 源头控制

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，不外排；各类危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置；运营期产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。

(2) 防渗措施

本项目具体防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定期对井场、站场内的各设备及集输管线进行巡检，严防跑、冒、滴、漏，避免泄漏油品污染生态环境。

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

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

(5) 严禁捕杀任何野生动物。

6.3 环境风险事故防范措施

6.3.1 井下作业事故风险防范措施

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

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

(3) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(4) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(5) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(6) 井下作业前检查废水收集罐是否完好，检查套管、固井质量是否良好，若发现破损待维修完好后，再进行井下作业。

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

6.3.2 井喷事故风险防范措施

(1) 井下作业时井口安装防喷器和控制装置。

(2) 制定有《井喷及井喷失控应急预案》，该应急预案应包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施等相关内容。

6.3.3 井漏事故风险防范措施

各井钻井是采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，固井质量良好；运营过程中定期对固井质量进行检查，并及时维修。

6.3.4 油气集输事故风险防范措施

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

(2) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

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

(4) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(5) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(6) 定期对各井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

(7) 选用质量合格的柴油罐、阀门及连接件，储罐进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。及时对井场易损及老化部件进行更换，防止了油罐泄漏事故的发生。

(8) 污泥储存场按照重点防渗区要求进行防渗。

(9) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管

理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

6.3.5 环境风险应急措施

(1) 应急处置措施

发生事故时，如管线、油罐发生泄漏事故时，上层能收集的原油回收送至夏子街转油站新建原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区突发环境事件应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区突发环境事件专项应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。《风城油田作业区突发环境事件专项应急预案》已完成备案，备案号 650205-2022-014-L。根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。

环境风险简单分析内容详见表 6.3-1。

表 6.3-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	夏子街油田夏9井区克下组油藏开发调整地面工程
建设地点	本项目位于夏9井区，行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县
地理坐标	
主要危险物质及分布	危险物质主要为原油、伴生气和柴油。原油和伴生气主要分布在集输管线，柴油储存于柴油罐内。
环境影响途径及危害后果	集输管线、柴油罐等发生破损造成油品和伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。事故发生概率较低，发生事故后，及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响。
环境风险	(1) 井口安装防喷器和控制装置；井下作业时要求带罐操作；井场设置明

防范措施要求	<p>显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。</p> <p>(2) 管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；定期对井场各设施进行巡检；选用质量合格的柴油罐，并进行防腐；加强巡检，确保罐体保持完整，发现孔洞、缝隙等破损时及时检修。</p> <p>(3) 加强日常管理，做好罐体防腐防漏工作，严防油品泄漏；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机选用驾驶技术娴熟的。</p> <p>(4) 项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司风城油田作业区突发环境事件应急预案》。</p>
--------	---

6.4 退役期环境保护措施

6.4.1 退役期大气环境保护措施

- (1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。
- (2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。
- (3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.4.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行了封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

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

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑

垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.5 退役期生态环境保护措施

对完成采油的废弃井封堵井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场、计量站恢复到相对自然的一种状态。

6.4.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南》（试行）的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油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。

(2) 井场生态恢复治理

各井封井时需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，并按照《废弃井封井回

填技术指南（试行）》中的相关要求进行了封井回填，防止发生油水窜层；拆除井场各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

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

（4）植被恢复措施及恢复要求

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

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.5 依托可行性分析

6.5.1 伴生气处理依托可行性分析

本项目井口采出物经三相分离后，分离出的伴生气依托夏子街天然气增压站进行增压处理后外输。

夏子街天然气增压站是夏~百输气管线的首站，于1992年建成投产。由于建设久远，未收集到该站环保手续相关资料。工艺流程：夏子街转油站来伴生气（0.15~0.35MPa，20~25℃）进入增压站低压生产分离器，经气液分离后通过压缩机增压至1.6MPa，空冷至45~50℃后，再经高压生产分离器分离后，进入三甘醇脱水橇进行脱水处理后的干气一部分内部自用燃料气，其余干气通过D273×7夏~百输气管线外输，统一调配。高压气井来气与压缩机出口伴生气混合后接入高压生产分离器，统一进行脱水处理。

