

彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程

环境影响报告书

(公示版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司（准东采油厂）

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：二〇二四年四月

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景.....	1
1.2 建设项目主要特点.....	2
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.....	4
2 总则	5
2.1 编制依据.....	5
2.2 评价目的与原则.....	9
2.3 评价时段.....	10
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定.....	10
2.5 环境功能区划与评价标准.....	12
2.6 评价等级与评价范围.....	16
2.7 环境保护目标.....	22
2.8 评价内容和评价重点.....	22
2.9 相关规划及政策符合性分析.....	23
3 建设项目工程分析	46
3.1 现有工程概况及环境影响回顾.....	46
3.2 改扩建项目工程概况.....	58
3.3 污染源源强核算.....	78
3.4 总量控制指标.....	91
3.5 清洁生产分析.....	91
4 环境质量现状调查与评价	97
4.1 自然环境现状调查与评价.....	97

4.2	环境保护目标调查.....	99
4.3	环境质量现状调查与评价.....	100
5	环境影响预测与评价.....	120
5.1	施工期环境影响预测与评价.....	120
5.2	运营期环境影响预测与评价.....	126
5.3	退役期影响分析.....	137
5.4	环境风险分析.....	137
6	环境保护措施及其可行性论证.....	144
6.1	施工期环境保护措施及其可行性论证.....	144
6.2	运营期环境保护措施.....	149
6.3	温室气体管控措施.....	157
6.4	环境风险事故防范措施.....	157
6.5	退役期环境保护措施.....	162
6.6	环境保护措施可行性分析.....	164
6.7	环保投资分析.....	164
7	环境管理与监测计划.....	166
7.1	环境管理机构.....	166
7.2	生产区环境管理.....	166
7.3	污染物排放的管理要求.....	169
7.4	企业环境信息公开.....	169
7.5	环境监测与监控.....	171
8	环境影响经济损益分析.....	175
8.1	环境社会效益分析.....	175
8.2	环境经济损益分析结论.....	176
9	环境影响评价结论.....	177

9.1 建设项目概况.....	177
9.2 环境质量现状.....	177
9.3 主要环境影响及环保措施.....	178
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.....	184

1 概述

1.1 项目背景

彩南油田作业区由中国石油新疆油田分公司准东采油厂管辖，由彩 9、彩 10、彩参 2、彩 8、彩 31、彩 43、彩 508、彩 133、彩 135、彩 017 井 10 个区块组成，合计探明石油地质储量 $5572 \times 10^4 \text{t}$ 。其中彩 31 井区为西山窑组油气藏、彩 017 井区为石树沟群岩性油藏。

彩 31 井区行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，位于地震烈度中央坳陷白家海凸起东道海子断裂带，白家海凸起钻探工作始于上世纪 90 年代初，2020 年以前白家海凸起尚无煤层的专探井，为探索该区非常规煤岩气藏，中国石油新疆油田分公司陆续在白家海凸起部署了彩 504、彩 512、彩 514 井，并在煤层段进行试气，试气结果表明白家海地区煤岩储层具有良好的勘探潜力；为探索非排水降压的煤岩储层天然气新领域，中国石油新疆油田分公司部署了彩探 1H 井并进行了试气，根据试气结果进一步证实了煤岩储层具备形成高效天然气藏的条件；2023 年部署的彩 61H、彩煤-2-003H、彩煤-2-004H 井进一步落实了白家海凸起西山窑组煤岩储层天然气资源规模。经计算彩 31 井区侏罗系西山窑组煤岩气含气面积 8.87km^2 ，地质储量 $14.24 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

为开发白家海凸起的煤岩气资源，中国石油新疆油田分公司准东采油厂拟将彩探 1H、白家 9、彩煤-2-003H、彩煤-2-004H 井转产，并新部署 4 口煤岩气井，合计钻井进尺为 15168m ，新建产能为 $24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($0.79 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)。彩 31 井区煤岩气增产后现有彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的现有生产设施不能满足增产后的需求，中国石油新疆油田分公司准东采油厂拟对彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站进行改造，在彩 31 天然气处理站新建 1 座低温分离器、2 座过滤分离器、1 座乙二醇再生装置，在彩 31 集气站内新建注醇泵橇 1 座、更换 4 台注醇泵。配套建设供配电、仪表自动化、通信、消防、供暖、给排水等公用工程。

1.2 建设项目主要特点

(1) 项目属于煤岩气开采，采出物中不含凝析油和硫化氢，煤岩气采用密闭集输工艺，采用辐射状管网集气，单井煤岩气直接进彩 31 集气站，经已建计量分离器轮井计量后，通过已建集气干线管输至彩 31 天然气处理站处理。

(2) 考虑井口温度的不确定性和存在后期气量降低集输温降增大的风险，井口考虑应急注醇防冻措施，注醇管道与采气管道同沟敷设，实时监测井口温度和气量变化，根据需要进行注醇防冻。

(3) 煤岩气集输依托已建的集气干线，处理依托彩 31 天然气处理站处理，井口注醇依托彩 31 集气站，因注醇能力不满足需求，在彩 31 集气站内新建 1 座注醇橇；彩 31 天然气处理站处理能力不能满足处理需求，本次对彩 31 天然气处理站低温分离器、过滤分离器改造。

1.3 环境影响评价的工作过程

彩 31 井区未进行过煤岩气项目的产能建设，属于新区块开发，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发、年生产能力 1 亿立方米及以上的煤层气开采、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准东采油厂于 2024 年 2 月委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司承担本项目的环评工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，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《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程环境影响报告书》。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的污染防治措施、环境保护措施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、固体废物以及工程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、废滤料、废润滑油和废活性炭等环境影响及事故状态对环境的影响分析。

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》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

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造均位于站内，即选址合理；采气井场、单井采气管线、注醇管线、道路和输电线路选址选线过程中尽量避开植被茂密区域，评价范围内野生动物较少，对周围生态环境影响较小；管线力求线路顺直，缩短线路长度，减少管线占地；无组织废气和噪声均可实现达标排放，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）》《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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“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》《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求。

1.6 环境影响评价的主要结论

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或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；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》（2022 年修正），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》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）》，2012 年 07 月 01 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《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；
- (2) 《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；
- (3) 《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；
- (4) 《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；
- (5) 《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；
- (6) 《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

委员会令第 7 号，2024 年 02 月 01 日；

(7)《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；

(8)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 01 日；

(9)《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；

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

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

(12)《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；

(13)《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 03 月 01 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》（原环境保护部公告 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)《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），2021 年 11 月 30 日；

(18)《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2021 年 12 月 31 日；

(19)《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号），2021 年 12 月 21 日；

(20)《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 03 日；

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

- (22)《甲烷排放控制行动方案》(环气候〔2023〕67号),2023年11月07日;
- (23)《煤层气产业政策》,2013年03月;
- (24)《关于进一步加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的意见》国办发〔2013〕93号,2013年09月22日。

2.1.3 地方有关环保法规

- (1)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(修订),2018年9月21日;
- (2)《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》,2019年01月01日;
- (3)《新疆生态环境保护“十四五”规划》,2021年12月24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)《新疆生态功能区划》,2005年07月14日;
- (6)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》,2002年12月。
- (7)《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;
- (8)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,2018年08月;
- (9)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》,2021年2月22日;
- (10)《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;
- (11)《新疆国家重点保护野生动物名录》,(新林护字〔2022〕8号),2021年07月28日;
- (12)《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》(2021年11月);
- (13)《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030年)》,2021年07月;
- (14)《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);
- (15)《新疆油田公司“十四五”发展规划》,2022年08月;

- (16) 《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022 年 08 月；
- (17) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，2022 年 08 月；
- (18) 《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；
- (19) 《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；
- (20) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（新政发〔2022〕75 号），2022 年 09 月 18 日；
- (21) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日。

2.1.4 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) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），2022 年 10 月 01 日；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 06 月 01 日；

(12)《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;

(13)《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;

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

(15)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022), 2022年07月01日。

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

(17)《非常规油气开采污染控制技术规范》(SY/T7482-2020), 2021年02月01日。

2.1.5 相关文件和技术资料

(1)《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程》, 2024年1月;

(2)《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程环评委托书》, 2024年2月;

(3)《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程质量现状检验检测报告》, 2024年3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：施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、井场柴油储罐无组织废气、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水、噪声、钻井岩屑、废润滑油、建筑垃圾、生活垃圾及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液及废洗井液）乙二醇再生装置废水、废滤料、废润滑油和废活性炭等，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、柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、井场柴油储罐无组织废气、施工机械及车辆尾气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水	0	0	0	0	0	0
	固废	钻井岩屑、废润滑油、建筑垃圾和生活垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、不凝气	++	0	0	0	+	+
	废水	井下作业废液、乙二醇再生装置废水	0	++	0	+	+	+
	固废	废滤料、废润滑油和废活性炭	0	+	0	++	+	+
	噪声	站内各类机泵及井下作业过程中的机泵	0	0	+	0	0	0
	风险事故	管线泄漏	+	+	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，结合本区环境质量状况，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	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、TO ₄ ²⁻ 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、菌落总数、钠、钡、硫化物
	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、温室气体(CO ₂ 和甲烷)

环境要素	类别	评价因子
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃、pH、土壤盐分含量
	影响评价	石油烃、土壤盐分含量
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	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性、植被覆盖度
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的事故进行分析

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 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	《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	占地属于第二类建设项 目用地
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 ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区	

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，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源	
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 及修改单 (二级)	
		24 小时平均	150			
		1 小时平均	500			
2	NO ₂	年平均	40			
		24 小时平均	80			
		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			
		1 小时平均	200			
6	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》 详解	
		1 小时平均	10			
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³		
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	六价铬	≤ 0.05
2	总硬度	≤ 450	14	砷	≤ 0.01
3	溶解性总固体	≤ 1000	15	镉	≤ 0.005
4	耗氧量	≤ 3.0	16	石油类	≤ 0.05
5	氨氮	≤ 0.50	17	铁	≤ 0.3
6	硝酸盐	≤ 20.0	18	锰	≤ 1.5
7	亚硝酸盐	≤ 1.00	19	铅	≤ 0.01
8	氯化物	≤ 250	20	汞	≤ 0.001
9	硫酸盐	≤ 250	21	总大肠菌群	≤ 3.0
10	氟化物	≤ 1.0	22	菌落总数	≤ 100

11	氰化物	≤0.05	23	钠	≤200
12	挥发酚	≤0.002	24	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，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，标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准一览表

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）					
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）					

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)
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			

(2) 污染物排放标准

① 废气

采气井场的煤层气执行《煤层气 (煤矿瓦斯) 排放标准 (暂行)》(GB21522-2008) 表 1 规定的排放限值——煤层气禁止排放; 井场厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 限值要求 (无组织排放监控浓度限值周界外浓度最高点不超过 4.0mg/m³); 彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站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 (厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³)。

② 噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 相关标准; 运营期各站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类限值, 具体见表 2.5-6。

表 2.5-6 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
各站场边界	60	50	GB12348-2008 2 类

(3) 污染物控制标准

危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《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) 中的相关要求。

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 5.2.1 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	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)
彩 31 天然气处理站	NMHC	105.0900	5.25	85
彩 31 集气站	NMHC	78.8	3.94	40
井场	NMHC	6.78	0.34	29

由表 2.6-1 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为 5.25%，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，井下作业废液送至彩南集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层；根据《环境影响评价技术导则 陆地石油

天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

（3）地下水评价等级

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

表 2.6-3 地下水环境敏感程度分级表

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

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定本项目为 II 类建设项目，根据表 2.6-4 判定本项目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)的有关要求可判定本项目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 0.2km 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

项目所在区域为盐化地区,根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中规定,项目应按照土壤污染影响型和生态影响型,按相应等级分别开展评价工作。

①土壤污染影响型

土壤污染影响型项目根据评价类别、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	-	-

※占地规模

永久占地面积约 1.024hm²，占地规模为小型。

※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

项目评价范围内无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，环境敏感程度为不敏感。

本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造为 II 类建设项目，单井采气管线属于 IV 类项目，根据表 2.6-7 可知，井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站土壤污染影响型评价等级为三级，单井采气管线可不开展土壤环境影响评价。

②生态影响型

土壤生态影响型项目根据建设项目类别、生态影响型敏感程度分级结果划分评价工作等级，生态影响型敏感程度分级见表 2.6-8，评价工作等级划分表见表 2.6-9。

表 2.6-8 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
------	------

度	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

^a是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

表 2.6-9 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	项目类别		
	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	/

项目区土壤盐分含量 $> 4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地天然气开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造为 II 类建设项目，单井采气管线属于 IV 类项目，根据表 2.6-9 可知，井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站土壤污染影响型评价等级为二级，单井采气管线可不开展土壤环境影响评价。

（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 2.6-10 进行划分。

表 2.6-10 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。

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期乙二醇不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 B 中列出的危险物质，其急性毒性 LD_{50} 为 $8.0 \sim 15.3\text{g/kg}$ （小鼠经口）、 $5.9 \sim 13.4\text{g/kg}$ （大鼠经口），属于《化学品分类和标签规范 第 18 部分：急性毒性》（GB30000.18-2013）中的类别 5，乙二醇的急性毒性危害相对较低，《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 B 中仅给出了急性

毒性类别 1、类别 2 和类别 3 的临界量，故乙二醇可不作为危险物质。运营期涉及的风险物质为煤岩气、天然气和凝析油（彩 31 天然气处理站内新增的低温分离器和过滤分离器中含有的天然气携带的凝析油）。施工期风险单元为施工井场，运营期风险单元为单井采气管线、彩 31 天然气处理站，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长单井采气管线来计算单井采气管线危险物质最大存在量，则危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.6-11。

表 2.6-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元		规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值	
施工期	钻井井场	柴油储罐	20t	柴油	20	2500	0.008
运营期	管线	单井采气管线	3.5km DN50 6MPa	煤岩气	0.26	10	0.026
	彩 31 天然气处理站	低温分离器	直径 1m、长度 4m、操作压力 4.0MPa	煤岩气	0.094	10	0.009
				凝析油	2.6	2500	0.001
		过滤分离器	直径 1.4m、长度 4.8m、操作压力 4.0MPa	煤岩气	0.22	10	0.022
				凝析油	6	2500	0.002
合计	/	/	/	/	/	0.034	

根据上表计算结果可知，Q 值最大为 0.034，小于 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，根据表 2.6-10 判定本次风险评价仅进行简单分析。

2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-12 和图 2.6-1、图 2.6-2、图 2.6-3。

表 2.6-12 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以采气井场、彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线。
地下水	以地下水流向为长轴，彩 31 天然气处理站、彩 31 集气站和井场中心上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 0.5km
声环境	项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。

环境要素		范围
土壤 环境	污染影响型	项目占地范围内及厂界向外延伸 50m。
	生态影响型	项目占地范围内及厂界向外延伸 2km。
生态环境		彩 31 集气站、彩 31 天然气处理站和井场厂界周围 50m 范围内，单井采气管线两侧外延 300m。
环境风险		不设评价范围

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。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	评价范围内的野生动植物	项目区及评价范围内	保护野生动植物生境不被破坏

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，具体见表 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、公辅工程、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、生态环境保护措施和环境风险防范措施进行论证。
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述。
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出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、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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产”。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地天然气开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

《昌吉回族自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲

要》指出，依托吉木萨尔县水溪沟、呼图壁县、阜康市煤层气资源，强化勘查、开采、储运、利用 4 个环节，推动煤层气勘探与开发、瓦斯发电、煤层气压缩 CNG、煤层气液化 LNG 等形成上下游完整的产业链，增加清洁能源供应，优化洁净能源供给结构，缓解区域天然气供需矛盾。

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，位于古尔班通古特沙漠腹地，本项目属于煤层气开发项目，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

项目所在地阜康市位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》国家级重点开发区——天山北坡地区，其功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。项目属于陆地石油开采业，其建设符合规划要求。

(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	运营期危险废物为废滤料、废润滑油和废活性炭，固体废物分类收集，废滤料、废润滑油和废活性炭交由有相应资质的单位处置。	符合

	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		
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。	准东采油厂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	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	准东采油厂已积极开展了第三轮清洁生产审核工作，审核过程中已工艺改进、节能降耗和提质增效作为目标进行了清洁生产方案的制订，且第三轮清洁生产审核已通过竣工验收，目前正在开展第四轮清洁生产审核	符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	准东采油厂彩南作业区已编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作	符合

(4) 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析
 项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求，具体分析见表 2.9-2。

表 2.9-2 项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业。	本项目为陆地天然气开采项目，产品主要为煤岩气	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域 VOCs 整治，加强 VOCs 源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的 VOCs 物质控制，开展企业深度治理和精细化管控。	煤岩气集输、处理均采用密闭工艺，定期对站场设备、阀门、法兰等检查、维修。	符合
3	健全政府、企业和跨区域流域等突发环境事件应急预案体系，加强应急演练。	准东采油厂编制了《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》，并在昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局进行了备案，备案号 652302-2022-040-L。	符合

(5) 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，该开发区指出：“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设”。项目实施后能更好的给区域天然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》要求对施工期和运营期的废气、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。

（6）与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》取得新疆维吾尔自治区自然资源厅批复，审批文号（新自然资函〔2022〕467号）（见附件），该规划明确指出：鼓励勘查开采的矿种：石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。昌吉州煤层气资源十分丰富，主要集中于富康矿区、呼图壁白杨河矿区、吉木萨尔县水溪沟矿区等。经评审备案的煤层气地质储量为：阜康市 $93.34 \times 10^8 \text{m}^3$ ，吉木萨尔县水溪沟 $9.7 \times 10^8 \text{m}^3$ ，合计 $10.3.04 \times 10^8 \text{m}^3$ ，规划年生产规模 $2.2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，完全可满足长期开发需求。

本项目属于煤层气开发项目，项目实施后新建煤岩气产能规模为 $24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($0.79 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)，可以有效构建清洁低碳、安全高效的能源体系，项目的开发建设符合该矿产资源总体规划。

（7）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》天然气开发方案：随着呼探 1、天湾 1、石西 16 等井突破，盆地展现出“满盆油、半盆气”格局，盆地南部四气领域认识逐

步明朗，资源潜力大，目标类型多，分布广，是增储上产主要领域，其中煤层气地质储量已探明 $140 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可建产能 $2.7 \times 10^8 \text{m}^3$ 。本项目为煤岩气开发项目，新建产能为 $0.79 \times 10^8 \text{m}^3$ ，符合规划要求。

②与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 1 日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252 号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见中的相关要求，具体见表 2.9-3。

表 2.9-3 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。)工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运。	运营期危险废物为废滤料、废润滑油和废活性炭，固体废物分类收集，废滤料、废润滑油和废活性炭交由有相应资质的单位处置。	符合
2	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；煤岩气集输及处理采用密闭工艺，定期对站场设备、阀门、法兰等检查维修	符合
3	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。	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	符合
4	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带	对永久占地合理布局，合理规划临时占地和永久占地，严格控制临时占地面积；输管线选线过程中，尽量避开植被密集的区域；管线敷设时，严格控制施工作业带	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理。	宽度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；管线、道路及电杆底部设置草方格；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。	

2.9.2 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 2.9-4。

表 2.9-4 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%	本项目为煤岩气开采项目，采出物中无凝析油	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	井下作业废液和乙二醇再生装置废水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层。	符合
3	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目为煤岩气开采项目煤岩气管输至彩 31 天然气处理站处理，井场事故状态下煤岩气经放喷池燃烧放空。	符合
4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废液和乙二醇再生装置废水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层。	符合
5	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《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	运营期危险废物为废滤料、废润滑油和废活性炭，固体废物分类收集，废滤料、废润滑油和废活性炭交由有相应资质的单位处置。	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
6	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系; 2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理; 3) 在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水; 4) 建立环境保护人员培训制度; 5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	运营后建设单位应将本项目纳入准东采油厂已有的 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 2.9-5。

表 2.9-5 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、环境友好型开发方式; 因矿制宜选择开采工艺和装备, 符合清洁生产要求; 应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则, 及时治理恢复矿区地质环境, 复垦矿区压占和损毁土地; 应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件, 科学合理确定开发方案, 选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺, 推广使用成熟、先进的技术装备, 严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备; 集约节约利用土地资源, 土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	建设符合相关规划, 符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求; 钻井、井下作业及采气符合清洁生产要求, 煤岩气集输处理采用密闭集输工艺; 严格控制管线、道路和输电线路施工作业带宽度; 按照规定对占地进行补偿, 施工结束后临时占地要及时恢复, 退役期要及时释放永久占地。	符合
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	本项目采用水基非磺化钻井液, 为环境友好型钻井液, 钻井及井下作业采取了井控措施, 钻井液循环利用	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	运营期利用油区已有地下水源井落实地下水监测计划。	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏, 防止对矿区生态环境造成污染和破坏;	准东采油厂具备完善的应急管理体系, 可依托其应急预案及应急	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	物资。	
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	井下作业废液和乙二醇再生装置废水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理；废滤料、废润滑油委托有相应处理资质的单位处置。本项目为煤岩气开采项目，采出物中无凝析油。	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 2.9-6。

表 2.9-6 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。	彩 31 井区未对煤岩气进行过产能建设，属于新区块，本次以彩 31 区块为单位开展环评，并对彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站进行改造，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

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
3	<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外</p>	<p>井下作业废液和乙二醇再生装置废水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求后，回注地层；本次采用水基非磺化钻井液，钻井液的主要成分主要为坂土、CMC、Na₂CO₃、NaOH、KCl、PMHA-2、SP-8、HY-2、阳离子乳化沥青、复配铵盐、超细碳酸钙、重晶石等。</p>	符合
4	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置</p>	<p>废滤料、废润滑油和废活性炭委托有相应处理资质的单位处置，固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。</p>	符合
5	<p>陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求</p>	<p>本项目为煤岩气开采项目，采出物中不含硫化氢和凝析油，煤岩气输送及处理采用密闭工艺，本次不使用加热炉、锅炉和压缩机等燃气设施，采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界无组织非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）限值要求。</p>	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
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，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。	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	准东采油厂具备完善的应急管理体系，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 2.9-7。

表 2.9-7 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	项目周围无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地等生态敏感区。	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、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局的监督与管理，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	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	施工结束后，应对施工场地进行清理平整，项目区干旱少雨，未设置挡水墙、雨水出口及防洪渠道。废滤料和废润滑油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者	定期对管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内	符合

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	的设备、阀门等进行检查、检修。	
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	本项目为煤岩气开采，采气井场固井质量好，采出物不含凝析油，不会对地下水体产生不利影响；煤烟气采用管线密闭集输，钻井液采用罐车拉运至井场，定期对钻井液储罐进行检查维修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的设备、阀门等进行检查、检修。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 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	废滤料和废润滑油交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目为煤岩气开采项目，采出的煤岩气通过单井采气管线管输至彩 31 天然气处理站处理。	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	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。采气井场采用砾石铺垫或地面硬化，道路为砂石路面；退役期采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的砾石铺垫或地面硬化设施被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》，该应急预案已在昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局进行了备案，备案号 652302-2022-040-L。	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 2.9-8。

表 2.9-8 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施工区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

(6) 与《非常规油气开采污染控制技术规范》符合性分析

项目建设符合《非常规油气开采污染控制技术规范》中的相关要求，具体分析见表 2.9-9。

表 2.9-9 项目与《非常规油气开采污染控制技术规范》符合性分析

序号	政策规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	非常规油气开采过程中应执行建设项目环保“三同时”制度，落实环境影响评价文件及批复提出的环保措施和要求。项目完工后，应按照 HJ612 的规定，及时做好竣工环境保护验收。	本项目属于煤岩气开采，正在进行环境影响评价，本次要求建设单位严格落实“三同时”制度、落实环评文件及批复中提出的环保措施和要求，并提出了完工后进行竣工环境保护验收工作。	符合
2	井场、站场、管线选址应避开生态保护红线规定的禁止开发区域、需要特殊保护区域及饮用水水源保护区等环境敏感点。确需在生态保护红线的非禁止开发区及饮用水水源保护区准保护区开发建设的，在环境影响评价文件中应对其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证，并采取有效的保护措施，降低工程对环境敏感点的不利影响。	项目位于古尔班通古特沙漠腹地，周围无生态保护红线规定的禁止开发区域、需要特殊保护区域及饮用水水源保护区等环境敏感点。	符合
3	非常规油气田建设应优化布局和工艺，减少占地、水资源消耗和油气损失，实现油气和废物集中收集、处理处置。开采过程中应使用清洁的能源和原料，采用先进的工艺技术与设备，从源头削减污染，	项目建设过程中优化平面布置和集输工艺，尽量减少工程占地，煤岩气密闭集输至彩 31 天然气处理站进行处理，项目产生的废水、固体废物均得到妥善处置，对周围环境的影响在可接受范围内。	符合

序号	政策规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	实现废弃物的减量化、资源化和无害化处理，减轻或者消除废弃物对环境的影响。		
4	非常规油气开采作业过程中产生的钻井废水、采出水应优先循环利用。在不影响钻井液、压裂液性能指标的情况下，钻井液和压裂液的配置应优先使用回用水。无法回用的钻井废水和采出水经处理达到 SY/T5329、SY/T6596 的要求后，宜采用注入方式处置；如无适宜注入条件，应自行处理或拉运至满足环保要求的污水处理厂处理达标后，在合法的排放口排放。钻井废水、采出水的存储、处理、运输过程应做好防漏措施。建设单位应建立废水注人和拉运的记录台账、拉运交接台账、转运联单等过程记录应准确齐全。	钻井过程中无钻井废水产生，彩 31 天然气处理站分离出的采出水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理后回注地层，不外排；钻井液由施工单位配制好拉运至井场，不在井场内配制。	符合
5	非常规油气开采作业过程中产生的一般工业固体废物的现场管理应符合 GB18599 的要求，含油废物的现场管理应符合 GB18597 及 HJ2025 的要求，分类收集存储，明确标识。除水基钻井岩屑和废弃水基钻井液外的一般工业固体废物，应送至当地生态保护部门批准的一般固废填埋场处理和处置。含油废物、废油应优先场内循环利用，无法回用的部分委托具有处理资质的单位到现场清运处理，临时贮存时间不应超过 12 个月。建设单位应建立固体废物管理制度，工业固体废物按规定向地方环境保护部门申报。固体废物拉运交接台账、转移联单等记录应齐全准确，对转移过程进行监控，转移出省、自治区和直辖市的应按要求向转出地环保行政主管部门提出申请，未得到申请许可不应转移。	钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。钻井岩屑贮存符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）相关要求；废润滑油和废防渗材料属于《国家危险废物名录》，不在井场内贮存，直接交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置，危险废物不涉及跨省、自治区和直辖市转移；生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至五彩湾工业园垃圾填埋场填埋处置，禁止随意抛洒。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。	符合
6	非常规油气开采作业过程中应减少甲烷、VOCs 等有机气体的无组织排放。试油、试气放喷释放的油气宜优先经分离处理后进入生产流程或采取回收	本项目不涉及试油、试气，事故状态下，井口采出物引至放喷池燃烧放空，运营期，定期对井场的阀门、法兰、连接件等设备设施和管	符合

序号	政策规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	利用措施;不具备进入生产流程和回收利用条件时,放喷作业释放的油气应采取火炬燃烧等控制措施有效减少逸散;运行期中,应定期对井场地面生产设备、设施和管线进行维护保养,并对动静密封点进行泄漏检测。	线进行维护保养,并对动静密封点进行泄漏检测。	
7	非常规油气开采作业过程中所使用的发电机应采用清洁燃油,柴油发电机的尾气排放应满足 GB20891 的排放要求	钻井过程中发电机采用符合国家标准油品,柴油发电机尾气可以满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、第四阶段)(GB20891-2014)及其修改单要求。	符合
8	施工和生产期因场地清理、土方挖掘、材料运输等工序产生的扬尘应采取裸露地覆盖、物料覆盖、洒水降尘、地面硬化等防扬尘措施;大风天气情况时,禁止进行土方工程施工,并做好苫盖工作。	报告中提出粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布,逸散性材料运输采用苫布遮盖。严禁在大风天气进行土方作业井场采用砾石铺垫等地面硬化措施。	符合
9	非常规油气开采作业过程中产生的生活污水应进行收集和处理,无法回用的生活污水按当地政府要求处理排放;生活垃圾应由作业单位送至当地垃圾处理场,或委托地方环卫机构清运处理。	施工期生活污水最终送至彩南油田作业区公寓生活污水处理系统处理,生活垃圾由协议单位清运至五彩湾工业园垃圾填埋场填埋处置。	符合
10	非常规油气开采建设项目应根据 HJ169 的要求开展环境风险评价,已建成投产或处于试生产阶段可能发生突发环境事件的生产装置应按照 HJ941 的要求开展突发环境事件风险评估,并根据评估结果建立环境风险防范体系,制订突发环境事件应急预案和防控措施。	本报告根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的相关要求开展环境风险评价,项目实施后,应纳入《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》,并对其进行修订,该应急预案已在昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局进行了备案,备案号 652302-2022-040-L。	符合
11	非常规油气开采应采取措施减少占地面积,减轻开发作业对地表生态环境的扰动,宜优先考虑采取丛式井、多分支井等定向钻井方式。	单井采气管线和注醇管线尽量趋直,减少工程占地,彩煤-2-005H 和彩煤-2-006H 井位平台井,可减少工程占地。	符合
12	非常规油气开采施工过程中,应做好施工作业区域表层土壤的保护措施。表层土壤应单独存放,施工工程完成后宜按序回填覆盖,并及时开展土地整理及复垦工作或进行植被恢复,恢复场地排水系统。	报告中提出管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填,特别是表层土壤分层堆放;施工结束后植被恢复主要靠自然恢复。	符合

序号	政策规定	拟采取的相关措施	符合性分析
13	在非常规油气开发施工作业区域外，不应有其他破坏影响周边植被、物种的施工活动。	报告中提出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。	符合
14	井场的布置应符合 SY/T5466 的规定。	钻井井场设置符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中的要求。	符合
15	钻前工程设计应根据当地气候条件进行雨污分流系统设计，集污区应采取防渗措施，排污沟的横截面积应根据当地雨季最大排量设计。年降雨量大于 500mm 的地区应在循环罐区、主要设备区、材料房等区域设置雨棚，雨棚边缘应超出下方围堰不小于 0.5m，雨棚的导流槽设计应将雨水导入场外自然水系。井场废油暂存区、钻井液材料临时储存区应设置雨棚或其他防雨措施。	项目位于古尔班通古特沙漠腹地，干旱少雨，不需设置雨棚或其他防雨措施。	符合
16	井场防渗区域应实现分级管控，分为重点防渗区域和一般防渗区域。钻机基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、放喷池、废油暂存区、集液池、储存池、柴油罐区、油基岩屑收集贮存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区；除重点防渗区域外的井场作业区为一般防渗区。	钻井井场采取分区防渗措施，分为重点防渗区和一般防渗区，其中钻机基础区域、钻井液循环系统、应急放喷池、柴油罐区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区；一般防渗区为岩屑罐区、生活污水收集防渗池等重点防渗区域外的井场作业区为一般防渗区。	符合
17	重点防渗区地面按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10} cm/s，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10} cm/s、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施，膜类材料重叠区域应采取热熔或熔焊技术，重叠压覆距离不小于 150mm，确保叠合良好；应修筑高于井场平面 20cm 的围堰与其他区域隔离，区域内场地平整，满足防腐蚀、防流失、防扬撒的要求；含油废物暂存区应满足防渗、防风、防雨、防晒的要求，周围醒目处应设置危险废物贮存标识标牌；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施，设计堵	重点防渗区底部铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10} cm/s。	符合

序号	政策规定	拟采取的相关措施	符合性分析	
	截泄漏的围堰。			
18	一般防渗区应按 GB18599 的要求，地面采取相当于 1.5m 厚黏土层，渗透系数不大于 10^{-7} cm/s 的防渗措施。	一般防渗区底部铺设防渗系数不大于 10^{-7} cm/s 的高密度聚乙烯膜	符合	
19	井场污水(废液)池、岩屑池、水基钻井液池(罐)等设施应具备防雨、防渗功能，池(罐)内壁采取渗透系数不大于 10^{-7} cm/s 的防渗措施，防渗设计宜参照 GB18599 的要求；用于储存含油废水、油基钻井液、采出水的排污池需具备防雨、防渗、防腐功能，有 VOCs 气体逸散的要满足 GB37822 相关要求，池底和池壁铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，渗透系数不大于 10^{-10} cm/s 或采取铺设至少 2mm 厚、渗透系数不大于 10^{-10} cm/s 的其他人工材料的防渗措施。	水基钻井液采用罐装，水基钻井岩屑临时贮存在岩屑方罐内，顶部采用篷布苫盖，底部底部铺设防渗系数不大于 10^{-7} cm/s 的高密度聚乙烯膜；无组织非甲烷总烃的管控要求满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求。	符合	
20	井场污水池、岩屑池、钻井液池(罐)、废液处理池等构筑物(设施)的有效容积应根据生产工艺、降水量及未预见污水量确定容积系数，容积系数应不小于 1.2。	水基钻井液根据需要直接拉运至井场使用，水基钻井岩屑定期清运，生活污水收集防渗池两个月清运一次，容积均可满足要求。	符合	
21	井场钻杆架、管排架等重点防渗区应增加铺设 2mm 高密度聚乙烯土工膜，所选土工膜符合 GB/T17643 的要求，或采取可达到相同效果的防渗措施，防止油污洒落地面。	井场钻杆架、管排架等重点防渗区底部铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10} cm/s，聚乙烯膜质量符合《土工合成材料 聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）中的相关要求。	符合	
22	钻井作业	根据钻井各段遇到的地质条件、分层漏失情况及含水层分布，表层钻井宜采取气体钻井、清水钻井等技术，表层以下钻井宜采用环境友好型的钻井液体系。根据不同地质和工程情况，及时采取随钻堵漏、桥塞堵漏等防漏措施，降低钻井液漏失量，避免钻井液进入地层。	本次采用环境友好型钻井液——水基非磺化钻井液，钻井过程中采取相应措施防止钻井液漏失。	符合
23	固井质量应符合 SY/T6592 的要求，技术套管固井水泥应返高至地面，以防止钻井及开采活动连通浅层水及其他地层。井口与河流、沟谷水平距离小于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 300m；井口与河流、沟谷水平距离大于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟	新钻井及转产井固井质量均符合《固井质量评价方法》（SY/T6592-2016）中的相关要求，技术套管固井水泥返高至地面；项目区周围无河流、沟谷等	符合	

序号	政策规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	谷底部不少于 100m。		
24	钻井现场应实施钻井液无害化收集处理，建立钻井液收集、处理和回收循环系统；采用油基钻井液体系的应遵循“不落地”原则。	本次采用环境友好型钻井液——水基非磺化钻井液，不使用油基钻井液体系	符合
25	水基钻井液应优先回收再利用。无法回用的废弃钻井液应分离固相，分离固相的回收、储存、运输、处置过程应符合 GB18599 的要求。分离后固相宜采用资源化处理技术，用于铺路基土、免烧砖、烧结砖、免烧砌块及水泥辅料等，产品浸出液控制指标应满足 GB8978 中相关要求。	钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。	符合
26	油基钻井岩屑宜采用物理固液分离技术，按照 HJ607 的要求，对分离出的液相予以回用。分离出的固相和无法回用的液相宜采用萃取、热脱附等方式深度处理，回收的废矿物油应满足配制油基钻井液的技术要求。经深度处理后的岩屑宜采用水泥窑炉等协同处置资源化处理技术，达到 SY/T7301、GB30760 中要求的，可用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料或免烧砖、烧结砖、混凝土掺和料资源化利用。油基钻井废物的转运、装卸过程中应避免洒落，产生的含油废物应妥善收集，并按规定处理处置。	本次采用水基钻井液，不使用油基钻井液，无油基钻井岩屑产生。	符合
27	压裂用水及配液应遵照节约用水的原则，在满足当地取水需求的前提下，先期制订优化供水方案，获得当地监管部门的取水许可。	压裂液由施工单位直接拉运至井场，不在井场内配制	符合
28	压裂配液应优先使用回用水，回用水储存应采用经过防渗处理的蓄水池或专用储罐。压裂作业单位应对压裂配液的用水量进行计量。		
29	压裂作业宜昼间作业，并按 GB12523 的要求，采取措施降低噪声对周边环境敏感点的影响。		符合
30	如非常规油气开采企业使用的压裂液的化学品成分中含有列入《危险化学品名录》的物质，在不涉及商业秘密的前提下，应通过环境影响评价文件等指定渠道向社会公开。		符合

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
31	地面集输工程建设	非常规油气开发场站及集输工程建设应按照 GB50350、GB50349 和 NB/T14006、SY/T7343、SY/T6420、NB/T10029 中对非常规油气集输工艺的要求，采用密闭流程。	煤岩气井场、单井采气管线设计符合《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）《气田集输设计规范》（GB50349-2015）《煤层气集输设计规范》（NB/T10029-2016）中的相关要求	符合
32		放线过程中使用的材料应禁止随意丢弃、抛洒，场地清理应限制在作业带范围内。	施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。	符合
33		土石方作业时应落实水土保持措施，作业带穿过沟渠、河流时应安放涵管导流或采取其他方式保证排水通畅。	报告中提出了相应的水土保持措施，新建道路路基两侧、单井采气管线和注醇管线护堤左右两侧及电杆底部设置 1.0m×1.0m 规格的草方格。	符合
34		施工便道应进行夯实处理，进出施工现场车辆的主干道应定期洒水清扫，减少施工车辆引起的地面扬尘。	施工道路采用砂石路面	符合
35	油气生产作业	非常规油气生产过程中经分离后的采出水，应进入采出水专用储存池或专用储罐。	井口采出物管输至彩 31 天然气处理站处理，在站内分离出的采出水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。	符合
36		采出水注入应以不对具备供水意义的含水层产生影响为原则，从选址、选层、注入井设计、处理工艺、注入工艺、运行监管、环境影响等方面进行论证，注入层应在具有供水意义的含水层之下，至少存在一个隔离层，容积能够满足注液要求，并且在波及区内隔离层没有开放断层和断裂面，经评审批复后方可实施。	本项目不涉及注入井	符合
37		生产期工艺站场厂界环境噪声排放应符合 GB12348 的要求。	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；合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心经以上措施，采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界能够满足《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。	
38	闭井	非常规油气生产设施报废或退役后，应按照 SY/T6628 和《废弃井封井回填	废弃井应根据《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-	

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
	恢复	技术指南(试行)》的相关要求执行	2005)《废弃井封井回填技术指南(试行)》中的相关要求执行封井回填;单井采气管线和注醇管线清扫确保管线内无残留采出物,管线两端使用盲板封堵。	
39		非常规油气开采井闭井报废结束后,应对受干扰的周围区域地面进行清理,恢复到与周边区域相同或者相似的植被,或符合土地使用者的要求。	退役期应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,使站场恢复到相对自然的一种状态。	符合
40		煤层气(煤矿瓦斯)排放严格执行 GB21522 的规定。	煤层气(煤矿瓦斯)排放执行《煤层气(煤矿瓦斯)排放标准》(GB21522-2008)中的相关要求。	符合
41	专项技术要求-煤岩气开采	在工程设计和日常运行管理中,应加强煤层气井采出水的防腐、除垢措施,输水管道宜选用 HDPE 或相似指标特性的给水管,在局部高压部位可采用钢骨架 HDPE 给水管,符合 GB/T13663 的规定;无压时宜选用 HDPE 排水管,应符合 CJ/T250 的规定。	单井采气管线采取相应的防腐保温措施	符合
42		煤层气开采采出水处理产生的污泥应按 GB18599 的规定进行处理。可采用板框压滤、离心脱水或自然干化等方式,最终处置方式可采用填埋和综合利用等。	井口采出物管输至彩 31 天然气处理站处理,在站内分离出的采出水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层,不外排。采出水处理产生的污泥已在彩南集中处理站采出水处理系统环境影响评价时进行过核算评价,本次不再赘述。	符合

(7) 与《煤层气产业政策》符合性分析

项目建设符合《煤层气产业政策》中的相关要求,具体分析见表 2.9-10。

表 2.9-10 项目与《煤层气产业政策》符合性分析一览表

序号	政策规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	产业布局	加大新疆、辽宁、黑龙江、河南、四川、贵州、云南、甘肃等地区煤层气资源勘探力度,建设规模化开发示范工程。	本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市	符合
2	勘探开发生产	煤层气勘探开发应遵循整体部署、分期实施、滚动开发的原则,注重提高区块开发总体效率,努力降低建设运营成本,提高项目经济效益。煤层气	彩 31 井区煤岩气已进行过评价选区、重点勘探、试气、探明地质储量,编制有《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验方案》《彩	符合