该站设计增压规模为 $16 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际增压伴生气气量约为 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。本项目伴生气最大产生量约 $0.13 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，夏子街伴生气增压

站可以满足本项目伴生气处理需求。

6.5.2 危险废物暂存及处置依托可行性分析

本项目产生的危险废物不在井场及站场内暂存，均临时贮存依托风城油田作业区危险废物暂存场。生产运营单位已与克拉玛依顺通环保科技有限公司签订危险废物处置协议，该公司可接收的危险废物为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废经营许可证有效期限至 2028 年 4 月 16 日。

(1) 危险废物贮存依托可行性

风城油田作业区现有 3 座危险废物临时贮存点，其中 2 个贮存点占地面积合计为 3600m²，主要用于临时贮存油田生产过程中产生的含油污泥、沾油废防渗材料、废旧防渗膜及废离子交换树脂；另一个占地面积为 12000mm²，用于暂存污泥，最大暂存量 12000t。

表 3.2-2 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评批复文号、审批部门及时间	验收情况
1	风城油田作业区危险废物临时贮存点建设工程	克环保函〔2018〕181号，原克拉玛依市环境保护局，2018年8月20日	2019年12月12日通过自主竣工环境保护验收
2	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区污泥资源化暂存场项目	克环函〔2019〕96号，克拉玛依市生态环境局，2019年5月20日	2020年6月30日通过自主竣工环境保护验收

本项目产生的危险废物临时贮存在风城油田作业区危险废物临时储存场内，作业区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。

(2) 危险废物处置依托可行性

克拉玛依顺通环保科技有限公司“含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目”位于新疆克拉玛依市乌尔禾区风城油田 32 井区以西（中心坐标为

）。危险废物经营方式为收集、贮存、利用、处置；经营危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，水洗萃取装置（071-001-08、071-002-08、072-001-08），含油废液装置（071-001-08），热解装置（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、291-001-08、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、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-249-08), HW49 其他废物, 热解装置(900-041-49, 限定含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物)。危险废物经营规模为 188 万吨/年(HW08 类 181 万吨/年: 水洗萃取装置 52 万吨/年, 含油废液装置 24 万吨/年, 热解装置 105 万吨/年; HW49 类 7 万吨/年)。

本项目产生的 HW08 类和 HW49 类危险废物量相对于其处理能力所占比例很小, 可满足本项目需求。

6.5.3 乌尔禾区生活污水处理厂

乌尔禾区生活污水处理厂位于乌尔禾区西南方向 10km 处, 于 2010 年 11 月 10 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评审函(2010)116 号), 2014 年 10 月 29 日通过原克拉玛依市环保局竣工环保验收(克环保函(2014)437 号)。

乌尔禾区生活污水处理厂占地 25600m², 由粗格栅间及提升泵房、细格栅及旋流沉砂池、CASS 生化池、污泥脱水间、出水消毒间、办公楼、机修间等组成, 设计处理规模为 6000m³/d, 预留远期 6000m³/d 扩建位置, 处理工艺为粗、细格栅+调节池+提升泵房+沉砂池+CASS+紫外线消毒+出水, 出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级 A 标准。

目前, 乌尔禾区生活污水处理厂实际处理规模为 5000m³/d, 目前剩余能力约为 1000m³/d。本项目施工期钻井队的生活污水最大产生量为 487m³/d, 因此施工期钻井队的生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理可行。

6.5.4 乌尔禾区生活垃圾填埋场

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于乌尔禾区西南 7km。采用卫生填埋处理工艺, 2016 年 7 月 26 日取得原克拉玛依市环保局批复(克环保函(2016)376 号)。