序号	政策规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	勘探开发项目原则上按照评价选区、重点勘探、先导试验、探明储量、编制开发方案、产能建设、生产运营等程序进行。	南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程》，目前正在进行该区块产能建设的环境影响评价。	
3	煤层气总体开发方案应进行多方案经济技术比选，合理确定煤层气产能规模、建设工期和项目总投资，优化井型井网部署、钻井与完井工艺、排采集输技术，因地制宜采用直井、丛式井或水平井。根据产能建设实际情况，对钻井、完井、增产改造、排采等工艺技术进行动态调整。	《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验方案》中合理确定了本项目煤层气的产能规模、从井型、井距、层位经济评价等方面进行了优选。	符合
4	统筹规划建设煤层气田集输管网，合理确定集气站、增压站位置和数量，优先采用低压集输工艺流程。	拟部署井周围已建有 1 座集气站——彩 31 集气站，单井采气管线尽量趋直，单井采气管线设计压力为 6MPa，属于低压密闭集输工艺。	符合
5	安全节能环保 煤层气建设项目应依法开展环境影响评价，项目选址应避开自然保护区、饮用水水源地等生态敏感区域。严格执行煤层气排放标准，禁止煤层气直接排放。煤层气生产过程中产生的废气、废水等做到达标排放，妥善处置固体废物，避免对地下水造成污染。	本次正在对该项目进行环境影响评价，周围无自然保护区、饮用水水源地等生态敏感区域；煤层气严格执行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准》（GB21522-2008）中的相关要求，正常工况下无煤层气排放，施工状态下，煤层气管输至放喷池燃烧放空；井场厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的相关要求，项目产生的废水和固体废物均得到妥善处置。	符合

(8) 与《关于进一步加快煤层气抽采利用的意见》符合性分析

项目建设符合《关于进一步加快煤层气抽采利用的意见》中的相关要求，具体分析见表 2.9-11。

表 2.9-11 项目与《关于进一步加快煤层气抽采利用的意见》符合性分析一览表

序号	意见规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	加强煤层气矿业权管理。建立煤层气、煤炭协调开发机制，统筹煤层气、煤炭资源勘查开采布局和时序，合理确定煤层气勘查开采区块。	中国石油新疆油田分公司在 2020 年以后在彩 31 井区陆续部署了彩 504 井、彩探 1H 井、完钻彩煤-2-003H、彩煤-2-004H 等井，开展煤岩储层、含气性、渗流规律等一系列基础试验进一步落实白家海凸起西山窑组煤岩储层天然气资源规模，最终确定本次开采区块。	符合
2	建立勘查开发约束机制。新设煤层	本项目由中国石油新疆油田分公司准东采	符合

序号	意见规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	气或煤炭探矿权，必须符合矿产资源、煤层气开发利用等规划，并对煤层气、煤炭资源进行综合勘查、评价和储量评审备案。	油厂管辖，彩 31 井区位于准东采油厂的探矿权范围内。	
3	统筹规划建设煤层气规模化开发区块输气管网等基础设施，支持大型煤矿区瓦斯输配系统区域联网，推进中小煤矿联合建设瓦斯集输管网。	拟部署井周围已建有 1 座集气站——彩 31 集气站，本次新建井口至彩 31 集气站的单井采气管线，井口采出物管式彩 31 天然气处理站处理。符合	符合
4	煤层气开发、输送、利用等建设项目根据投资主体、投资来源和建设规模实行审批、核准或备案制，并在政府核准的投资项目目录等文件中予以明确。研究完善煤层气勘探开发利用管理制度，推动煤层气产业规范有序发展。	本项目由中国石油新疆油田分公司准东采油厂管辖，彩 31 井区位于准东采油厂的探矿权范围内。	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于荒漠区，周围无世界文化和自然遗产地、自然保护区、国家公园、风景名胜区、饮用水水源保护区等；根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》可知，项目区位于阜康市一般管控单元（ZH65230230001），不涉及生态保护红线。

(2) 环境质量底线

废气主要为无组织非甲烷总烃，采取相应措施后采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求；井下作业废液和乙二醇再生装置废水排至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层；噪声源主要为各类机泵、压缩机等，采取相应措施后站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；固体废物废滤料和废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中的危险废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

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

运营期消耗仅消耗电能，用量相对较少，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》，本项目属于乌昌石片区，该区除国家规划项目外，乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾市建成区及周边敏感区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等新增产能项目。具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理。强化与生产建设兵团第六师、第八师、第十一师、第十二师的同防同治，所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善。

强化挥发性有机物污染防治措施。推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有条件的园区(工业集聚区)建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源集约节约利用水平。积极推进地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。强化油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。

煤岩气集输及处理均采用密闭处理工艺，定期对管线、设备、阀门、法兰等检维修，可减少无组织非甲烷总烃的排放，厂界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；新建采气井场、彩 31 天然气处理站均采取了防渗措施，要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案；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”的总管控要求。

②与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》符合性分析

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》可知，项目区位于阜康市一般管控单元（ZH65230230001），其建设符合一般管控单元管控要求，具体见表 2.9-12 和图 2.9-1。

表 2.9-12 与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》符合性分析表

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 (ZH65230230001)	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.1）。	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目，项目区不涉及耕地、畜禽养殖业。	符合
	污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.2）。	项目氮氧化物排放，非甲烷总烃均为无组织排放，废水处理达标后回注地层；故不申请总量控制指标。	符合
	环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.3）。	项目周围无农用地，井下作业废液和乙二醇再生废水送至彩南集中处理站处理；废滤料、废润滑油和废活性炭交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理	符合
	资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.4）。	运营期不消耗新鲜水，项目位于古尔班通古特沙漠腹地，周围无农业分别	符合

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程概况及环境影响回顾

彩南 31 井区未进行过煤岩气的产能开发建设项目，属于新区块开发，其中有 4 口井位勘探井转为生产井，故本次对勘探井情况及环境影响进行回顾；本次还需对彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站进行改造，故本次现有工程仅对彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站情况及环境影响进行回顾。

3.1.1 区域位置

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，彩 31 天然气处理站南距阜康市城区直线距离约 94km，东南距吉木萨尔县城区直线距离约为 125km；彩 31 集气站西南距阜康市城区直线距离约 93km，东南距吉木萨尔县城区直线距离约为 132km。区域位置见图 3.1-1。

3.1.2 拟转产井概况

本次拟将彩煤-2-003H、彩煤-2-004H、彩探 1 和白家 9 井转为生产井；彩煤-2-003H 井原名为白家 10H，2023 年 6 月 1 日中国石油新疆油田分公司勘探事业部出具了《关于调整美东 1、白家 10H 井名的通知》，将白家 10H 井更名为彩煤-2-003H 井；彩煤-2-004H 原名为白家 101H，2023 年 7 月 23 日中国石油新疆油田分公司勘探事业部出具了《关于白家 101H 井更名为彩煤-2-004H 井的通知》，将白家 101H 井更名为彩煤-2-004H 井；四口井的基本情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 拟转产井基本情况一览表

井号	类别	井位坐标	井深 (m)	开钻时间	完钻时间	井型	目的层	固井质量	封井状况
彩煤-2-003H	勘探井	N44° 59' 15.00" E88° 13' 43.00"	3706	2023.6 .27	2023.7 .14	水平井	J _{2x}	良好	未封井
彩煤-2-004H	勘探井	N44° 59' 15.00" E88° 13' 15.00"	3786	2023.8 .24	2023.1 0.30	水平井	J _{2x}	良好	未封井
彩探 1H	勘探井	N44° 58' 40.87" E88° 20' 40.63"	3556	2020.8 .1	2020.1 0.31	水平井	J _{2x}	良好	未封井
白家 9	勘探井	N44° 58' 30.22" E88° 13' 54.31"	4450	2019.6 .13	2019.9 .14	水平井	C	良好	未封井

3.1.3 彩 31 天然气处理站概况

彩 31 天然气处理站由中国石油新疆油田分公司准东采油厂管辖，于 2005 年投产，来气主要为彩 31 集气站来气田气和彩南天然气处理站处理后的伴生气。平面布置见图 3.1-2。

(2) 工程组成

彩 31 天然气处理站现有工程包括主体工程、储运工程、公辅工程、环保工程，具体见表 3.1-2。

表 3.1-2 工程组成一览表

工程类别	具体内容	
主体工程	伴生气处理系统	站内现有一座天然气处理装置，设计处理能力为 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理气量约 $9 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，主要采用压缩机增压、注乙二醇防冻、丙烷外冷脱水、脱烃工艺。
	外输系统	
储运工程		40m ³ 液烃储罐 1 座、乙二醇储罐 3 座
公用工程	供配电	站内已建 10/0.4kV 变电室 1 座，其中包括 3 间变压器室和 1 间 0.4kV 配电室，每间变压器室内设 1 台 S11-M-630/10，10/0.4kV 的变压器；配电室内设 20 面 GGD 型配电柜（3 面进线柜，3 面 GCS 型补偿柜（每面柜补偿容量 150kvar），14 面出线柜），配电室内有 3 面备用柜位。
	仪表自动化	现有 1 套以天然气处理站 DCS 系统（和利时 FM 系列）集中监控系统为核心，实时监控天然气处理站的重要生产数据，确保天然气工艺过程的安全、稳定运行。彩 31 天然气处理站通过已建光缆将站内数据上传至彩南作业区（数据不落地），通过彩南作业区至准东采油厂生产调度中心已建光缆，最终将数据上传至准东采油厂生产监控云平台。
	消防	彩 31 处理站与彩南集中处理站合建，消防依托彩南集中处理站，彩 31 处理站站区设置地下式消火栓。
	供热	供热由加热炉提供。
环保工程	废气	站内的气体采用管线密闭集输，设备及组件的泄漏检测与修复。
	废水	装置排污水送至彩南集中处理站处理。
	噪声	选用低噪声设备、基础减振，将高噪声设备置于室内。
	地下水	站内的分区防渗措施。
	环境风险	放空火炬 1 座。

(2) 工艺流程

彩 31 井区来气田气（2.5~3.0MPa，15~25℃， $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）进入生产分离器进行分离，分出的天然气通过压缩机组增压至 3.5~3.8MPa，经空冷器冷却至 50℃，冷却后天然气压力为 3.78MPa、温度为 50℃，与伴生气装置来气汇合后经过外输气换热器换热到 20~25℃，注入乙二醇（0.10t/d）后经气气换热器换热到 3.74MPa、

2℃，再次注入乙二醇后进入丙烷制冷橇（3.72MPa、-15℃），后经低温分离器进行气液分离，分出的天然气经气气换热器复热后，压力为 3.68MPa、温度为 39.22℃ 下外输。

低温分离器来烃液经节流与生产分离器分出的烃液混合进入液烃分离器进行分离。分离出的乙二醇水溶液进入乙二醇再生装置进行再生，再生后的乙二醇贫液去系统循环使用，水蒸气冷却后经污水管道去已建水处理系统。液烃分离器分离出的混烃经过轻烃处理器再次分离后进入液烃储罐，最终送至彩南集中处理站原油处理系统处理。工艺流程简图见图 3.1-3。

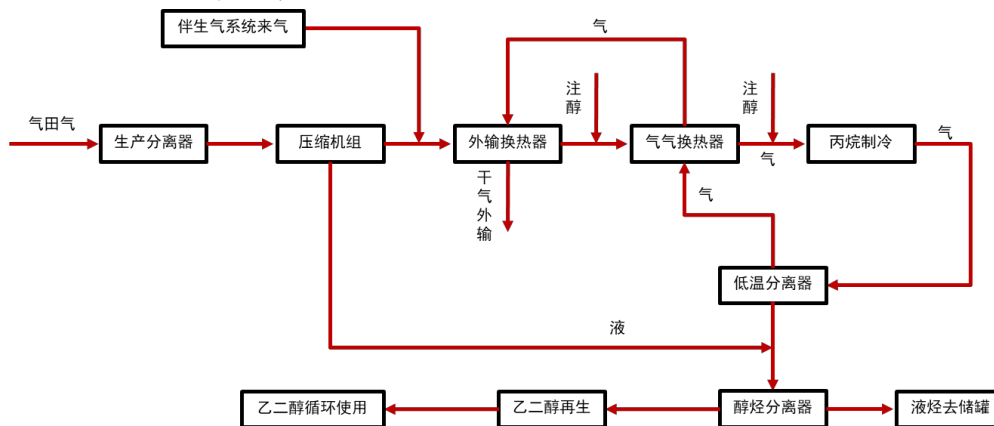


图 3.1-3 气田气处理系统工艺流程示意图

(3) 主要设备

主要设备见表 3.1-3。

表 3.1-3 主要设备一览表

设备名称	型号/规格	台数	运行状况
伴生气压缩机	DTY355ML290×255×164×120	2台	在用
气田气压缩机	DTY132MH150×102	2台	1用1备
生产分离器	WE1.2×5.6-9.5	2台	1用1备
外输气换热器	PGH-175/700-5.5/C	1台	在用
气气换热器	RGH-110/9.5-500/C	2台	1用1备
丙烷制冷蒸发器	WZFQ31A	1台	在用
低温分离器	WEWLB800/2-3550-6.3	1台	在用
液烃分离器	WS1.4×5.6-1.6	1台	在用
乙二醇再生器	/	1台	在用
火炬除液器	Φ2600×9600	1台	在用
富液储罐	容积40m ³	1台	在用
乙二醇储罐	Φ1600	2台	在用

乙二醇储罐	Φ1800	1台	在用
-------	-------	----	----

(4) 产品方案

产品主要为天然气和液烃，设计产量分别为 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 、 $280\text{t}/\text{a}$ ，实际产量为 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $100\text{t}/\text{a}$ ；天然气外输至中国石油新疆油田分公司油气储运公司，液烃管输至彩南集中处理站原油处理系统处理。

3.1.4 彩 31 集气站概况

(1) 概况及平面布置

彩 31 集气站于 2005 建设投产，主要接收彩 43、彩 31 井区的来气，站内设计集气处理规模按 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理规模为 $8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。站内平面布置见图 3.1-4。

(2) 工程组成

现有工程包括主体工程、储运工程、公辅工程、环保工程，具体见表 3.1-4。

表 3.1-4 工程组成一览表

工程类别	具体内容	
主体工程	天然气集气规模	站内现有一座天然气集气处理系统，设计处理能力为 $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理气量约 $9 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，天然气经站内分离、加热后管输至彩 31 天然气处理站处理。
	外输系统	现有彩 31 集气站至彩 31 天然气处理站的集气管线 12.8km，管径为 D168×8/20G，设计输气规模 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力为 10.0MPa。
储运工程	乙二醇储罐 1 座	
公用工程	供配电	站内建有 1 只防爆动力配电箱 AP1
	仪表自动化	现有 1 套 RTU 系统，通过已建 5.8G 无线网桥传输至彩 31 中继，再由彩 31 中继通过已建光缆传输传至彩南作业区（数据不落地），通过彩南作业区至准东采油厂生产调度中心已建光缆，最终将数据上传至准东采油厂生产监控云平台。
	消防	站内配备有一定的灭火器和消防栓
	供热	供热由站内 1 台 600kW 的加热炉供给
环保工程	废气	站内气体采用管线密闭集输，设备及组件的泄漏检测与修复
	噪声	低噪声设备、基础减震
	地下水	站内的分区防渗措施
	环境风险	放空火炬 1 座。

(3) 工艺流程

彩 31 集气站主要将天然气加热后管输至彩 31 天然气处理，并将醇注至辖区单井，具体工艺流程为：各单井油气水混输进入集气站，进站压力为 3.0~4.0MPa，进站经计量分离器轮井分离计量后，分离出的天然气通过加热炉集中加热后管输至彩 31 处理站，分离出的液相由罐车拉运至彩南集中处理站原油处理系统处理。

(4) 主要设备

主要设备见表 3.1-5。

表 3.1-5 主要设备一览表

序号	项目	型号	数量	运行情况
1	600kW天然气加热炉撬	功率600kW	1	运行
2	8/1600常压乙二醇储罐	/	1	运行
3	8井式注醇泵撬	P _进 =常压, P _出 =25MPa	1	6个在用
4	6井式注醇泵撬	P _进 =常压, P _出 =25MPa	1	5个在用
5	4井式注醇泵撬	P _进 =常压, P _出 =25MPa	1	3个在用
6	10井式管汇撬(外)	/	1	6个在用
7	8井式管汇撬(里)	/	1	8个在用

(4) 产品方案

彩 31 集气站主要对各单井采出物气液分离、加热，并给单井注醇，该站的主要产品为气液分离器分离出的液相，设计液量为 5000t/a，由罐车拉运至彩南集中处理站原油处理系统处理。

(5) 外输管线

现有彩 31 集气站至彩 31 天然气处理站的集气管线 12.8km，管径为 D168×8/20G，设计输气规模 40×10⁴m³/d，设计压力为 10.0MPa。管线采用防腐保温及阴极保护措施。

3.1.5 环境影响回顾

(1) 环保手续履行情况

拟转产井、彩南 31 天然气处理站和彩 31 集气站环保手续履行情况见表 3.1-6。

表 3.1-6 彩南 31 天然气处理站和彩 31 集气站环保手续履行情况一览表

站名	项目名称	审批机关、文号及时间	验收情况
----	------	------------	------

拟转产井	彩煤-2-003H	白家海彩 31 井区煤岩气评价井工程	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评(2023)85号 2023 年6月6日	正在建设
	彩煤-2-004H			
	彩探 1H	家探 3_H 井勘探钻探项目	昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局 阜环函(2020)207号 2020年6月22日	2021年通过了自主竣工环境保护验收
	白家 9	白家 9 井勘探项目	昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局 阜环函(2019)52号 2019年5月22日	2020年10月通过了自主竣工环境保护验收
彩南 31 天然气处理站彩 31 集气站	彩南油田作业区环境影响回顾性评价		原自治区环境保护厅 新环评价函(2011)1119号 2011年11月24日	/
	中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书		新环环评函(2021)865号 自治区生态环境厅 2021年9月26日	/
彩 31 气田地面集输处理适应性改造工程			原阜康市环境保护局 阜环函[2015]194号 2015年7月21日	通过了自主竣工环境保护验收

(2) 废气

彩 31 天然气处理站、彩 31 集气站废气主要为加热炉燃烧烟气和无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）。

※加热炉烟气

加热炉烟气污染物主要为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物。加热炉采用清洁燃料天然气，并安装了低氮燃烧器。彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站加热炉燃烧烟气天然气消耗量分别为 $18.25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 、 $2.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。根据彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站例行监测数据可知，彩 31 天然气处理站二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放量分别为 0.006t/a、0.097t/a 和 0.008t/a；彩 31 集气站内二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放量分别为 0.0007t/a、0.012t/a 和 0.001t/a。根据例行监测数据可知，燃烧烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》表 3 大气污染物排放特别排放限值要求。

※无组织废气

采用质量合格的阀门、法兰等连接件，加强设备检维修；本次评价参考《污染源核算技术指南 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，根据彩 31 天然气处理站彩 31 集气站内阀门、法兰及连接件的数量计算出彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内非甲烷总烃排放量分别为 0.16t/a、0.082t/a。因彩 31 天然气处理站与彩南集中处理站共用围墙，故本次采用彩南集中处理站实测数据来说明彩 31 天然气处理站厂界非甲烷总烃达标情况；根据例行监测数据可知，厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³）。

表 3.1-7 燃烧烟气监测数据一览表（单位：mg/m³）

站场名称	监测时间	监测点位	污染物名称	监测值	标准限值	达标情况
彩 31 集气站	2023.02.11	相变炉排放口	二氧化硫	<3	50	达标
			颗粒物	3.4	20	达标
			氮氧化物	112	150	达标

表 3.1-8 厂界无组织非甲烷总烃监测结果一览表（单位：mg/m³）

站场名称	监测时间	监测点位	污染物名称	监测值范围	周界外最大浓度	标准限值	达标情况
彩南集中处理站	2023.1.25	上风向	非甲烷总烃	0.41~0.87	0.87	4	达标
		下风向	非甲烷总烃	0.99~1.99	1.99	4	达标
		下风向	非甲烷总烃	1.12~1.52	1.52	4	达标
		下风向	非甲烷总烃	0.5~1.13	1.13	4	达标

（3）废水

彩 31 集气站为无人值守站，无生产废水、生活污水产生，彩 31 天然气处理站废水主要为装置排污水和生活污水，产生量分别为 300m³/a、300m³/a；装置排污水送至彩南集中处理站采出水处理系统，根据例行监测数据（见表 3.1-9）可知，采出水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Ⅲ级指标要求，生活污水均排至站外化粪池，定期清运至彩南作业区生活污水处理系统处理，根据例行监测数据可知（见表 3.1-10），出水水质满足《新疆农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 中 A 级标准要求后，水夏季用于生态恢复治理及作业区内绿化用水，冬季排入生活水池储存。

表 3.1-9 采出水处理系统出水水质监测结果一览表

站场名称	监测时间	污染物名称	监测值范围	Ⅲ级标准限值	达标情况
彩南集中	2021.8	悬浮固体含量 (mg/L)	15	≤20.0	达标

处理站		含油量 (mg/L)	1.64	≤15.0	达标
-----	--	------------	------	-------	----

表 3.1-10 彩南作业区生活污水出水水质监测结果一览表

监测时间	监测因子	监测结果 (最大值)	标准限值	达标情况
2023. 11. 22	pH (无量纲)	7.9	6~9	达标
	化学需氧量 (mg/L)	15	60	达标
	悬浮物 (mg/L)	8	30	达标
	氨氮 (mg/L)	1.87	/	达标
	总氮 (mg/L)	13.2	/	达标
	动植物油 (mg/L)	<6	/	达标

(4) 噪声

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内噪声源主要为机泵、风机、压缩机等，采用低噪声设备、基础减振、定期对各设备检维修、保养，将机泵布置在室内等措施。因彩 31 天然气处理站与彩南集中处理站共用围墙，故本次采用彩南集中处理站实测数据来说明彩 31 天然气处理站噪声达标情况；根据例行监测数据及后评价阶段监测数据可知，彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值要求。

表 3.1-11 厂界昼夜噪声监测结果一览表

站场名称	监测点	昼间[dB (A)]			夜间[dB (A)]		
		监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
彩南集中处理站	东厂界	40	60	达标	38	50	达标
	南厂界	38	60	达标	36	50	达标
	西厂界	38	60	达标	38	50	达标
	北厂界	39	60	达标	39	50	达标
彩 31 集气站	东厂界	45	60	达标	41	50	达标
	南厂界	45	60	达标	43	50	达标
	西厂界	46	60	达标	43	50	达标
	北厂界	45	60	达标	41	50	达标

(5) 固体废物

彩 31 天然气处理站内固体废物主要为含油污泥、废润滑油、废含油抹布、劳保用品和生活垃圾，产生量分别为 5t/a、20t/a、5t/a、1t/a；彩 31 集气站为无人值守站，无生活垃圾产生，固体废物主要为废润滑油、废含油抹布及劳保用品，产生量分别为 0.05t/a、0.005t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》HW08 类危险废物，

废含油抹布及劳保用品属于《国家危险废物名录》HW49 类危险废物，集中收集后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司，准东采油厂厂已与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处理协议。

(6) 土壤和地下水环境影响回顾

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内产生的废水、固体废物均得到妥善处置，根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》中结论彩南作业区按照环保及设计要求落实了防腐、防渗等措施。按照环评报告中要求采取的地下水、土壤污染源头控制措施基本有效，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境和土壤环境产生不良影响。根据本次在彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内布设的土壤监测数据（见表 3.1-12）可知，彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内土壤中的各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。根据本次对准东采油厂站场附近现有地下水井水质监测数据（见表 3.1-13）可知，区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

表 3.1-12 彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站土壤监测结果一览表

站场名称	污染物名称	监测值	标准限值	达标情况
彩 31 天然气处理站	石油烃（mg/kg）	**	≤4500	达标
彩 31 集气站	石油烃（mg/kg）	**	≤4500	达标

表 3.1-13 现有地下水水质监测数据一览表

监测点位	污染物名称	监测值	标准限值	达标情况
W1	石油类（mg/L）	0.01L	≤0.05	达标
W2	石油类（mg/L）	0.01L	≤0.05	达标
W3	石油类（mg/L）	0.01L	≤0.05	达标
W4	石油类（mg/L）	0.01L	≤0.05	达标
W5	石油类（mg/L）	0.01L	≤0.05	达标

(7) 生态环境影响回顾

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站建设时间较早，站内采用砾石和水泥地面硬化，站内植被稀少，站外的植被已恢复生长，站场建设未对周围生态环境产生明显影响。

(8) 环境风险环境影响回顾

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站站内设备可能因腐蚀、误操作等原因发生泄漏

事故，可能对周围大气环境、地下水环境和土壤环境产生一定的影响；泄漏的原油若遇火源，可能发生火灾、爆炸等事故，火灾、爆炸事故产生的伴生/次生污染物可能对周围大气环境产生一定的影响。

①准东采油厂彩南作业区成立了应急工作领导小组、应急管理机构（QHSE 管理室），全面负责准东采油厂彩南作业区的应急管理和应急预案的编制、审核发布等工作。针对各类突发事件，实行分级、分类负责，明确了各组织机构及部门的职责，形成了统一指挥、分工负责、属地管理、直线责任的管理格局。在突发环境事件综合应急预案和现场处置方案中，对准东采油厂彩南作业区存在的环境风险做了全面分析，明确了管理流程，规定了管理机构和相应的职责。

②准东采油厂合理布置彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内各设备，定期对站内设备进行检维修；尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧；工艺设备等设置防静电接地装置；在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器；按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

③应急演练

准东采油厂彩南作业区每年组织开展厂级的现场处置预案演练一次，通过各种应急演练，既检验了应急预案的适用性和可操作性，也锻炼了应急队伍；既检验了事故状态下内部应急响应机制，也检验了各单位各部门之间联合处置突发事件的协同作战能力。

④突发环境事件应急预案

准东采油厂编制了《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》，已在昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局进行了备案（652302-2022-040-L），备案表见附件 3；准东采油厂建立了环境风险应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》结论，准东采油厂采取的环境风险防范和应急措施有效。

（8）排污许可管理回顾

根据《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》可知,彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的固定污染源实行排污许可登记管理,准东采油厂于 2020 年 01 月 17 日取得了固定污染源排污登记回执(见附件 3),登记编号为:91650200715597998M015Z,并于 2020 年 4 月 8 日、2022 年 3 月 25 日、2022 年 9 月 8 日、2023 年 5 月 30 日、2023 年 07 月 5 日、2023 年 07 月 29 日进行了排污许可变更。准东采油厂在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表,登记了基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。

(9) 环境影响后评价情况及结论

准东采油厂于 2021 年 06 月组织开展了彩南作业区所辖区块及站场的环境影响后评价工作,委托新疆恒升融裕环保科技有限公司编制了《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》(以下简称“后评价报告书”),并于 2021 年 10 月 28 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的备案意见,文号为新环环评函(2021)984 号。

(10) 现有工程污染物排放情况

污染物排放量见表 3.1-14。

表 3.1-14 现有工程污染物产生及排放情况一览表

污染物名称	产生量		排放量		
	彩 31 天然气处理站	彩 31 集气站	彩 31 天然气处理站	彩 31 集气站	
废气	非甲烷总烃 (t/a)	0.16	0.082	0.16	0.082
	二氧化硫 (t/a)	0.006	0.0007	0.006	0.0007
	氮氧化物 (t/a)	0.097	0.012	0.097	0.012
	颗粒物 (t/a)	0.008	0.001	0.008	0.001
废水	采出水 (m ³ /a)	300	0	0	0
	生活污水 (m ³ /a)	300	0	0	0
固体废物	含油污泥 (t/a)	5	0	0	0
	废润滑油 (t/a)	20	0.05	0	0
	废含油抹布和劳保用品 (t/a)	5	0.005	0	0
	生活垃圾 (t/a)	1	0	0	0

(11) 拟转产井环境影响回顾

拟转产井中彩探 1H 和白家 9 井已通过了竣工环境保护验收,根据验收结论可知,项目环保手续完备、技术资料齐全,环境风险防范措施完善,落实了环评及批复提出的污染防治及生态保护措施,目前不存在环境问题。

彩煤-2-003H 井、彩煤-2-004H 目前正在建设,建设过程应严格按照环评文件及环评批复中的要求落实污染防治及生态保护措施,环评批复要求见表 3.1-15。

表 3.1-15 环评及批复要求

环境要素	环评文件及环评批复要求
生态保护措施	施工过程中,明确施工用地范围,在施工便道设置边界,严禁施工人员、车辆进入非施工占地区域,禁止乱碾乱轧,减少扰动面积,分层开挖分层回填,减少地表开挖裸露时间,避开雨季及大风天气施工,及时进行迹地恢复,减少水土流失。临时土方采取四周拦挡、上铺下盖等挡护及苫盖措施妥善堆放。项目对临时占地应依法办理征地手续,按照相关法律法规对草地进行生态经济补偿和恢复植被,在环境敏感区内不得设置料场,严禁随意丢弃污染物,严禁施工人员捕猎野生动物。项目在建设过程中,严格落实各项管理规定,不得对项目所在区域生态环境和环境质量造成影响,尽可能减少对沙区植被,的碾压等破坏性行为。
废气	施工期间废气主要为施工扬尘、柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气。钻井及试油期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护,并且采用高品质的柴油,使用检测合格的设备等措施,施工期间对车辆行驶的路面采用洒水降尘;污染排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放浓度限值。试气过程中产生的天然气通过放散管点火排放,非甲烷总烃排放可以达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的无组织排放浓度限值(4.0mg/m ³)。
废水	钻井过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井,对含水层进行固封处理,可有效保护地下水层。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理,分离后的液相回用于钻井液配制,不外排;生活营地设置防渗生活污水池,定期拉运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。
噪声	选用低噪声设备,对噪声源采取隔声、基础减震、消声等措施,施工期噪声须符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求。
固体废物	项目钻井采用泥浆不落地系统,钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理,在井场进行固液分离,分离后的液相回用于钻井液配备,分离后的固相暂存于岩屑储罐委托第三方处置单位进行处理,处理后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中相关标准要求后综合利用;若检测不满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》相关标准,则再次处理直到检测达标。压裂返排液采用专用储罐收集后运至彩南油田集中处理站进行处理。生活垃圾集中收集后定期送往吉木萨尔县生活垃圾处理厂处置。机械设备废油采用专用储罐收集暂存于危废暂存间,在施工结束后废油委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。废防渗材料产生后交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。井场危险废物贮存间应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求的相关要求进行设计建设。

(12) 现存环境问题及“以新带老”整改方案

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站各类废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，目前不存在环境问题。

3.2 改扩建项目工程概况

3.2.1 建设项目情况

(1) 项目名称

彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程。

(2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司（准东采油厂）。

(3) 项目性质

改扩建。

(4) 建设地点

站场改造工程主要位于彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内，彩 31 天然气处理站中心坐标为 $N44^{\circ} 58' 23.74''$ 、 $E88^{\circ} 21' 37.28''$ ，彩 31 集气站中心坐标为 $N 44^{\circ} 58' 49.81''$ 、 $E 88^{\circ} 12' 31.94''$ 。拟部署井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，西南距阜康市城区直线距离为 92km，东南距吉木萨尔县城区直线距离为 132km，东距彩南集中处理站约为 12km，区域位置见图 3.2-1。

(5) 建设内容

本次拟在彩 31 井区部署 8 口煤岩气井（新钻 4 口，勘探井转产 4 口）并对彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站进行改造。具体建设内容为：新钻 4 口井，单井平均井深 3792m、合计钻井进尺为 15168m；新建 7 座采气井场（6 座单井采气井场、1 座 2 口井的平台井场）、12.5km 单井采气管线；在彩 31 集气站内新建注醇泵橇 1 座、更换 4 台注醇泵；在彩 31 天然气处理站新建 1 座低温分离器、2 座过滤分离器、1 座乙二醇再生装置；配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。

(6) 产能规模

单井设计煤岩气产量为 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，8 口井合计日产气量为 $24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($0.79 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)，产能预测见表 3.2-1。本次不改变彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站的

设计处理规模，处理规模仍为 $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

表 3.2-1 产能预测一览表

年度	井数 (口)	单井日产 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	区块日产气 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	年产气 (10^8m^3)	年产油 (10^4t)	年产水 (10^4m^3)	日产水 (m^3)
1	4	3	12	0.12	0	0.12	3.40
2	8	3	24	0.43	0	0.27	7.47
3	8	3	24	0.79	0	0.32	8.93
4	8	2.9	23.2	0.75	0	0.32	8.93
5	8	2.4	19.2	0.64	0	0.32	8.93
6	8	2.1	16.8	0.55	0	0.32	8.93
7	8	1.8	14.4	0.47	0	0.32	8.93
8	8	1.6	12.8	0.41	0	0.32	8.93
9	8	1.4	11.2	0.36	0	0.32	8.93
10	8	1.2	9.6	0.31	0	0.32	8.93
11	8	1	8	0.28	0	0.32	8.93
12	8	0.9	7.2	0.24	0	0.32	8.93
13	8	0.8	6.4	0.21	0	0.32	8.93
14	8	0.7	5.6	0.20	0	0.32	8.93
15	8	0.7	5.6	0.17	0	0.32	8.93
16	8	0.6	4.8	0.16	0	0.32	8.93
17	8	0.6	4.8	0.15	0	0.32	8.93
18	8	0.5	4	0.13	0	0.32	8.93
19	8	0.5	4	0.12	0	0.32	8.93
20	8	0.4	3.2	0.12	0	0.32	8.93
21	8	0.4	3.2	0.07	0	0.21	5.87

(7) 产品方案

拟部署井的产品主要为煤岩气，煤岩气产量为 $24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($0.79 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)。本次不改变彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站的设计处理规模，故产品种类及设计产量与现有工程相同，增加了彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的实际产品量，彩 31 天然气处理站实际天然气产量为 $9.3 \sim 24.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液烃产量约为 $280 \text{t}/\text{a}$ ，彩 31 集气站实际液量为 $4150 \text{t}/\text{a}$ 。

(8) 建设周期

单井钻井周期 60 天，施工人员 35 人，钻井期设生活营地；地面工程建设周期为 24 个月，施工人数 30 人，地面工程施工时不设施工营地，施工人员食宿在彩南作业区公寓。

(9) 劳动定员和工作制度

项目实施后由准东采油厂现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

(10) 总投资和环保投资

总投资 3509.24 万元，环保投资约 311 万元，占总投资的 8.86%。

3.2.2 气田勘探开发概况及油气水性质

(1) 煤岩气田范围、勘探开发、地质构造、储层构造、气藏类型及开发进程涉密，不易公开。

(6) 流体性质

①煤岩气

彩 31 井区侏罗系西山窑组煤岩气藏含气面积内共有彩探 1H 井和 C3163 井进行了煤岩气取样化验分析，煤岩气相对密度为 0.5875~0.6088，平均 0.6014，甲烷含量为 88.87%~95.30%，平均 92.49%，乙烷含量为 1.44%~2.07%，平均 1.69%，丙烷含量为 0.39%~0.86%，平均 0.57%，氮气含量为 2.09%~8.96%，平均 4.38%，二氧化碳含量为 0.01%~0.38%，平均 0.22%，无 H₂S。理化性质见表 3.2-3。

表 3.2-3 煤岩气性质一览表

相对密度	天然气组分 (%)										
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮气	硫化氢
0.6014	92.49	1.69	0.57	0.19	0.20	0.08	0.06	0.18	0.22	4.38	-

②采出水

煤岩气藏采出水性质见表 3.2-4。

表 3.2-4 煤岩气井采出水样分析化验数据表

层位	水型	pH	氢氧根	碳酸根	重碳酸根	氯根	硫酸根	钙	镁	钾化钠	矿化度
J ₂ x	NaHCO ₃	6.92	0	0	1129 .54	425 4	24.6 9	126.25	30.6 2	2994.72	8559.83

③凝析油

彩探 1H 试采数据，目前产出流体不含凝析油。

3.2.3 主体工程

建设内容包括主体工程、储运工程、公辅工程、依托工程和环保工程五个部分。

(1) 钻前工程

钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；本次共新建 4 座井场的钻前工程。施工期每座井场设 1 座生活营地，其中彩煤-2-005H、彩煤-2-006H 为平台井，本次共新建 3 座生活营地。

(2) 钻井工程

①井号及井位坐标

本次新钻 4 口井，单井平均设计井深为 3792m，合计钻井进尺为 15168m。采用三开水平井井身结构，井号、井位坐标及完钻井深见表 3.2-5。

表 3.2-5 部署井井号、井位坐标、钻井进尺等参数一览表

序号	井号	井口坐标		经纬度坐标		井深 (m)	完钻 层位
		X	Y	E	N		
1	彩煤-2-001H	4984979.8	15597716.1	88° 14' 21.00"	44° 59' 34.00"	3466	J _{2X}
2	彩煤-2-002H	4984835.5	15597398.8	88° 14' 6.00"	44° 59' 30.00"	3755	J _{2X}
3	彩煤-2-005H	4983192.4	15595122.4	88° 12' 21.00"	44° 58' 38.00"	3707	J _{2X}
4	彩煤-2-006H	4983200.3	15595128.8	88° 12' 22.00"	44° 58' 38.00"	4240	J _{2X}

②井身结构

新钻井采用三开水平井井身结构，井身结构设计见表 3.2-6 和图 3.2-4。

表 3.2-6 井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	Φ444.5mm	Φ339.7mm	采用 Φ444.5mm 钻头钻至井深 300m，下入 339.7mm 表层套管，封隔地表松散易塌地层，为井口控制和后续安全钻井创造条件。
二开	Φ311.2mm	Φ244.5mm	采用 Φ311.2mm 钻头钻至 2380m，下入 244.5mm 技术套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥浆返至井深 1835m。
三开	Φ215.9mm	Φ139.7mm	采用 Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深，下入 139.7mm 复合套管，采用内管注水泥固井工艺固井，固井水泥返至井深 1950m。

③钻井设备

钻井设备主要包括钻井、井架、钻井液罐、不落地系统、柴油储罐等，具体见表 3.2-7。

表 3.2-7 主要设备一览表

序号	名称		型号	规格	数量(台/座)	备注		
一	钻 机		ZJ-50	/	1	净空高度 ≥7.5m		
二	井 架		JJ450/45-K8	4500 (kN)	1			
三	提升系统	绞车	JC-0-09	1100 (kW)	1			
		天车	TC450-1	4500 (kN)	1			
		游车	YC450	4500 (kN)	1			
		大钩	DG450	4500 (kN)	1			
		水龙头	S -450-H	4500 (kN)	1			
四	转 盘		ZP375		1	开口直径 952.5mm		
五	循环系统配置	钻井泵	-1600 L	1193 (kW)	3			
		钻井液罐				循环罐总 容积 350m ³		
	循环系统配置	搅拌器	NJ-15	叶片直径 600mm	12			
六	钻机动力系统	柴油机	G1 V190PILG 3	810 (kW)	3			
七	发电机组	发电机 1#	C15	320 (kW)	1			
		发电机 #	G12V190ZLD1	700 (kW)	1			
		发电机 3#	G12V19 ZLD1- 2	500 (kW)	1			
八	钻机控制系统	自动/电动压风机	SPE306X		2	6.5m ³ /min		
九	固控系统	振动筛	HS270-4P-PTS		3			
		除泥除砂一体机	ZQJ-1/250X2 -100X14-2		1			
		离心机	LW600×1000-N		2			
十	井控系统	二开	环形防喷器	F 35-35		1		
			双闸板防喷器	2FZ35-35		1		
			节流管汇	J -35		1		
			压井管汇	YG-35		1		
		三开	旋转防喷器	Wil iams7100				
			环形防喷器	FH35-35				
			单闸板防喷器	FZ35-70				
			双闸板防喷器	2F 35-70				
			节 管汇	JG-70				
			压井管汇	YG-70				
		控制装置	FKQ8007			1		
液气分离器	NFQ- 1200/0.8 2			1	处理量不 低于 240m ³ /h			

		除气器	ZCJY		1	
十一	仪器仪表	测斜仪	单点测斜仪		1	
十二	防硫设备	H ₂ S 监测仪	便携式		≥4	
			固定式		1	
十三	液压大钳		ZQ203/125		1	
十四	钻井液不落地设备				1	

④钻井液体系

本次钻井采用非磺化水基钻井液，一开采用坂土-CMC 钻井液体系（主要成分坂土、CMC 和 Na₂CO₃ 和重晶石）；二开采用钾盐聚合物钻井液体系，三开采用聚合物钻井液体系，不涉及磺化类，二开和三开钻井液体系主要成分为坂土、Na₂CO₃、NaOH、KCl、PMHA-2、SP-8、HY-2、阳离子乳化沥青、复配铵盐、超细碳酸钙、重晶石等。单井钻井液用量为 920m³，4 口井合计用量为 3680m³。

(3) 储层改造

储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术措施的总称；勘探井转产项目已进行过储层改造，本次不需要进行储层改造，新钻四口井储层改造主要包括射孔、压裂，射孔采用连续油管底带射孔枪、电缆带压射孔+套管桥塞分层压裂，单井压裂液用量为 45000m³，4 口井合计用量 180000m³。射孔、压裂的主要设备见表 3.2-8。

表 3.2-8 射孔、压裂工艺主要设备一览表

阶段	设备名称	主要型号	数量（台/座）
储层改造	压裂车	2500 型	20
	混砂车	/	2
	仪表车	/	1
	砂罐车	/	4
	连续输砂撬	/	1
	柔性储水罐	200m ³	8
	地面储水池	800m ³	1
射孔	射孔车	/	1
	射孔工具车	/	1
	BOP 井口防喷器	105MPa	1
	防喷管	105MPa	1

(4) 集输工程

①采气井场

新建 7 座采气井场(6 座单井采气井场、1 座 2 口井的平台井场)，每座井场井口

设置 1 座采气树、1 座注醇阀组、1 个采气树保温盒、1 个采气树操作平台、各类阀门，井场站内管线 240m、1 座放喷池、50m 的放喷管线。井场平面布置见图 3.2-4。