该填埋场主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等，日处理规模 30t/d。

该生活垃圾填埋场设计总库容约 240 万立方米，实际有效库容为 192 万立方米，目前已经使用库容约 48 万立方米，本项目施工期钻井队生活垃圾产生量为 15.23t，剩余库容可以容纳本项目施工期钻井队的生活垃圾，依托可行。

6.6 环保投资分析

项目总投资 16068.05 万元，其中环保投资约 1535 万元，占总投资的 9.55%，见表 6.6-1。

表 6.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	29
	废气	施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布(或网)，逸散性材料运输采用苫布遮盖	5
		施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	3
		柴油储罐无组织挥发烃类	柴油储罐采用固定顶罐，加强储罐密闭管理	2
	废水	钻井期生活污水	经防渗收集池暂存后清运至乌尔禾污水处理厂处理	10
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强维修	5
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	15
		生活垃圾	送至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置	10
		水基钻井岩屑	各井场分别设置 1 套钻井液不落地设备，分离出的水基钻井岩屑暂存于专用储罐，储罐下方采用防渗膜防渗。	1015
		沾油废防渗材料	施工结束后产生的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油的废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。	20
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检，柴油罐采用固定顶罐	30
	废水	压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、油气处理装置排污水	井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，不外排	5
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备、基础减振	15
	固体废物	含油污泥、废机油、沾油废防渗材	集中分类收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置	20

		料、废过滤吸附材料		
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下1m内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	5
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	29
环境管理		环境监理	防渗措施落实情况；严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施；	10
		环境监测	土壤和地下水跟踪监测	30
地下水保护措施		采油井场内的防渗措施、排污池、污泥储存场的防渗措施		10
井控装置		井场设置防喷器，防止井喷；井场左右两侧各设置1条放喷管线和应急放喷罐。		208
硫化氢监测		对硫化氢气体浓度进行检测。		29
环境风险防范措施		井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程		30
合计		/		1535

7 环境影响经济损益分析

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

风城油田作业区的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设等工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该项目建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，主要管理工作均依托风城油田作业区完成，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

7.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 施工期环境管理

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

计划见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地对地表的扰动。施工结束后，施工单位应及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工作业对生态环境的影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；钻井期生活污水经防渗收集池暂存后清运至乌尔禾污水处理厂处理。		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。		
4	声环境	选用噪声低的设备，注意设备的正确使用并经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛。		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用符合国家标准的油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量。		
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失。		
7	固体废物	水基钻井岩屑经储罐暂存后委托岩屑处置单位处理，生活垃圾委托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，施工结束后清理场地时产生的沾油废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。		

7.2.2 运营期环境管理

- (1) 建立和实施运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况

处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

(5) 项目运行后3至5年内，须组织开展环境影响后评价工作，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

(6) 运营期各环境要素的污染防治措施见表7.2-2。

表7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场各设备、阀门等进行巡检。	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区	新疆维吾尔自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
2	水环境	井下作业均带罐作业，井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排。		
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场、站场厂界噪声进行定期监测。		
4	固体废物处置	含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置。		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被；对管道、站场设施定期巡查，及时维修保养。		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理。		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划。		

7.2.3 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）第六条规定：“属于本名录第1至107类行业的排污单位，按照本名录第109至112类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证”。

本项目属于陆地石油开采行业（07），且不涉及通用工序，故不进行排污许可申请。

7.2.4 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌。	中国石油新疆油田分公司风城油田作业区	塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间。		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响。		
4	水环境	废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头。		
5	固体废物	固体废物分类收集，及时清运。		

7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2。

表 7.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	实际排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m ³)
1	油气集输	NMHC	0.2573	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期对井场、管线及站场的设备、阀门进行巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测。	0.2573	4.0
	油气处理装置		0.4799		0.4799	
	污泥储存场		0.9504		0.9504	