②集输管线

本次采用辐射状管网集气，单井直接进彩 31 集气站处理，新建单井至彩 31 集气站的单井采气管线 12.5km，具体见表 3.2-9 和表 3.2-4，管线走向见图 3.2-5。

表 3.2-9 单井采气管线起始点及长度一览表

井号	气量	起点	终点	管线长度 (km)	管径及管材
彩煤-2-001H	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	彩煤-2-001H	彩31集气站	3.5	管径为DN50 6.0MPa，管材 为20G材质
彩煤-2-002H	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	彩煤-2-002H	彩31集气站	3.0	
彩煤-2-003H	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	彩煤-2-003H	彩31集气站	2.2	
彩煤-2-004H	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	彩煤-2-004H	彩31集气站	1.6	
彩煤-2-005H	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	彩煤-2-005H	彩31集气站	0.5	
彩煤-2-006H	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	彩煤-2-006H	彩31集气站	0.5	
彩探1H	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	彩探1H	彩31集气站	0.42	
白家9	$3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	白家9	彩31集气站	0.78	
合计	/	/	/	12.5	

③注醇管线

新建彩 31 集气站至单井的注醇管线 12.5km，管径为 D29×6，压力为 6.0MPa，管材为柔性复合管。注醇管线与单井采气管线同沟敷设，起始点及长度见表 3.2-10 和图 3.2-5。

表 3.2-10 注醇管线起始点及长度一览表

序号	终点	起点	管线长度 (km)	压力、管材
1	彩31集气站	彩煤-2-001H	3.5	压力为6.0MPa，管材 为柔性复合管
2	彩31集气站	彩煤-2-002H	3.0	
3	彩31集气站	彩煤-2-003H	2.2	
4	彩31集气站	彩煤-2-004H	1.6	
5	彩31集气站	彩煤-2-005H	0.5	
6	彩31集气站	彩煤-2-006H	0.5	
7	彩31集气站	彩探1H	0.42	
8	彩31集气站	白家9	0.78	
合计	/	/	12.5	

(5) 彩 31 集气站改造

在 31 集气站内新建 1 座 4 井式计量阀组橇、1 座注醇泵橇（内含 6 台注醇泵）、

站内管线 280m，注醇泵橇流量为 15L/h，入口压力为常压，出口压力为 6.0MPa；更换站内现有 4 台注醇泵，改造位置见图 3.2-6。

(6) 彩 31 天然气处理站改造

新建低温分离器 1 座、过滤分离器 2 座（1 用 1 备）、乙二醇再生装置 1 座，在导热油膨胀罐和导热油储罐新增氮气密封系统 1 套，氮气系统由自力式调节阀，电磁阀、手动阀门组成，稳定氮气密封压力，氮气引自站内已建氮气管网。新增设备情况见表 3.2-11 和图 3.2-7。

表 3.2-11 主要设备一览表

名称	数量（座）	规格/型号
低温分离器	1	设计处理量 $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 6.0MPa、运行压力 3.0~4.0MPa，操作弹性 50%~120%，可分离 99.9% 大于等于 $8 \mu\text{m}$ 以上尺寸液滴。
过滤分离器	2	设计处理量 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 6.0MPa、运行压力 3.0~4.0MPa。过滤效率：粉尘 $\geq 1 \mu\text{m}$ 不低于 99.9%， $\geq 5 \mu\text{m}$ 达到 100%；液滴 $\geq 5 \mu\text{m}$ 不低于 98%。核心部件是聚结滤芯。
乙二醇再生装置	1	再生规模为 800L/h，乙二醇富液浓度（质量百分数）冬季、夏季分别为 20%~50%、50%~70%，乙二醇贫液浓度（质量百分数）80%~85%。

3.2.4 公辅工程

(1) 供配电

本项目新增设备用电负荷等级为三级，用电电压等级 AC 10/0.38/0.22kV，年有功耗电量为 $44.31 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，年无功耗电量为 $15.91 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ 。

采气井场 10kV 电源均引自附近井区三线，在每座采气井场附近架设 1 座 30kVA 杆架式变电站，变电站下设 1 只动力配电箱给采气井供电。新建 10kV 架空线路长度约为 3.7km，导线采用 JL/G1A-95/20，线路档距为 45~55m；10kV 线路电杆主导杆型采用梢径 190mm、长 12m 的锥形非预应力砼电杆，跨越杆采用梢径 190mm、长 12m 的锥形非预应力砼电杆。每基电杆下均设底盘并作固沙处理。

彩 31 集气站内新建注醇泵橇自带动力配电箱电源引自工艺装置区已建防爆动力配电箱 AP1 备用回路。

彩 31 处理站站内新建乙二醇再生装置橇电源引自站内低压配电室已建低压配电柜。

(2) 仪表自动化

单座采气井采用“无人值守、定期巡检、远程控制”的模式进行设计。每座井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表，实现工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁和存储等功能；其中彩煤-2-005H、彩煤-2-006H 为平台井场，两座井场共用 1 座 RTU，共新建 7 套。

彩 31 集气站注醇泵橇内自带接线箱及现场一次仪表，将撬装监测数据统一接进站现有 RTU 系统，机柜空间可满足本次需要。

彩 31 天然气处理站新增设施依托站内现有 DCS 系统，机柜空间可满足本次需要。其中乙二醇再生装置橇内自带 PLC 及现场一次仪表，PLC 数据通过 RS485 线缆接至后端已建 DCS 系统；过滤分离橇内自带接线箱及现场一次仪表，本次将撬装数据统一接至处理站已建 DCS，完成本次新增测控点数的实时采集、监控功能。

(3) 消防

每座采气井场配备 8 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器；彩 31 集气站内新增 4 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、4 具 MF/ABC 手提式磷酸铵盐干粉灭火器；彩 31 天然气处理站新增 12 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器。

(4) 供热供暖

本项目不涉及供热供暖设施。

(5) 给排水

施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水、生活污水，运营期用水主要为井场井下作业用水，由罐车从彩南油田作业区公寓拉运至项目区。

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水、生活污水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发，生活污水排至防渗收集池中，拉运至彩南油田作业区公寓生活污水处理系统处理。运营期废水主要为井下作业废液（压裂返排液、酸化压裂液和废洗井液），由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理。

(6) 防腐、保温

采气井场、彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站场内管线以及单井采气管线的防腐层、保温结构见表 3.2-12。

表 3.2-12 防腐、保温结构一览表

区域	管道规格	长度 (m)	防腐面积 (m ²)	防腐结构	保温结构
采气井场	D60×7/20G 无缝钢管	30	5.6	采用无溶剂环氧防腐涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300 μm。	地面管道保温采用憎水型复合硅酸盐毡，保温层厚度 50mm，外包 0.5mm 厚镀锌薄钢板防护层
	D76×8/20G 无缝钢管	90	21.4	二道环氧富锌底漆（60 μm）-二道环氧云铁中间漆（100 μm）-二道交联氟碳面漆（80 μm），防腐层干膜厚度≥240 μm。	
	D60×4/20G 无缝钢管	30	5.6	采用无溶剂环氧防腐涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300 μm。	
	D76×5/20G 无缝钢管	60	14.3	二道环氧富锌底漆（60 μm）-二道环氧云铁中间漆（100 μm）-二道交联氟碳面漆（80 μm），防腐层干膜厚度≥240 μm。	
线路部分	D60×4/20G 无缝钢管	11200	2110	防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度≥300 μm；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度≥50mm，保温管轴向偏心量±3mm；防护层采用聚乙烯专用料，厚度≥1.4mm。	
采31集气站	D60×4/20G 无缝钢管	80	15	采用无溶剂环氧防腐涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300 μm。	
采31处理站	D89×5/20G 无缝钢管	200	56	采用无溶剂环氧防腐涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300 μm。	
	D60×4/20G 无缝钢管	200	37.68		
	D60×4/20 无缝钢管	300	56		

(7) 道路

新建巡检道路 1.55km，采用四级道路，路基宽 4.5m，路面宽 3.5m，路面两侧设置土路肩 2×0.5m，路拱坡度 1.5%，路基边坡坡度 1:1.75，交叉口采用加铺转角式，转弯半径为 15.0m。路面结构为：25cm 厚天然砂砾+聚丙烯编织布（200g/m²）+沙基，路基填料采用沙漠沙，路基平均填挖土高度 1.5m；路基两侧边坡设置 1.0m×1.0m 规格的草方格（1.2kg/m²），平行公路方向间隔 1.0m，垂直公路方向的间隔 1.0m；草方格在道路迎风面铺筑宽度 20m，背风面铺筑宽度 10m。

路面用砂砾从阜康市幸福路料场拉运，聚丙烯编织（220g/m²）布从乌石化拉运，

芦苇从福海拉运。

(8) 土建

本次新建 7 座采气井场（其中彩煤-2-005H、彩煤-2-006H 井为平台井，共用 1 座井场）；彩 31 集气站建构筑物主要为注醇泵橇基础和 4 井式计量阀组；彩 31 天然气处理站主要建构筑物为低温分离器基础、过滤分离器基础、乙二醇再生装置基础、管架、管墩等。井场、彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站的主要建构筑物结构形式、尺寸等见表 3.2-13。

表 3.2-13 主要构筑物结构形式、尺寸

彩煤-2-001H、彩煤-2-002H、彩煤-2-003H、彩煤-2-004H、彩探1H和白家9井							
序号	构筑物	结构型式	平面尺寸 (长×宽×高) m	钢筋混凝土用 量 (m ³)	素混凝土用量 (m ³)	钢材用量 (t)	备注
1	井场小门	钢柱钢网大门(柱下砼独立基础)	宽度1.5m, 高度2.5m	/	0.4 (C25) 0.2 (C20)	0.1	顶部设置0.5m高滚网刺丝
2	固定管墩	钢筋砼块式基础	1.4×1.2×0.8	1.5 (C30)	0.4 (C20)	0.01	
3	井口盖板	钢制盖板	Φ3.0m, 厚度0.01m	/	/	1	
4	井口操作平台	钢结构	5.3×0.8×1.05	/	1.1 (C30) 0.6 (C20)	1.1	
5	井场硬化路面	混凝土整体路面	长26m, 宽1m	/	2.6 (C25)	/	混凝土面层厚度0.1m, 垫层为0.15m厚级配砂石
6	井区碎石地坪	散铺碎石	30×30m	/	/	/	先铺0.1m厚碎石土, 再铺0.05m厚碎石
7	围栏	钢柱钢网围栏(柱下砼独立基础)	总长度114.5m, 高度2.5m	/	4 (C25) 1.4 (C20)	2.3	低碳钢丝浸塑围栏顶部设置0.5m高滚网刺丝
8	井场大门	钢柱钢网大门(柱下砼独立基础)	宽度4m, 高度2.5m	/	0.4 (C25) 0.2 (C20)	0.2	顶部设置0.5m高滚网刺丝
9	放喷池	素土修坡	梯形结构, 上底长13.0m, 宽6.0m, 下底长7.0m, 宽2.0m, 深1.5m	18 (C25)	/	/	自上而下: ①放喷管正对面与底面: 耐火砖立铺, 50厚1:3水泥砂浆与钢筋砼面层粘接; 其它三面: 烧结黏土砖立铺, 细砂扫缝, 50厚细砂找平; ②C25钢筋混凝土厚0.15m, 配置Φ6@200双向双层钢筋③0.5m厚原土(隔热层) ④幅度7m的HDPE防渗

							膜一层⑤基层土夯实，夯实系数不小于0.94
10	监控立杆基础	钢筋砼独立基础	1.3×1.3×1.7	2.9 (C30)	0.4 (C20)		
彩煤-2-005H、彩煤-2-006H井							
序号	构筑物	结构型式	平面尺寸 (长×宽×高) m	钢筋混凝土用量 (m ³)	素混凝土用量 (m ³)	钢材用量 (t)	备注
1	井场小门	钢柱钢网大门 (柱下砼独立基础)	宽度1.5m, 高度2.5m	/	0.4 (C25) 0.2 (C20)	0.1	顶部设置0.5m高滚网刺丝
2	固定管墩	钢筋砼块式基础	1.4×1.2×0.8	1.5 (C30)	0.4 (C20)	0.01	
3	井口盖板	钢制盖板	Φ3.0m, 厚度0.01m	/	/	1	
4	井口操作平台	钢结构	5.3×0.8×1.05	/	1.1 (C30) 0.6 (C20)	1.1	本井场内设2座操作平台
5	井场化路面	混凝土整体路面	长50m, 宽1m	/	2.6 (C25)	/	混凝土面层厚度0.1m, 垫层为0.15m厚级配砂石
6	井区碎石地坪	散铺碎石	40×30m	/	/	/	先铺0.1m厚碎石土, 再铺0.05m厚碎石
7	围栏	钢柱钢网围栏 (柱下砼独立基础)	总长度134.5m, 高度2.5m	/	4 (C25) 1.4 (C20)	2.3	低碳钢丝浸塑围栏顶部设置0.5m高滚网刺丝
8	井场大门	钢柱钢网大门 (柱下砼独立基础)	宽度4m, 高度2.5m	/	0.4 (C25) 0.2 (C20)	0.2	顶部设置0.5m高滚网刺丝
9	放喷池	素土修坡	梯形结构, 上底长13.0m, 宽6.0m, 下底长7.0m, 宽2.0m, 深1.5m	18 (C25)	/	/	自上而下: ①放喷管正对面与底面: 耐火砖立铺, 50厚1:3水泥砂浆与钢筋砼面层粘接; 其它三面: 烧结黏土砖立铺, 细砂扫缝, 50厚细砂找平; ②C25钢筋混凝土厚

							0.15m, 配置Φ6@200双向双层钢筋③0.5m厚原土(隔热层)④幅度7m的HDPE防渗膜一层⑤基层土夯实, 夯实系数不小于0.94
10	监控立杆基础	钢筋砼独立基础	1.3×1.3×1.7	2.9 (C30)	0.4 (C20)		

彩31集气站

序号	构筑物	结构型式	平面尺寸 (长×宽×高) m	钢筋混凝用量 (m ³)	素混凝土用量 (m ³)	钢材用量 (t)	备注
1	注醇泵橇基础	钢筋砼条形基础	(3.2×0.4×0.8) ×3	3.1 (C30)	1.01 (C20)	/	1座
2	4井式计量阀组橇	钢筋砼条形基础	(2.2×0.4×0.8) ×3	2.2 (C30)	0.7 (C20)	/	1座

彩31天然气处理站

序号	构筑物	结构型式	平面尺寸 (长×宽×高) m	钢筋混凝用量 (m ³)	素混凝土用量 (m ³)	钢材用量 (t)	备注
1	低温分离器基础	钢筋砼条形基础	(1.4×1.2×1.8) ×2	2.7 (C30)	0.7 (C20)	/	1座, 高出自然地面0.6m, 基础埋深1.20m
2	过滤分离器基础	钢筋砼条形基础	(1.4×1.2×1.6) ×4	5.4 (C30)	1.4 (C20)	/	共2座, 高出自然地面0.6m, 基础埋深1.00m
3	乙二醇再生装置基础	钢筋砼块式基础	8.7×3.7×1.2	39 (C30)	5.3 (C20)	/	共1座, 高出自然地面0.2m, 基础埋深1.0m
4	n型管架	Q235B H型钢	2.5m (宽) 3.0m (高)	1.61		1.2	共10樘
5	管墩	钢筋砼	2.0×0.5×1.2	1.2	0.32	0.3	共15座

3.2.5 储运工程

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的乙二醇均依托站内现有乙二醇储罐储存，本次不新增乙二醇储罐，亦不涉及其他储运工程。

3.2.6 环保工程

环保工程主要为施工期柴油储罐采用固定顶罐，彩 31 天然气处理站内开展泄漏检测与修复工作；每座生活营地内设置 1 座生活污水收集池、井场内的防渗措施、每口井设 1 套井喷装置；运营期每座井场内 1 座放喷池；各设备采取的基础减振。

3.2.7 依托工程

煤岩气依托彩 31 天然气处理站处理，事故状态下依托彩 31 天然气处理站内的现有放空火炬；井下作业废液依托彩南集中处理站采出水处理系统处理；含油污泥直接交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，废润滑油和废含油抹布、劳保用品临时贮存在准东采油厂危险废物暂存场暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

3.2.8 工程组成

工程组成汇总见表 3.2-14。

表 3.2-14 工程组成一览表

类别	具体内容	
主体工程	钻前工程	包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；本次共新建 4 座井场的钻前工程。施工期每座井场设 1 座生活营地，其中彩煤-2-005H、彩煤-2-006H 为平台井，本次共新建 3 座生活营地。
	钻井工程	新钻 4 口井，单井平均设计井深为 3792m，合计钻井进尺为 15168m。采用三开水平井井身结构，采用非磺化水基钻井液
	储层改造	主要包括射孔、压裂，压裂液用量为 300m ³ ，4 口井合计用量 1200m ³ 。
	采气井场	新建 7 座采气井场，每座井场井口设置 1 座采气树、1 座注醇阀组、1 个采气树保温盒、1 个采气树操作平台、各类阀门，井场站内管线 240m。
	单井采气管线和注醇管线	新建单井至彩 31 集气站的单井采气管线 12.5km，径为 DN50 6.0MPa，管材为 20G 材质；新建彩 31 集气站至单井的注醇管线 12.5km，管径为 D29×6，管材为柔性复合管。
	彩 31 集气站改造	新建 1 座 4 井式计量阀组橇、1 座注醇泵橇（内含 6 台注醇泵）、站内管线 280m。更换站内现有 4 台注醇泵。
	彩 31 天然气	新建低温分离器 1 座、过滤分离器 2 座（1 用 1 备）、乙二醇再生装置 1

类别	具体内容	
	处理站	座。
公用工程	供配电	新增设备用电负荷等级为三级，用电电压等级 AC 10/0.38/0.22kV，年有功耗电量为 $44.31 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ ，年无功耗电量为 $15.91 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ 。采气井场 10kV 电源均引自附近井区三线，在每座采气井场附近架设 1 座 30kVA 杆架式变电站，变电站下设 1 只动力配电箱给采气井供电。新建 10kV 架空线路长度约为 3.7km，彩 31 集气站内新建注醇泵橇自带动力配电箱电源引自工艺装置区已建防爆动力配电箱 AP1 备用回路。彩 31 处理站站内新建乙二醇再生装置橇电源引自站内低压配电室已建低压配电柜。
	仪表自动化	每座井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表，其中彩煤-2-005H、彩煤-2-006H 为平台井场，两座井场共用 1 座 RTU，共新建 7 套；彩 31 集气站注醇泵橇内自带接线箱及现场一次仪表；彩 31 天然气处理站新增设施依托站内现有 DCS 系统，乙二醇再生装置和过滤分离橇内自带 PLC 及现场一次仪表。
	消防	每座采气井场配备 8 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器；彩 31 集气站内新增 4 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、4 具 MF/ABC 手提式磷酸铵盐干粉灭火器；彩 31 天然气处理站新增 12 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器。
	给排水	施工期用水主要为管道试压废水、混凝土养护用水、生活污水，运营期用水主要为井场井下作业用水，由罐车从彩南油田作业区公寓拉运至项目区。 施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护用水、生活污水，管道试压废水主要用于项目区洒水抑尘，混凝土养护用水主要靠自然蒸发，生活污水排至防渗收集池中，拉运至彩南油田作业区公寓生活污水处理系统处理。运营期废水主要为井下作业废液（压裂返排液、酸化压裂液和废洗井液），由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理。
	防腐保温	对采气井场、彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站场内管线以及单井采气管线的采取防腐、保温措施
	道路	新建巡检道路 1.55km，采用四级道路，路基宽 4.5m，路面宽 3.5m，路面两侧设置土路肩 $2 \times 0.5\text{m}$ ，路拱坡度 1.5%，路基边坡坡度 1:1.75，交叉口采用加铺转角式，转弯半径为 15.0m。
储运工程	彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的乙二醇均依托站内现有乙二醇储罐储存，本次不新增乙二醇储罐，亦不涉及其他储运工程。	
环保工程	废气	施工期柴油储罐采用固定顶罐；彩 31 天然气处理站内开展泄漏检测与修复工作，事故状态下通过放喷管线输送至放喷池燃烧放空。
	生活污水	施工期每座生活营地内设置 1 座生活污水收集池
	噪声	施工期及运营期各设备采取的基础减振
	地下水	井场内的防渗措施
	环境风险	施工期钻井时每口井设置 1 套井口防喷装置；运营期每座井场内 1 座放喷池。
依托工程	煤岩气	依托彩 31 天然气处理站处理
	放空火炬	依托彩 31 天然气处理站内现有的放空火炬。
	井下作业废液	依托彩南集中处理站采出水处理系统处理

类别	具体内容	
含油污泥、废润滑油和废含油抹布、劳保用品	交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。	

3.2.9 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.2-15。

表 3.2-15 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	$24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($0.79 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)	临时占地面积	193500m^2
设计井数	8	永久占地面积	10245m^2
不同规模站场数	2 座 (彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站)	电能消耗量	彩 31 天然气处理站 $34.52 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}/\text{a}$
管道长度	27.6km (站外管线)		彩 31 集气站 $20.66 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}/\text{a}$
水资源消耗	运营期不消耗新鲜水		采气井场 $40.76 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}/\text{a}$
劳动定员	不新增劳动定员	总投资	3509.24 万元
工作制度	年运行 330 天	环保投资	311 万元

3.2.10 主要原辅材料消耗

施工期主要原辅材料及能源消耗为钻井液、压裂返排液、柴油和新鲜水，消耗量分别为 3680m^3 、 180000m^3 、 480t 、 168m^3 。钻井液、压裂返排液、柴油和新鲜水均采用罐车拉运至井场。

运营期原辅材料消耗主要为乙二醇、电能，消耗量分别为 $6.52 \text{t}/\text{a}$ 、 $95.94 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}/\text{a}$ 。乙二醇依托彩 31 天然气处理站现有乙二醇储罐内的乙二醇。

3.2.11 工艺流程及环境影响因素分析

(1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

① 钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础、生活营地建设及进场道路建设等，产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、建筑垃圾以及对周围环境产生的生态影响等。

② 钻井工艺流程及产污环节

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 3.2-8。

废气主要为柴油机、发电机燃烧烟气、施工扬尘和施工机械、车辆尾气；废水主要为生活污水；噪声源主要为施工机械、车辆；固体废物主要为钻井岩屑和生活垃圾。

③管线、站场改造及公辅工程施工工艺

施工期主要包括站场构筑物建设、管线建设及公辅工程建设，其施工工艺及产污节点见图 3.2-9。

单井采气管线和注醇管线采用埋地敷设，同沟敷设，埋深-1.8m；穿越沥青路面采用顶管穿越；穿越土路和碎石路面采用大开挖方式；穿越道路时加套管；施工作业带宽度控制在 12m 范围内。

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气，废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆，施工过程中对生态环境产生的影响。

④储层改造工艺

储层改造主要包括射孔和压裂，射孔采用连续油管底带射孔枪、电缆带压射孔+套管桥塞分层压裂。具体如下：首段采用连续油管底带射孔枪至射孔位置，校深确定射孔位置无误后，井口打压至设定引爆值引爆射孔枪射孔，提出射孔枪；压裂车组起泵对第一段进行套管注入压裂；压裂后射孔车用电缆携带下入桥塞及射孔枪，先通过自身重力下至水平段以上位置，压裂车组起泵泵送射孔枪及可溶桥塞工具串至预定位置，校深后井口用电子雷管点火启动桥塞坐封装置，坐封桥塞后上提至第二段第一簇射孔位置，校深后点火完成第一簇射孔，再上提至第二簇位置，校深点火完成射孔，由此往复完成第二段射孔，射孔后提出工具串，压裂车组起泵对第二段进行套管注入压裂，由此往复完成全部压裂施工。

储层改造工序无废气、固体废物产生，废水主要为压裂返排液，噪声源主要为各类机泵。

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

①煤岩气集输工艺

本次采用“辐射状”管网集气，单井直接进集气站、依托已建计量分离器轮井计量，井口考虑应急注醇防冻措施，煤岩气集输工艺流程为：单井井口来气通过新建采气管线直接输送进彩 31 集气站的新建 4 井式进站阀组橇，经彩 31 集气站气液分离和加热后通过已建集气干线管输至彩 31 天然气处理站处理，处理后的天然气输送至中国石油新疆油田分公司油气储运公司。注醇工艺流程为彩 31 集气站内的注醇泵橇中的乙二醇通过新建注醇管线管输至单井井口装置处用于防冻。工艺流程框图见图 3.2-10 和图 3.2-11。

废气主要为煤岩气集输、彩 31 天然气处理站内处理气体和彩 31 集气站内注醇等过程中的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）；废水主要为井下作业时产生的井下作业废液；煤岩气集输过程中无固体废物产生；噪声源主要为井场井下作业时泵、彩 31 集气站新增注醇泵、彩 31 天然气处理站新增机泵、空冷器等。

②站场改造工艺流程

彩 31 集气站改造后不改变彩 31 集气站内的集输工艺流程，彩 31 天然气处理站改造后仅在生产分离器后增加了过滤分离器，对来气进一步过滤分离，不改变后续工艺流程，具体工艺流程见图 3.2-12。

废气主要为彩 31 天然气处理站内处理气体（以非甲烷总烃计）；废水主要为乙二醇再生装置产生的废水，固体废物主要为过滤分离器产生的废滤料、乙二醇再生装置产生的废滤料、废活性炭，噪声源主要为乙二醇再生装置处的机泵、空冷器等。

③乙二醇再生装置工艺流程

乙二醇富液进入乙二醇富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液进入乙二醇富液机械过滤器和活性炭过滤器，除去富液中存在的机械杂质及降解产物。过滤后的富液进入再生塔塔顶换热器，换热至 60℃，再进入乙二醇贫富液换热器换热至 85~90℃从中部进入乙二醇再生塔，与来自重沸器的蒸汽逆流接触，继续被加热后的乙二醇富液进入重沸器，被电加热至约 130℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的蒸气（110℃，0.10MPa）经再生塔顶冷却器冷却到 50℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，分离出的液去送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，分离出的不凝气主要为水蒸气，直接排放至大气环境。从重沸器底部出来的乙二醇贫液经贫富液换热器换热到 73℃，再

由塔底空冷器冷却至 45℃，进入乙二醇贫液缓冲罐循环使用。乙二醇再生装置工艺流程详见图 3.2-12。

废气主要为乙二醇再生装置处产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）；废水主要为乙二醇再生装置产生的废水，固体废物主要为乙二醇再生装置产生的废滤料、废活性炭，噪声源主要为乙二醇再生装置处的机泵、空冷器等。

（3）退役期工艺流程及环境影响分析

随着煤岩气的不断开采，其储量逐渐下降，最终进入退役期，退役期主要包括采气井封井、井场设施拆除及清理，管线及公用工程等设施的拆除等活动，工艺及产污节点分析见图 3.2-13。

退役期污染物主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管线吹扫废水、噪声和建筑垃圾，以及施工过程中对生态环境产生的影响。

3.2.12 项目实施后已建装置能力分析 & 煤岩气处理工艺可行性分析

（1）彩 31 集气站

彩 31 集气站设计规模 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前集气站集气总量最大为 $9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，还有 $31 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的集气富余量，能够满足新增井集气量要求。

（2）集气管线

彩 31 集气站至彩 31 天然气处理站的集气管线 12.8km，设计输气规模 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前最大输气规模为 $28 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余 $12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余输气规模可满足新增井需求。

（3）彩 31 天然气处理站

彩 31 天然气处理站设计处理能力为 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理气量约 $9 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $16 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本项目实施后 10 年内包含本项目 8 口井在内的总气量为 $9.3 \sim 24.9 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，彩 31 天然气处理站处理能力可满足需求。

（4）煤岩气处理工艺可行性分析

煤岩气中甲烷含量为 88.87%~95.30%，平均 92.49%，乙烷含量为 1.44%~2.07%，平均 1.69%，丙烷含量为 0.39%~0.86%，平均 0.57%，氮气含量为 2.09%~8.96%，平均 4.38%，二氧化碳含量为 0.01%~0.38%，平均 0.22%，煤岩气的组分与彩 31 天

然气处理站处理的气田气中的天然气组分相近，将煤岩气送至彩 31 天然气处理站进行处理工艺可行。

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

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气、施工扬尘、施工机械及车辆尾气和管线焊接废气。

① 柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 120t，4 口井柴油消耗总量为 480t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（ SO_2 2.24kg/t， NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t），则污染物排放总量为： SO_2 1.08t、 NO_x 1.40t、总烃 1.02t。

② 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、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

③ 施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

④ 管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境质量影响不大。

(2) 废水

废水主要为储层改造产生的废压裂液、管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水。

① 废压裂液

储层改造过程中会产生一定的废压裂液，产生量约为 1200m³，废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至彩南集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排。

②管道试压废水和混凝土养护废水

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。

场站内各基础建设会产生一定的混凝土养护废水，污染物主要为悬浮物，主要靠自然蒸发处理。

③生活污水

钻井工程井场设生活营地，单井钻井周期为 60 天，钻井人数为 35 人，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，则单井生活用水 42m³，4 口井用水共 168m³。排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 134m³。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时防渗池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至彩南油田作业区公寓生活污水处理厂处理。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB(A)~105dB(A) 之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 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
柴油发电机	钻井井场	80~90	间歇	机械	设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施
钻机		100~105		机械	
钻井液循环泵		95~100		机械	
施工机械		85~100		机械	
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修

(4) 固体废物

固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废润滑油和废防渗材料。

①钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由

钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按下列公式计算：

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

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，取 d=2.2。

根据上述公式及井身结构计算出单井岩屑产生量为 941.6m³，则 4 口井合计产生量为 3766.4m³。

②生活垃圾

单井钻井周期为 60 天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则单井井场生活垃圾产生量为 1.05t，则 4 口井生活垃圾产生量为 4.2t，集中收集后送至五彩湾工业园垃圾填埋场。

③建筑垃圾

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

④废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，保养维修过程中会产生一定量的废润滑油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油为 0.05t，则 4 口井废润滑油产生量 0.2t。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

⑤废防渗材料

场地清理时拆除的未破损且未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料属于危险废物（HW08 类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，施工结束后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数

量可知，单井井场钻井期产生的废防渗材料为 0.07t，则 4 口井废润滑油产生量 0.28t。

(5) 生态影响分析

①工程占地

项目总占地面积 203245m²，其中永久占地 10245m²，临时占地 193500m²，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地概况一览表

序号	建设内容	永久征地	临时占地	合计	占地类型	备注
1	井场	3000	37500	40000	沙地	永久占地 30m×25m
2	单井采气管线和注醇管线	0	150000	150000	沙地	长度 12.5km、施工作业带宽度 12m
3	道路	6975	0	6975	沙地	长度 1.55km，路基宽 4.5m
3	输电线路	270	6000	6270	沙地	长度 1.5km，施工作业带宽度 4m
4	合计	10245	193500	203245	/	/

※土石方平衡

土石方主要产生于单井采气管线和注醇管线建设过程中，土石方全部回填，无弃方产生。

3.3.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

废气主要为煤岩气集输、处理过程中阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物、彩 31 集气站内注醇橇中阀门、法兰等部分产生的无组织乙二醇、乙二醇再生装置阀门法兰等处理产生的乙二醇和不凝气。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中非甲烷总烃的定义：“采用规定的监测方法，氢火焰离子化检测器有响应的除甲烷外的气态有机化合物的总和”可知，乙二醇可以非甲烷总烃计。

①无组织挥发性有机物

无组织挥发性有机物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；

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，单井采气井场取 2.91%，彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站取 100%；

WF_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，单井采气井场取 95.4%，彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站取 100%；

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；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 7920h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-3。

表 3.3-3 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)	
井场	单井	阀门	0.064	16	0.0007
		法兰	0.085	32	0.0020
		连接件	0.028	192	0.0039
		小计	/	/	0.0066
	8口井合计	/	/	0.0528	
彩 31 天然气 处理站	阀门	0.064	32	0.0488	
	法兰	0.085	64	0.1292	
	连接件	0.028	384	0.2556	
	小计	/	/	0.4336	
彩 31 集气站	阀门	0.064	8	0.0122	
	法兰	0.085	16	0.0323	
	连接件	0.028	96	0.0639	
	小计	/	/	0.1084	

② 不凝气

乙二醇再生装置中会产生一定的不凝气，根据建设单位提供资料可知，乙二醇装置产生的不凝气量为 $2\text{m}^3/\text{a}$ ，不凝气主要为水蒸气，直接排放至大气环境中。

③ 温室气体排放量核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放，公式如下：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为煤岩气开采过程中 CH_4 排放、天然气处理过程中 CH_4 逃逸排放、火炬燃烧放空（事故火炬）和净购入电力隐含的 CO_2 排放。

※煤岩气开采过程中 CH_4 逃逸排放量

煤岩气开采过程中 CH_4 逃逸排放量按照下式计算：

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

式中： $E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{\text{oil},j}$ 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；

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

$EF_{\text{gas},j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。

本项目为煤岩气开采，亦属于天然气开采，不涉及原油开采，涉及 CH_4 排放的

设施主要为井口装置和集气站，相关参数取值及计算结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 煤岩气开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
8 口采气井	井口装置	2.5 吨/年·个	8	20
1 座集气站	集气站	27.9 吨/年·个	1	27.9

根据表中参数，结合公式计算可知，CH₄ 逃逸排放量为 47.9t。

※煤岩气处理过程中的 CH₄ 逃逸排放

煤岩气处理过程中的 CH₄ 排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4\text{气处理逃逸}} = Q_{gas} \times EF_{CH_4\text{气处理逃逸}}$$

式中： $E_{CH_4\text{气处理逃逸}}$ 为天然气处理过程 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{gas} 为天然气的处理量，单位为亿 Nm³，本次取 25×10⁴m³/d (0.9125×10⁸m³/a)

$EF_{CH_4\text{气处理逃逸}}$ 为单位天然气处理量的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿 Nm³天然气，本次取 40.34 吨/亿 m³。

根据上述公式计算出煤岩气处理过程中 CH₄ 排放量为 36.8t。

※事故火炬燃烧放空

事故火炬燃烧放空过程中 CO₂ 和 CH₄ 的排放量公式如下：

$$E_{CO_2\text{事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中： $E_{CO_2\text{事故火炬}}$ 为由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4\text{事故火炬}}$ 为事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄。

j 为事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万Nm³/小时，本次取0.125m³/h；

$T_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；本次取6小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中除CO₂外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万Nm₃，计算公式如下：

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

V_n 为火炬气中除 CO_2 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 $0 \sim 1$ ，如某含碳化合物的体积浓度为 90% ，则 V_n 取 0.9 ；计算出 $CC_{\text{非}CO_2}$ 为 9.26 ；

CN_n 为火炬气中第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

OF 为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98 ；

$V_{(CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度，本次取 0.22% ；

V_{CH_4} 为事故火炬气中 CH_4 的体积浓度，本次取 92.49% 。

根据上述公式计算出 CH_4 和 CO_2 排放量分别为 $0.1t$ 、 $1.1t$ 。

※净购入电力隐含的 CO_2 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中： $E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

本工程电力消耗约 $959.4MW \cdot h$ ，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3.3-5。

表 3.3-5 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量（MW·h）	排放因子（tCO ₂ /MW·h）	排放量（tCO ₂ ）
959.4	0.8922	856

备注：排放因子来源于生态环境部 2020 年 12 月 29 日发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子

根据上述计算可知，本项目 CH_4 排放量为 $84.8t/a$ ， CO_2 排放量为 $857.1t/a$ 。

项目实施后无组织废气排放量核算表见表 3.3-6。

表 3.3-6 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	M1	井场	煤岩气	管线密闭集输至彩 31 天然气处理站处理	GB21522-2008	禁止排放	/
		井场	NMHC		GB16297-1996 表 2	4	0.0528
2	M2	彩 31 天然气处理站	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.4336
3	M3	彩 31 集气站	NMHC			4	0.1084
4	合计	/	/	/	/	/	0.5948

(2) 废水

煤层气中的采出水通过管线管输至彩 31 集气站，最终再由罐车拉运至彩南集中处理站处理，采出水产生量为 3200m³/a，在彩 31 集气站液量可接受范围内，采出液量产生的环境影响在已采出水已在彩 31 集气站做环评时进行过评价，本次不再重复评价。彩 31 天然气处理站内的废水主要为乙二醇再生装置产生的废水，井场废水主要为井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）。

①乙二醇再生装置产生废水

乙二醇再生过程中会产生一定的废水，根据建设单位提供资料可知，废水产生量为 200m³/a，集中收集后送至彩南集中处理站采出水处理系统处理。

②井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，产污系数及产生量见表 3.3-7。

表 3.3-7 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	产生量
非低渗透油井	压裂返排液	263.98m ³ /井·次	2111.84m ³ /a
	酸化返排液	82.3m ³ /井·次	658.4m ³ /a
	废洗井液	25.29t/井	202.32t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标注后回注地层，不外排。

(3) 噪声

噪声源主要为彩 31 集气站内的注醇泵橇、彩 31 天然气处理站内乙二醇再生装置的富液提升泵等，井场井下作业时的各类机泵及巡检车辆等，各噪声源均为室外噪声源，噪声排放情况见表 3.3-8 和表 3.3-9。

表 3.3-8 彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站噪声排放情况一览表

类别	名称	空间相对位置 (m)			源强dB (A)	数量 (座/台)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z				
彩31集气站	注醇泵橇	32	30	662	85~90	10	采用低噪声设备、基础减振	昼夜连续运行
彩31天然气处理站	富液提升泵	39	-106	696	85~90	1		

备注：彩31集气站空间位置坐标以站场西南角为（0,0）点计算，彩31天然气处理站空间坐标以东北角为（0,0）点计算。

表 3.3-9 采气井场噪声源强清单

序号	噪声源名称		声功率级[dB (A)]	声源控制措施	排放规律	噪声特性
1	井场	井下作业	85~90	选用低噪声设备、基础减振	间歇	机械
2	罐车	交通噪声	60~90	禁止随意鸣笛	间歇	机械

(4) 固体废物

正常工况下，采气井场无固体废物产生，彩 31 天然气处理站内的固体废物主要为废滤料、废活性炭和废润滑油，彩 31 集气站内的固体废物主要为废润滑油。

①废滤料

废滤料主要产生于过滤分离器、乙二醇再生装置中的机械过滤器，过滤器中的滤料更换频率为每五年更换一次，每次更换产生量为 0.2t，更换产生的废滤料属于

《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 类危险废物，废物代码为 900-041-49，危险废物特性 T/In，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

②废活性炭

乙二醇再生装置中的活性炭过滤器中的活性炭需定期更换，更换频率为每五年更换一次，每次更换产生量为 0.01t，更换产生的废滤料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 类危险废物，废物代码为 900-039-49，危险废物特性 T，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

③废润滑油

彩 31 集气站、彩 31 天然气处理站维修时会产生废润滑油，产生量分别为 1t/a、0.02t/a，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（废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I），临时贮存在准东采油厂危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

各类危险废物汇总情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废滤料	HW49	900-041-49	0.2t/5a	过滤分离器、机械过滤器	固态	油类	油类	每 3 年	T/In	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废活性炭	HW49	900-039-49	0.01t/5a	活性炭过滤器	固态	油类	油类	每 3 年	T	
3	废润滑油	HW08	900-214-08	1.02t/a	设备检修维修	液态	油类	油类	/	T, I	

(5) 生态影响

运营期不新增占地，单井采气管线、注醇管线、输电线路临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

(6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表 3.3-11。项目实施后，废水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理达标后回注，固体废物均得到妥善处置，故本次仅统计废气污染

物排放量的“三本账”，详见表 3.3-12。

表 3.3-11 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	采气井场	气体集输过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	0.0528t/a	0.0528t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查排放至大气环境
	彩 31 天然气处理站	气体处理过程的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	0.4336t/a	0.4336t/a	
	彩 31 集气站	气体集气处理过程的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	0.1084t/a	0.1084t/a	
废水	井下作业		压裂返排液	压裂返排液	2111.84 m ³ /a	0	送至彩南集中处理站采出水处理系统处理
	井下作业		酸化返排液	酸化返排液	658.4m ³ /a	0	
	井下作业		废洗井液	废洗井液	202.32m ³ /a	0	
	乙二醇再生装置		乙二醇再生装置废水	再生废水	200m ³ /a	0	
噪声	各类机泵及巡检车辆		噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固体废物	低温过滤器、过滤分离器和机械过滤器		废滤料	废滤料	0.2t/5a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	设备维修		废润滑油	废润滑油	0.01t/5a	0	
	活性炭过滤器		废活性炭	废活性炭	1.02t/a	0	

表 3.3-12 废气污染物排放量三本账一览表

序号	站场名称	污染物	现有工程排放量 (t/a)	本次工程新增量 (t/a)	以新带老削减量 (t/a)	全厂总排放量 (t/a)
1	彩 31 天然气处理站	颗粒物	0.008	0	0	0.008
2		二氧化硫	0.006	0	0	0.006
3		氮氧化物	0.097	0	0	0.097
4		非甲烷总烃	0.16	0.4336	0	0.1732
5	彩 31 集气站	颗粒物	0.001	0	0	0.001
6		二氧化硫	0.0007	0	0	0.0007
7		氮氧化物	0.012	0	0	0.012
8		非甲烷总烃	0.082	0.1084	0	0.1904
9	采气井场	非甲烷总烃	0	0.0528	0	0.0528