表 7.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		排放量	环保措施	污染物种类	排放标准	排放浓度
噪声	设备噪声	60~100dB (A)	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等。	噪声	昼 60dB (A)、夜 50dB (A)	/
废水	压裂返排液	3478.26m ³	均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，处理达《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)的相关标准后回注地层，不外排。	石油类	/	/
	酸化返排液	770.24m ³		石油类	/	/
	废洗井液	733.41t		石油类	/	/
	原油处理装置区排污水	三相分离器橇、热化学脱水器排污水 500m ³ /a		石油类	/	/
	压裂返排液处理装置区排污水	污泥浓缩罐上部污水、污泥脱水橇排水和过滤器反洗废水 70870.8m ³ /a		石油类	/	/
固体废物	含油污泥	3712m ³ /a	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。	石油类	/	/
	废机油	2t/a		石油类	/	/
	沾油废防渗材料	1t/a		石油类	/	/
	废过滤吸附材料	0.05t/a		石油类	/	/

7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司风城油田作业区应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第24号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息；

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可证、废弃电器电子产品处理资格许可等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

7.5 环境监测与监控

7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实

施环境监理。

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

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各采油井场建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3) 防渗措施是否满足要求。	环评中环保措施落实到位
2	管线敷建设现场	1) 管线选线是否满足环评要求； 2) 管线施工作业是否超越了施工宽度； 3) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 4) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行	

序号	场地	监督内容	监理要求
		为。	

7.5.2 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)相关规定需定期对污染源和环境质量进行监测。《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022)中规定:

①对油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库、海上油气田陆岸终端的企业边界进行非甲烷总烃、硫化氢的监测;

②对重点地区的油气集中处理、天然气处理厂、储油库、载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或者质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件,密封点数量 ≥ 2000 个的,应开展设备与管线组件密封点泄漏检测;

③采油气井场、配气站、集气站(输气站)、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站(回注站)、脱水站等场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测;

④周边 2km 范围内无噪声敏感建筑物的场站,可不开展厂界环境噪声监测”。

本项目运营期监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1次/年	夏子街转油站、井场厂界	NMHC	GB39728-2020	竣工验收后	委托监测或建设单位自行监测
	噪声	4次/年	井场、夏子街转油站、混输泵站厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2类		
环境质量	地下水	1次/半年	利用油区现有地下水水井作为跟踪监测点,在侧向、上游和下游各布设 1 个监测点,共布设 3 个监测点	pH、石油类、COD	GB/T14843-2017III 和 GB3838-2002III 类		
	土壤	1次/年	采油井场各布设 1 个表层样	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

7.5.3 环境设施验收建议

(1) 验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收，根据建设进度分期开展自主竣工环保验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见见表 7.5-3。

表 7.5-3 工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源		污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织挥发性废气	NMHC	井场、计量装置、夏子街转油站	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，对设备进行定期检修和工艺运行管理。	保持设备正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m ³
废水	压裂返排液、酸化返排液、废洗井液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水	COD、石油类	各井场、夏子街转油站	井下作业均带罐作业，井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，处理达《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相关标准后回注地层，不外排。	均由压裂返排液处理系统处理，不外排。	查阅井下作业废液接收记录
噪声	各类机泵	噪声	井场、夏子街转油站、混输泵站	隔声、基础减振，采用低噪声设备。	厂界噪声达标排放。	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类
固体废物	含油污泥	含油污泥	各井场、夏子街转油站	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。		签订处置协议，落实危险废物转移联单
	废机油	废机油				
	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料				
	废过滤吸附材料	废过滤吸附材料				
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、集输管线	严格控制占地范围；井场、道路用砾石铺垫。	井场、道路进行砾石铺垫	
				施工结束后对场地进行清理、平整。	井场沿线平整情况	
				按正式征地文件进行经济补偿	是否按征地文件进行经济补偿	
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复	管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况	
防渗措施	井场、排污池、污泥储存场防渗措施。					
环境管理	环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料。					

8 环境管理与监测计划

8.1 环境社会效益分析

8.1.1 环境效益分析

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

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

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；在初期的3~5年内，植被破坏后不易恢复，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少；施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

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

8.1.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。油田开发是支持当地经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的GDP，提高当地税收有着积极的作用。

8.2 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于工程占地会带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

中国石油新疆油田分公司开发公司拟在夏9井区克下组油藏部署29口采油井，采用水平井+体积压裂开发，新建产能 $10.25 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建12井式计量橇1座，单井采油管线17.5km，集油支线0.35km，注水管线10km；对拟建9#和已建10#计量橇进行扩建，在两个计量橇旁分别新建12井式多通阀橇1座；对夏9混输泵站进行扩建，扩建后油气输送规模可达到 $7200 \text{m}^3/\text{d}$ ；对夏子街转油站进行改造，将其改造为原油处理站，站内新建1套非常规原油处理系统（设计规模 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ）、1套压裂返排液处理系统（设计规模 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ）、1套减排回注系统（设计规模 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ）；配套建设供配电、仪表自动化、防腐等公用工程。本项目总投资16068.05万元，其中环保投资约1535万元，占总投资的9.55%。

9.2 环境质量现状

(1) 环境空气

SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，为环境空气质量达标区；NMHC满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0 \text{mg}/\text{m}^3$ 要求， H_2S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中推荐值要求。

(2) 地下水

地下水各监测因子中石油类满足《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。

(3) 声环境

各监测点位监测结果均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类声功能区标准限值。

(4) 土壤

土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值。

9.3 主要环境影响及环保措施

9.3.1 主要环境影响

(1) 生态环境

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

(2) 大气环境

施工期废气主要为施工扬尘、车辆尾气、施工机械及钻井井场电机、各类施工机械燃料燃烧烟气和柴油储罐无组织逸散的废气等；施工期短暂，产生的废气污染随施工的结束而消失。

运营期废气主要为无组织挥发烃类，井场、站场厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

(3) 水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。管道试压和混凝土养护均采用清水，管道试压废水和混凝土养护废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，试压废水用于项目区洒水抑尘；混凝土养护废

水自然蒸发；钻井期生活污水经防渗收集池暂存后清运至乌尔禾污水处理厂处理。

运营期废水为井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水，均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排。各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对周围水环境产生明显影响。

非正常工况下，本项目集输管线破损泄漏导致油品外泄及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备，加强管线巡检，及时更换老旧设备，确保固井质量合格等措施进行防范。

(4) 噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响。

运营期噪声主要为井下作业及油气处理装置各设备及巡检车辆等，源强60~100dB(A)，根据预测，各井场、站场边界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾、水基钻井岩屑、生活垃圾、废防渗材料等。水基钻井岩屑经储罐暂存后委托岩屑处置单位合理处理，生活垃圾委托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，施工结束后清理场地时产生的沾油废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

运营期固体废物主要为含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置，固体废物均可得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，废水和固体废

物及时清运、合理处置，可避免污染物进入土壤环境造成污染。

运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

(7) 环境风险

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

综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.3.2 环境保护措施

(1) 生态环境

合理规划井场内各设备布置，合理控制井场占地面积；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工结束后，对井场进行地面硬化处理；集输管线选线过程中，尽量避开植被密集的区域；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。

(2) 大气环境

定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，道管线分段施工，

缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀。

（3）水环境

管道试压废水污染物主要为悬浮物，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

（4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

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

（5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期固体废物主要为含油污泥、废润滑油和废防渗材料集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

施工期产生的水基钻井岩屑经储罐暂存后委托岩屑处置单位合理处理，生活垃圾委托乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，施工结束后清理场地时产生的沾油废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。运营期产生的含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料等危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置，固体废物均可得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的废水和固废不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水均由新建的压裂返排液处理系统进行处理，处理达标后回注地层，不外排。含油污泥、废机油、沾油废防渗材料、废过滤吸附材料等危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

(7) 环境风险

井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各5m范围内修筑工程；纳入中国石油新疆油田分公司风城油田作业区突发环境应急预案。

9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.5 环境管理与监测计划结论

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

9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。

9.7 总结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1次张贴公告、2次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。