3.3.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、建筑垃圾等。

3.3.4 事故状态环境影响分析

本项目可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

(1) 井喷事故

井喷主要是在钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，煤岩气、采出水和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。事故状态下煤岩气通过放喷管线引至放喷池中燃烧放空。

(2) 井漏事故

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

(3) 非正常工况污染物核算

非正常工况主要为采气井场设备检维修，检维修时产生的煤岩气送至放喷池燃烧放空。根据设计方案可知，事故状态下放喷量约为 $1250\text{m}^3/\text{h}$ ，单次放空最大时长为 6h，直径为 100mm。参照《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018) 中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物)} \end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i —核算时段内火炬气中的硫含量， kg/m^3 ；

Q_i —核算时段内火炬气流量， m^3/h ；

t_i —火炬年运行时间，h；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054。

本项目天然气中不含硫，非正常工况放喷燃烧废气中氮氧化物排放量约 67.5kg/h，单次放空最大排放量为 0.405t。

表 3.3-12 井喷事故状态下氮氧化物排放量核算表

序号	污染源	事故排放原因	污染物	非正常排放量 (t)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	应对措施
1	采气井	设备检维修及井喷	氮氧化物	0.405	67.5	6	通过放喷管点燃放空

3.4 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x 、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。井下作业废液和乙二醇再生装置产生废水集中收集后送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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；本项目无有组织氮氧化物和非甲烷总烃排放，总量控制指标仅对有组织废气进行控制，故本次不进行总量控制指标申请。

3.5 清洁生产分析

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

3.5.1 准东采油厂清洁生产审核概况

准东采油厂 2006 年进行了第一轮清洁生产审核，于 2011 年由新疆环境工程评估中心通过验收，文号为新环估清验(2011)001 号；2010 年进行了第二轮清洁生产审核，于 2014 年通过新疆环境工程评估中心审查(新环评估清(2011)079 号)，并于 2014 年通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环函(2014)519 号)；

2018 年进行了第三轮清洁生产审核，于 2019 年通过昌吉回族自治州生态环境局审查，并于 2021 年通过昌吉回族自治州生态环境局验收。目前正在开展第四轮清洁生产审核，各轮清洁生产方案实施后，可进一步减少准东有偿在生产过程中的能耗、物耗，降低污染物的排放水平，使得准东采油厂清洁生产水平持续提高。

3.5.2 准东采油厂清洁生产水平评价结论

根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂清洁生产审核报告（2019 年）》清洁生产水平分析结论，本轮评价结合《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于开展油气田企业绿色矿山创建工作的通知》中的相关要求，对准东采油厂进行了综合客观的分析评定。评价结论表明，准东采油厂属于清洁生产先进企业。

3.5.3 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

本项目钻井、井下作业、采气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 4.5-1 至表 4.5-3。

（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 4.5-4。

表 4.5-1 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
		采油机烟气	-	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 4.5-2 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	0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	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	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	<50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	<150	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 4.5-3 采气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	9.17	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	100	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	>10	0	
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	>150	0	
		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	采气过程醇回收设施		10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20	/	20	20
		集输流程		全密闭流程		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

表 4.5-4 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	$75 \leq P < 90$

由表 4.5-1 至表 4.5-3 计算可得：

- 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 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。
- 采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.5.4 本项目清洁生产水平分析

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，准东采油厂仍为清洁生产先进企业。

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

综上所述，本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，使用质量合格的管线，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求，项目实施后，准东采油厂仍为清洁生产先进企业。

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昌吉回族自治州阜康市，该市地处天山东段博格达峰北麓，准噶尔盆地东南缘，市域东临吉木萨尔县，西接米东区，南以天山分水岭与乌鲁木齐县相邻，北入古尔班通古特沙漠与阿勒泰地区富蕴县接壤。市域东西相距 76km，南北延绵 198km，地理坐标为东经 $87^{\circ} 46' \sim 88^{\circ} 44'$ ，北纬 $43^{\circ} 45' \sim 45^{\circ} 30'$ ，行政区总面积 11726km^2 。地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

阜康市区域地势南高北低，总的趋势是由东南向西北倾斜，海拔高程 5445m 至 450m，根据地形、植被、气候等因素，大致分为南部山区、中部平原区和北部沙漠三个大地貌单元，构成典型的干旱半干旱的自然景观。

南部山区：南部山区海拔 5445~800m，位于天山山脉东段北坡，山峰连绵，沟壑纵横。地貌带南北向排列，东西向延展。风景秀丽，负有盛名的天池，即坐落在南部山区博格达峰北侧这一带山谷之中。

中部平原区：中部平原区海拔 450~700m，平均坡度为 2.5%，由山前各河系冲积和洪积而成。东西狭长，且西窄东宽，地形由东南向西北倾斜，地势较平坦，水源丰富，土层深厚，是阜康市粮油产区及城区所在地。

北部沙漠区：北部沙漠区从海拔 450m 自南向北延伸到海拔 800m 左右，约占阜康市总面积的 53%，为古尔班通古特沙漠的一部分，区内沙丘起伏连绵，其高度一般为 5~25m 左右，为固定或半固定沙丘。

项目所在区域地表均为沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁，地貌类型单一，地形起伏不平，地面海拔 660m~720m，平均海拔 695m。沙梁高度一般为 15m~30m，宽度一般为 20m~100m。

4.1.3 水文地质

项目地处准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠，开发区域内地表水资源匮乏，无天然地表水体。

区域埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙裂隙水。

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于 100m，潜水位埋深较大(10~50m)，矿化度 $>10\text{g/l}$ ，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主；水量小，无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，矿化度 3~10g/L，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90~500m³/d。

油田区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约 200m 左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在 50~150m；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于 100m。本区主要含水层水文地质特征如下：

①白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏~中等，一般水质较差，为咸水。②第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性。彩南油田北部三个泉洼地的一条断层，阻断了盆地南北两盘的地下水水力联系。三个泉洼地以北的地层层间水补给来源主要来自于乌伦古河水系，项目所在区彩南油田区域内地下水主要来自南部天山水系的洪水补给。由于项目区位于干旱沙漠地区，距离南部天山水系补给源较远，总体来说地下水较为贫乏。

油田区域地下水的补给主要有两个来源，一为大气降水，主要来自春季融雪水；二是山区河流及边缘灌区排入沙漠之水。

4.1.4 气候气象

项目所在区属温带大陆性干旱气候，冬季寒冷、夏季炎热，春秋季节气候变化剧烈，降水量少，蒸发量大，空气干燥，光照充足，热量适中，昼夜温差大。春夏多风，常年主导风向为西北风。主要气候参数见表 4.1-1。

表 4.1-1 项目所在区域常规气象资料统计

项目名称	单位	数值	
气温	最冷月平均气温	℃	-23.8
	最热月平均气温	℃	31.7
	极端最高气温	℃	36.9
	极端最低气温	℃	-32.3
	年平均气温	℃	6.4
降水量	一日最大值	mm	15.3
	一小时最大值	mm	9.0
	年降水天数平均值/极值	d/a	67d/ \
风速	冬季平均风速	m/s	2.0
	夏季平均风速	m/s	2.9
	年平均风速	m/s	2.6
	年最大风速	m/s	21.0
	年主导风向	\	N; NE
相对湿度	冬季相对湿度	\	85%
	夏季相对湿度	\	44%
大气压力	冬季	kPa	94.92
	夏季	kPa	93.23
最大积雪厚度		mm	240
最大冻土深度平均值/极值		cm	175/183.25
地下土壤温度	-0.8m 处历年平均值	℃	10.8
	-1.6m 处历年平均值	℃	11.0
雷暴日数		d/a	1
沙暴日数		d/a	5
年蒸发量		mm	2244.0
地震烈度		度	VI

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。

4.3 环境质量现状调查与评价

本次采用实测和引用资料相结合的方法调查区域环境质量现状。

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

拟部署煤岩气属于新区块，彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站为站场改造工程，不属于滚动开发区块建设项目，故本次环境空气质量现状调查仅进行达标区判定和特征污染物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、地形条件相似的阜康市环境空气质量达标区判定结论及数据。

本次评价收集了国控点阜康市环境监测站 2022 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本污染物的全年监测数据，详见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均浓度	9	60	15	达标
	日平均第98百分位数	16	150	10.7	达标
NO ₂	年平均值	26	40	65	达标
	日平均第98百分位数	70	80	87.5	达标
PM ₁₀	年平均值	82	70	117.1	超标
	日平均第95百分位数	250	150	166.7	超标
PM _{2.5}	年平均值	50	35	142.9	超标
	日平均第95百分位数	185	75	246.7	超标
CO	24小时平均第95百分位数	1.9 (mg/m^3)	4 (mg/m^3)	47.5	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	122	160	76.3	达标

由表 4.3-1 可知，项目所在地阜康市环境空气质量基本污染物中除了 PM_{2.5}、PM₁₀ 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中的二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区。超标原因主要与当地风沙季有一定的原因。

(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

根据方案中可知，煤岩气中未检出硫化氢，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：本次在彩煤 2-004H 井场和彩煤 2-005H 井场下风向 500m 处各布设 1 个监测点，在彩 31 天然气处理站下风向 0.5km、1km 处各布设 1 个监测点，共布设 4 个大气监测点，监测点坐标见表 4.3-2。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	监测点描述	井位坐标	
		N	E
G1	彩煤 2-004H 井场下风向 500m 处		
G2	彩煤 2-005H 井场下风向 500m 处		
G3	彩 31 天然气处理站下风向 500m 处		
G4	彩 31 天然气处理站下风向 1000m 处		

②监测频次

非甲烷总烃和硫化氢均连续监测 7 天，其中非甲烷总烃每天测 4 次，每次取 4 次样；硫化氢每天测 4 次。

③监测时间及监测单位

监测时间：2024 年 3 月 17 日~3 月 23 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

④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 2.0mg/m³ 执行，H₂S 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。

⑤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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑥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	530~860	43	达标
	H ₂ S	一次值	10	1.0L	/	达标
G2	NMHC	一次值	2000	460~800	40	达标
	H ₂ S	一次值	10	1.0L	/	达标
G3	NMHC	一次值	2000	520~810	40.5	达标
	H ₂ S	一次值	10	1.0L	/	达标
G4	NMHC	一次值	2000	270~660	33	达标
	H ₂ S	一次值	10	1.0L	/	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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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) 监测点位和监测因子

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, 因项目区周围无地下水井, 本次选取距离项目区最近的 3 口地下水井监测水质和水量, 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	水源井名称	坐标	
		N	E
D1	滴水 7		
D2	滴水 12		
D3	滴水 5		

(2) 监测因子

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻ 的浓度, pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、

铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钠、硫化物、钡，水位、水温。

(3) 监测时间及监测单位

采样时间：2024 年 3 月 17 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：

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

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

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溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、总硬度超标外，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。

(7) 包气带防污性能

在彩 31 天然气处理站内（坐标为*****）的 0-0.2m 埋深范围内取一个样品，测试分析浸溶液成分，主要监测 pH、石油类、汞、砷、六价铬，监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 包气带防污性能监测结果一览表

监测因子	监测结果	监测因子	监测结果
pH	8.2	砷 (μg/L)	0.3L
石油类 (mg/L)	0.02	六价铬 (mg/L)	0.006
汞 (μg/L)	0.04L		

由表 4.3-6 可知，石油类及重金属《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，目前彩 31 天然气处理站内的包气带防污性能良好。

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		
			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	7.1	0.07	达标	7.3	0.2	达标	7.2	0.13	达标
2	水温/°C	/	11.2	/	/	11.4	/	/	11.6	/	/
3	溶解性总固体	≤1000	1890	1.89	超标	2570	2.57	超标	1460	1.46	超标
4	耗氧量	≤3	0.6	0.2	达标	0.5	0.17	达标	0.5	0.17	达标
5	氨氮	≤0.5	0.070	0.14	达标	0.090	0.18	达标	0.096	0.192	达标
6	氟化物	≤1	1.15	1.15	超标	2.23	2.23	超标	1.96	1.96	超标
7	氯化物	≤250	597	2.39	超标	871	3.48	超标	378	1.51	超标
8	硝酸盐	≤20	19.8	0.99	达标	3.21	0.16	达标	10.3	0.52	达标
9	硫酸盐	≤250	463	1.85	超标	962	3.85	超标	543	2.17	超标
10	亚硝酸盐氮	≤1	0.003L	/	达标	0.093	0.093	达标	0.005	0.005	达标
11	挥发酚类	≤0.002	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标
12	六价铬	≤0.05	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标	0.004L	/	达标
13	氰化物	≤0.05	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标	0.002L	/	达标
14	总大肠菌群 (MPN/L)	≤3.0	未检出	/	达标	未检出	/	达标	未检出	/	达标
15	总硬度	≤450	1500	3.33	超标	1960	4.36	超标	1040	2.31	超标
16	铁	≤0.3	0.03L	/	达标	0.03L	/	达标	0.03L	/	达标
17	锰	≤0.1	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
18	K ⁺	/	8.95	/	/	11.2	/	/	11.2	/	/
19	Ca ²⁺	/	392	/	/	594	/	/	305	/	/
20	Na ⁺	/	93.6	/	/	113	/	/	127	/	/
21	Mg ²⁺	/	121	/	/	121	/	/	60	/	/
22	钡	≤0.7	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标

23	汞	≤0.001	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标	0.0003L	/	达标
24	砷	≤0.01	0.00004L	/	达标	0.00004L	/	达标	0.00004L	/	达标
25	CO ₃ ²⁻	/	0	/	/	22.7	/	/	0	/	/
26	HCO ₃ ⁻	/	77.2	/	/	52.7	/	/	92.5	/	/
27	石油类	≤0.05	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
28	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	26	0.26	达标	30	0.3	达标	28	0.28	达标
29	硫化物	≤0.002	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标	0.003L	/	达标
30	铅	≤0.01	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标	0.01L	/	达标
31	镉	≤0.005	0.001L	/	达标	0.001L	/	达标	0.001L	/	达标
32	水位	/	187m	/	/	139m	/	/	126m	/	/

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

在彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站厂界四周各布设 1 个监测点，选取代表性的井场布设 11 监测点，共布设 19 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	监测点描述		坐标	
			N	E
Z1	彩 31 天然气处理站	西北厂界		
Z2		东北厂界		
Z3		东南厂界		
Z4		西南厂界		
Z5	彩 31 集气站	东厂界		
Z6		南厂界		
Z7		西厂界		
Z8		北厂界		
Z9	彩煤-2-005H			
Z10	彩煤-2-004H			
Z11	彩煤-2-001H			
Z12	白家 9 井	东厂界		
Z13		南厂界		
Z14		西厂界		
Z15		北厂界		
Z16	彩探 1 井	东厂界		
Z17		南厂界		
Z18		西厂界		
Z19		北厂界		

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 3 月 17 日~3 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

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)]

监测点	监测点描述		昼间			夜间		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	彩 31 天然气 处理站	西北厂界	38	60	达标	39	50	达标
Z2		东北厂界	37	60	达标	40	50	达标
Z3		东南厂界	38	60	达标	41	50	达标
Z4		西南厂界	39	60	达标	42	50	达标
Z5	彩 31 集气站	东厂界	46	60	达标	39	50	达标
Z6		南厂界	44	60	达标	39	50	达标
Z7		西厂界	42	60	达标	40	50	达标
Z8		北厂界	43	60	达标	39	50	达标
Z9	彩煤-2-005H		45	60	达标	38	50	达标
Z10	彩煤-2-004H		44	60	达标	39	50	达标
Z11	彩煤-2-001H		46	60	达标	39	50	达标
Z12	白家 9 井	东厂界	46	60	达标	39	50	达标
Z13		南厂界	44	60	达标	42	50	达标
Z14		西厂界	44	60	达标	42	50	达标
Z15		北厂界	44	60	达标	42	50	达标
Z16	彩探 1H 井	东厂界	42	60	达标	41	50	达标
Z17		南厂界	48	60	达标	41	50	达标
Z18		西厂界	43	60	达标	41	50	达标
Z19		北厂界	41	60	达标	41	50	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

根据国家土壤信息服务平台数据, 项目区土壤类型为风沙土, 土壤类型见图 4.3-4。

(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)》(HJ964-02018)和《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)判定, 本项目土壤污染影响为三级评价, 土壤生态影响型为二级评价, 并结合污染影响三级评价和生态影响型二级评价的监测布点要求以及井场和站场的分布情况, 本次共布设 12 个表

层样，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		性质	采样要求
			N	E		
占地范围内	T1	生态影响型和污染影响型	彩煤-2-001H		表层样	0~0.2m处取样
	T2		彩煤-2-003H			
	T3		彩煤-2-006H			
	T4		彩 31 集气站			
	T5		白家 9 井处			
	T6		彩探 1H 井			
	T7		彩 31 天然气处理站			
	T8					
占地范围外	T9	生态影响型	彩 31 天然气处理站外		表层样	0~0.2m处取样
	T10		单井采气管线沿线			
	T11					
	T12					

②监测因子

T1 监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃、土壤盐分含量。

其余监测因子：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）

芘、苯并 (b) 荧蒽、苯并 (k) 荧蒽、蒽、二苯并 (a, h) 蒽、茚并 (1, 2, 3-cd) 芘、萘、石油烃、土壤盐分含量。

理化性质调查：T3 理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

③监测单位及监测时间

采样时间：2024 年 3 月 17 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

④评价标准

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。

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 4.3-11，土壤理化性质见表 4.3-12。

表 4.3-10 挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	μg/kg	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	μg/kg	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	μg/kg	1.0L		达标
4	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	μg/kg	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	1.1L	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	1.2L	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
12	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	μ g/kg	1.2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	μ g/kg	1.4L	/	达标
14	1, 1, 1-三氯乙烷	840	μ g/kg	1.3L	/	达标
15	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	μ g/kg	1.2L	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	μ g/kg	1.2L	/	达标
17	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	μ g/kg	1.2L	/	达标
18	氯乙烯	0.43	μ g/kg	1.0L	/	达标
19	苯	4	μ g/kg	1.9L	/	达标
20	氯苯	270	μ g/kg	1.2L	/	达标
21	1, 2-二氯苯	560	μ g/kg	1.5L	/	达标
22	1, 4 二氯苯	20	μ g/kg	1.5L	/	达标
23	乙苯	28	μ g/kg	1.2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	μ g/kg	1.1L	/	达标
25	甲苯	1200	μ g/kg	1.3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	μ g/kg	1.2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	μ g/kg	1.2L	/	达标
28	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
29	苯胺	260	mg/kg	0.01L	/	达标
30	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	μ g/kg	0.1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	μ g/kg	0.1L	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	μ g/kg	0.2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	μ g/kg	0.1L	/	达标
35	蒽	1293	μ g/kg	0.1L	/	达标
36	二苯并[a, h]蒽	1.5	μ g/kg	0.1L	/	达标
37	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	μ g/kg	0.1L	/	达标
38	萘	70	μ g/kg	0.09L	/	达标

表 4.3-11 其他监测点监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				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
/	/	/	/	T1 (0m~0.2m)			T2 (0m~0.2m)			T3 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.36	/	/	8.27	/	/	8.50	/	/
2	汞	38	mg/kg	0.210	0.0055	达标	0.207	0.0055	达标	0.211	0.0056	达标
3	砷	60	mg/kg	3.12	0.0520	达标	3.09	0.0520	达标	3.25	0.0542	达标
4	铅	800	mg/kg	14.2	0.0178	达标	20.4	0.0178	达标	15.5	0.0194	达标
5	镉	65	mg/kg	0.28	0.0043	达标	0.48	0.0043	达标	0.28	0.4308	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	18	0.0010	达标	21	0.0010	达标	20	0.0011	达标
8	镍	900	mg/kg	19	0.0211	达标	19	0.0211	达标	19	0.0211	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	21	0.0022	达标	16	0.0036	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	5.9	/	/	5.7	/	/	5.6	/	/
/	/	/	/	T4 (0m~0.2m)			T5 (0m~0.2m)			T6 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.41	/	/	8.37	/	/	8.25	/	/
2	汞	38	mg/kg	0.210	0.0055	达标	0.210	0.0055	达标	0.210	0.0055	达标
3	砷	60	mg/kg	3.22	0.0537	达标	3.20	0.0533	达标	3.23	0.0538	达标
4	铅	800	mg/kg	13.0	0.0163	达标	16.0	0.0200	达标	14.2	0.0178	达标
5	镉	65	mg/kg	0.26	0.0040	达标	0.27	0.0042	达标	0.28	0.0043	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	17	0.0009	达标	19	0.0011	达标	19	0.0011	达标
8	镍	900	mg/kg	18	0.0200	达标	21	0.0233	达标	19	0.0211	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	14	0.0031	达标	15	0.0033	达标

彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程环境影响报告书

10	土壤盐分含量	/	g/kg	6.1	/	/	5.6	/	/	6.2	/	/
/	/	/	/	T7 (0m~0.2m)			T8 (0m~0.2m)			T9 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.33	/	/	8.29	/	/	8.47	/	/
2	汞	38	mg/kg	0.210	0.0055	达标	0.216	0.0057	达标	0.211	0.0056	达标
3	砷	60	mg/kg	3.07	0.0512	达标	3.34	0.0557	达标	3.20	0.0533	达标
4	铅	800	mg/kg	12.5	0.0156	达标	16.5	0.0206	达标	14.3	0.0179	达标
5	镉	65	mg/kg	0.26	0.0040	达标	0.29	0.0045	达标	0.25	0.0038	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	17	0.0009	达标	21	0.0012	达标	20	0.0011	达标
8	镍	900	mg/kg	18	0.0200	达标	23	0.0256	达标	21	0.0233	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	11	0.0024	达标	13	0.0029	达标	12	0.0027	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	4.9	/	/	4.9	/	/	4.8	/	/
/	/	/	/	T10 (0m~0.2m)			T11 (0m~0.2m)			T12 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.43	/	/	8.25	/	/	8.41	/	/
2	汞	38	mg/kg	0.214	0.0056	达标	0.210	0.0055	达标	0.212	0.0056	达标
3	砷	60	mg/kg	3.27	0.0545	达标	3.23	0.0538	达标	3.22	0.0537	达标
4	铅	800	mg/kg	12.3	0.0154	达标	17.4	0.0218	达标	14.3	0.0179	达标
5	镉	65	mg/kg	0.26	0.0040	达标	0.29	0.0045	达标	0.26	0.0040	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	17	0.0009	达标	21	0.0012	达标	20	0.0011	达标
8	镍	900	mg/kg	18	0.0200	达标	24	0.0267	达标	21	0.0233	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	14	0.0031	达标	16	0.0036	达标	14	0.0031	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	5.6	/	/	6.4	/	/	5.5	/	/

表 4.3-12 土壤理化性质一览表

点号		T3
层次		0~0.2m
现场记录	颜色	黄色
	结构	块状
	质地	砂土
	砂砾含量 (%)	75
	其他异物	无
实验室测点	pH 值	8.50
	阳离子交换量 (cmol/kg)	1.6
	氧化还原电位 (mV)	425
	饱和导水率 (mm/min)	6.66
	土壤容重 (g/cm ³)	1.32
	孔隙度 (%)	36.6

由表 4.3-10、表 4.3-11 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。

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 4.3-13 和图 4.3-5。

表 4.3-13 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 3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态服务功能		荒漠化控制、生物多样性维护
主要生态环境问题		人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土地侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
主要保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒
主要发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

(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，项目区土地利用类型为沙地，详见图 4.3-6。

(3) 植物现状调查与评价

项目区属北方植物界、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。由于单一的地貌类型及严酷的气候特征，该区域内植被类型少而单一。在作业区分布植被主要为白梭梭、沙拐枣、沙蒿及羽毛三芒草。主要植被见表 3.4-14，植被类型见图 3.4-7。

表 3.4-14 区域主要植物种类及分布

中文名	学名	分布	
		沙丘	丘间地
一、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
1. 蛇麻黄	<i>Ephedra distachy</i>	+	+
二、禾本科	<i>Gramineae</i>		
2. 东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	-
3. 羽毛三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
4. 施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
5. 沙生蝇子草	<i>Silene olgiana</i>	+	
三、莎草科	<i>Cyperaceae</i>		
6. 囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++	
四、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
7. 白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	+
8. 红皮沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	++	+
五、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
9. 沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++	+
10. 犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphostegria</i>	++	+
11. 倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
12. 角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
13. 对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
14. 白梭梭	<i>Haloxyton persicum</i>	++	-
15. 梭梭	<i>Haloxyton ammodendron</i>	-	++
16. 钠猪毛菜	<i>Salsola nitriaria</i>	++	-
17. 浆果猪毛菜	<i>Salsola foliosa</i>	-	+
18. 碱蓬	<i>Suaeda spp.</i>	+	+

中文名	学名	分布	
		沙丘	丘间地
19. 叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	
六、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
20. 荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	+
21. 四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	+
22. 长齿四齿芥	<i>Tetracme recurvata</i>	++	+
23. 灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
24. 螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
25. 扭果芥	<i>Torularia torulosa</i>	++	+
26. 卷果涩芥	<i>Malcolmia scorpioides</i>	++	+
七、柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
27. 琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
28. 多枝柽柳	<i>Tamarix ramassissima</i>		+
八、菊科	<i>Compositae</i>		
29. 苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
30. 地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-
31. 沙蒿	<i>Artemisia desertorum Spreng</i>	++	+
32. 散枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>	++	+
33. 珀菊	<i>Amberba turanica</i>	+	++
34. 沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++	++
35. 糊涂粉苞菊	<i>Chondrilla ambigua</i>	+	+
36. 蝎尾菊	<i>Koelipinia</i>	+	-
37. 琉苞菊	<i>Hyalea pulella</i>	+	-
九、百合科	<i>Liliace</i>		
38. 独尾草	<i>Eremvrus anisooteris</i>	++	
十、伞形科	<i>Umbelliferae</i>		
39. 簇花芹	<i>Soranthus meyeri</i>	++	
十一、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>		
40. 沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowii</i>	++	
十二、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
41. 白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
42. 骆驼蹄板	<i>Zygophyllun fabago</i>		+
46. 翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>		+
十三、豆科			
44. 混黄芪	<i>Astragalus commixtus</i>	+	

(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。项目区内共栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。具体野生动物种类详见表 3.4-15，重点保护动物见表 3.4-16。

表 3.4-15 项目区主要脊椎动物的种类及分布

中文名	学名	分布	
		沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬形类			
1. 变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+	+
2. 东疆沙蜥	<i>P. grumgriximaloi</i>	++	+
3. 快步麻蜥	<i>Eremisa velos</i>	++	+
4. 东方沙蜥	<i>Erys tataricus</i>	+	+
二、鸟类			
5. 鸢	<i>Milvus korschum</i>	+	+
6. 雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+
7. 草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+
8. 棕尾狂	<i>Buteo rufinus</i>	+	+
9. 红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	+	+
10. 毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+	+
11. 黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>	+	+
12. 短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	+
13. 小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+	+
14. 凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
15. 云雀	<i>Alauda arvensis</i>	+	+
16. 沙鸻	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	+
17. 红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	+
18. 黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	+	+
三、哺乳类			
19. 大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	+	+
20. 狼	<i>Canis lupus</i>	-	+
21. 沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	-	+
22. 兔狲	<i>Felis mamul</i>		+
23. 草原斑猫	<i>F. libyca</i>		+
24. 虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>		+
25. 蒙古野驴	<i>Asinus hemionus</i>		+
26. 鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+
27. 草兔	<i>Lepus capensis</i>	+	+
28. 小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+	+

29. 西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>	+	+
30. 小地兔	<i>Alactagullus pygnaeus</i>	+	+
31. 毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	+
32. 大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++	+
33. 子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++	+
34. 红尾沙鼠	<i>M. libycus</i>		+
35. 怪柳沙鼠	<i>M. tamariscinus</i>		+

注：++多见，+少见，-偶见

表 4.3-16 项目周围区域及周围的重点保护动物

保护级别		兽类	鸟类	爬行类
国家	一级	蒙古野驴	—	—
	二级	鹅喉羚、狼、沙狐、兔狲	红隼、草原鹞、雀鹰 黑尾地鸦、云雀、棕尾鵟、鸢	东方沙蜥
新疆	一级	蒙古野驴、沙狐	—	—
	二级	草原斑猫、兔狲、鹅喉羚	—	—

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站已开发多年，大量人员、机械的进入，人类活动频率大幅度增加，站内基本无野生动物；彩 31 井区已有天然气井开发建设，由于周围人类活动比较频繁，野生动物分布较少，本次现场调查和走访中，评价范围内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，项目所在区域为固定沙地，详见图 4.3-8。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。

4.3.7 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》规定，项目区不属于水土流失重点预防和重点治理区。

项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。风力侵蚀是

最主要和典型的侵蚀类型，遍布全州，主要分布在山麓、盆地及河流中下游平原地带，特别是沙漠周边及局部中小型沙漠附近危害十分严重，不仅造成风沙堆积、沙埋农田、土地沙化、土地生产力下降等，而且产生大范围的沙尘暴灾害和大气污染，影响人体健康，并对交通、通讯和水利设施造成危害。

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、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

在彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站各设备建设、井场平整、管沟开挖、回填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) 柴油机及发电机燃烧烟气

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

(3) 施工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。

(4) 焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、CO₂、NO_x、CH₄，该废气排放量很少，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，对周围大气环境影响很小。

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 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；混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；储层改造产生的废压裂液由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理；生活污水排至生活污水防渗收集池中，施工结束后拉运至彩南油田作业区生活污水处理系统处理。项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

(2) 钻井作业对地下水含水层影响分析

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

(3) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建单井采气管线和注醇管线采用埋地敷设，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

噪声源主要为钻机、发电机等施工机械及施工车辆，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，固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废润滑油和废防渗材料。

(1) 钻井岩屑

新钻 4 口井均采用水基非磺化钻井液，钻井时井筒产生的钻井岩屑经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排，固相即为钻井岩屑，排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。

(2) 废润滑油

施工期产生的废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，施工结束后集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

(3) 生活垃圾

生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至五彩湾工业园垃圾填埋场填埋处置，禁止随意抛洒。

(4) 建筑垃圾

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

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类类别进行了收集，且均得到了妥善处置，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，主要是站场各设备建设、井场平整、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

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造均在站内进行,不新增占地,不会改变土地利用类型;施工结束后,永久占地被永久性构筑物代替,井场占地范围内的土地利用类型由沙地变为了工矿用地,巡检道路占地范围内的土地利用类型由沙地变为了交通用地,项目永久占地面积相对较小,不会使区域土地利用类型发生明显改变。类比准东采油厂彩南油田作业区现有油气田生产设施对土地利用类型的影响来说明项目实施后对土地利用类型的影响分析,根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》评价结论:“该区域生态环境自 1984-2020 年变化不大,主要为土地利用类型未发生变化,植被为稀疏植被未发生变化。”本项目与准东采油厂彩南油田作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似,具有可类比性。综上所述,项目实施后对土地利用类型影响不大。

(2) 对植被的影响分析

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站均在站内进行,不新增占地,对植被、植物影响仅限于站内,站内植物稀少,不会对植被产生明显影响;井场、道路、输电线路等占地以及施工人员活动会对植被造成一定的影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理,井场、道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏;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。

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，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 $1.4t/(hm^2 \cdot a)$ 计算，约为 $28.5t/a$ ，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。

(3) 对野生动物影响分析

彩 31 天然气处理站彩 31 集气站内基本无野生动物，不会对野生动物产生不利影响。井场、道路、管线和输电线路施工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。工程施工过程中，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

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造均位于站内，对周围生态系统结构、功能基本无影响。钻井工程、采气井场、管线、道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时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。油气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。

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造后与现有景观保持一致，基本对区域景观无影响；单井采气管线、注醇管线和输电线路均为临时占地，施工结束后自然恢复，不会改变区域景观；井场、道路和输电电杆等永久占地，被永久性构筑物代替，可能对周围景观产生的一定的影响，根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》评价结论：“油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性”。本项目与准东采油厂彩南油田作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，井场、道路和输电电杆的建设对区域景观影响不大。

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。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造均在站内进行，基本不会加剧区域水土流失；井场、道路等永久占地范围内进行砾石铺垫或地面硬化处理，道路两侧、电杆底基、单井采气管线沿线铺设草方格，不会加剧区域水土流失。

单井采气管线和输电线路施工时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，降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。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。

5.1.8 土地沙化环境影响分析

彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站改造均在站内改造，基本不会对区域土地沙化产生不利影响；井场、道路、单井采气管线、注醇管线和输电线路等地面工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

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	-32.3℃	36.9℃	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/℃		36.9℃
最低环境温度/℃		-32.3℃
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

根据 3.3 污染源源强核算章节可知，无组织非甲烷总烃排放情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

站场	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	NMHC 排放速率	
							t/a	kg/h
彩 31 天然气处理站	690	105	80	3	7920	正常工况	0.4336	0.055
彩 31 集气站	661	45	43	2	7920		0.1084	0.0137
采气井场	660	30	25	2	7920		0.0066	0.0008

(6) 预测结果

各采气井场占地面积相同，非甲烷总烃排放量相同，本次预测只选取其中一座进行预测，预测结果详见表 5.2-5。

表 5.2-5 非甲烷总烃预测结果一览表

彩 31 天然气处理站			彩 31 集气站			单井采气井场		
离源距离 (m)	浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	离源距离 (m)	浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	52.6080	2.63	10	44.11	2.21	10	4.1446	0.21
85	105.0900	5.25	40	78.818	3.94	29	6.7743	0.34
100	103.5800	5.18	100	59.21301	2.96	100	4.0162	0.2
200	84.7520	4.24	200	33.132	1.66	200	2.0648	0.1
300	63.3620	3.17	300	21.35	1.07	300	1.2945	0.06
400	48.5060	2.43	400	15.21	0.76	400	0.91068	0.05
500	38.4640	1.92	500	11.562	0.58	500	0.68772	0.03
600	31.4460	1.57	600	9.194901	0.46	600	0.54477	0.03
700	26.3280	1.32	700	7.551301	0.38	700	0.44908	0.02
800	22.4840	1.12	800	6.3592	0.32	800	0.37693	0.02
900	19.4990	0.97	900	5.4554	0.27	900	0.32275	0.02
1000	17.1360	0.86	1000	4.7555	0.24	1000	0.28078	0.01
1100	15.2360	0.76	1100	4.1963	0.21	1100	0.24744	0.01
1200	13.6560	0.68	1200	3.7751	0.19	1200	0.22041	0.01
1300	12.3440	0.62	1300	3.3934	0.17	1300	0.19813	0.01
1400	11.2320	0.56	1400	3.074	0.15	1400	0.17948	0.01
1500	10.2870	0.51	1500	2.8035	0.14	1500	0.16368	0.01
1600	9.4735	0.47	1600	2.5717	0.13	1600	0.15015	0.01
1700	8.7636	0.44	1700	2.3712	0.12	1700	0.13845	0.01
1800	8.1373	0.41	1800	2.1965	0.11	1800	0.12824	0.01
1900	7.5861	0.38	1900	2.0429	0.1	1900	0.11928	0.01
2000	7.0980	0.35	2000	1.907	0.1	2000	0.11134	0.01
2100	6.6617	0.33	2100	1.7861	0.09	2100	0.10429	0.01
2200	6.2695	0.31	2200	1.678	0.08	2200	0.097969	0
2300	5.9743	0.3	2300	1.5807	0.08	2300	0.092289	0
2400	5.6477	0.28	2400	1.4928	0.07	2400	0.087157	0
2500	5.3509	0.27	2500	1.413	0.07	2500	0.0825	0

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；井场煤岩气控制要求满足《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-

2008) 表 1 规定的排放限值——煤层气禁止排放；井场厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 限值要求(无组织排放监控浓度限值周界外浓度最高点不超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$)；彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界 NMHC 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，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。

(7) 温室气体环境影响分析

项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散 CH_4 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

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

区域埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙裂隙水。

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于 100m，潜水位埋深较大(10~50m)，矿化度 $>10\text{g}/\text{l}$ ，水化学类型主要以 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型和 $\text{Cl}-\text{SO}_4-\text{Na}$ 型为主；水量小，无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，矿化度 3~10g/L，水化学类型主要以 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型和 $\text{Cl}-\text{SO}_4-\text{Na}$ 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 $90\sim 500\text{m}^3/\text{d}$ 。

油田区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约 200m 左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在 50~150m；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于 100m。本区主要含水层水文地质特征如下：

①白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏~中等，一般水质较差，

为咸水。②第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。

③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。彩南油田北部三个泉洼地的一条断层，阻断了盆地南北两盘的地下水水力联系。三个泉洼地以北的地层层间水补给来源主要来自于乌伦古河水系，项目所在区彩南油田区域内地下水主要来自南部天山水系的洪水补给。由于项目区位于干旱沙漠地区，距离南部天山水系补给源较远，总体来说地下水较为贫乏。

油田区域地下水的补给主要有两个来源，一为大气降水，主要来自春季融雪水；二是山区河流及边缘灌区排入沙漠之水。

（2）正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）和乙二醇再生装置产生的废水均送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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；项目各类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

井口采出物中不含凝析油，单井采气管线发生泄漏事故基本不会对地下水环境产生不利影响；彩 31 天然气处理站既处理煤岩气同时也处理常规天然气，事故状态下彩 31 天然气处理站新建的低温分离器、过滤分离器等设备发生泄漏，常规天然气中的凝析油和采出水可能以点源形式通过土壤层下渗穿过包气带进入地下含水层，对地下水造成影响。泄漏事故对下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。项目区地下水埋深大于 150m，含水层厚度普遍大于 100m；泄漏物中凝析油和采出水含量较少，进入地下水的的可能性很小。准东采油厂定期对新增设备进行巡检、检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏事故后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 预测方法中规定：“三级评价可采用解析法或类比分析法”。本项目地下水评价等级为三级评价，

本次评价采用解析法对地下水环境影响分析。

※地下水污染途径分析

非正常工况下，低温分离器破裂导致凝析油泄漏，泄漏的凝析油可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

※预测情景设定

本次设定为低温分离器泄漏对地下水产生的影响进行分析预测。

※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设低温分离器在距离底部 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	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)
低温分离器	0.00008	1	4	0.101	860	

由表 5.2-8 可知，低温分离器的泄漏速率为 4.3kg/s。假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则低温分离器的泄漏量为 2.4t。

※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(m²/d)；

D_T—横向 y 方向的弥散系数(m²/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	2.4t
2	t	时间	100d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.25m/d
5	D _L	纵向弥散系数	3m ² /d
6	D _T	横向 y 方向的弥散系数	0.3m ² /d
7	n _e	有效孔隙度	0.079

当拉油罐、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)
低温分离器	石油类	100	12741.6	25	0.043	148	≤0.05
		1000	1274.16	250	0.047	600	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，低温分离器发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 148m 和 600m。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厚度在 50~150m，泄漏的凝析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

彩 31 天然气处理站、彩 31 集气站和采气井场井下作业时产噪设备均位于室外，本次只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则一声环境》(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

噪声源强主要为各类机泵，主要分布在彩 31 天然气处理、彩 31 集气站和彩气井场内，彩 31 集气站内噪声源强在 85~90dB (A) 之间，噪声源强见表 3.3-16。设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB (A)。

(3) 预测结果

根据以上公式，预测运营期厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-6。

表 5.2-6 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

位置		昼间			夜间		
		贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
彩 31 天然气 处理站	北厂界	47	60	达标	47	50	达标
	东厂界	38	60	达标	38	50	达标
	南厂界	44	60	达标	44	50	达标
	西厂界	38	60	达标	38	50	达标
彩 31 集气站	北厂界	49	60	达标	49	50	达标
	东厂界	48	60	达标	48	50	达标
	南厂界	43	60	达标	43	50	达标
	西厂界	43	60	达标	43	50	达标
采气井 场	北厂界	45	60	达标	45	50	达标
	东厂界	42	60	达标	42	50	达标
	南厂界	44	60	达标	44	50	达标
	西厂界	44	60	达标	44	50	达标

由预测结果可知：彩 31 天然气处理站、彩 31 集气站和采气井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求。声环境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

固体废物主要为废滤料、废活性炭和废润滑油，废滤料和废活性炭属于《国家

危险废物名录》(2021 年版) HW49 其他废物, 废润滑油属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物, 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回收处置。准东采油厂与克拉玛依市博达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) 污染影响型

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低温分离器、过滤分离器发生破裂泄漏的凝析油垂直入渗对土壤的影响, 运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-7。

表 5.2-7 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
低温分离器、过滤分离器	低温分离器、过滤分离器发生泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃

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——评价工作等级为三级的建设项目, 预测方法可采用定性描述或类比分析法进行预测。本次评价采用定性分析预测项目实施对土壤环境的影响。

正常工况下无废水及固体废物等污染物外排, 不会造成土壤环境污染。本项目主要为煤岩气, 事故状态下单井采气管线发生破损不会对土壤环境产生影响; 彩 31 天然气处理站内新增设备低温分离器、过滤分离器中既处理煤岩气, 同时也处理气田中的天然气, 若彩 31 天然气处理站内的设备发生泄漏, 可能会造成气田天然气中含有的凝析油泄漏, 对土壤环境产生一定的影响。低温分离器、过滤分离器为地面设施, 发生泄漏易被发现, 发现泄漏后及时将泄漏的凝析油和被污染的土壤清理, 不会对土壤环境产生不利影响。根据本次土壤环境质量现状调查与评价章节彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内土壤监测数据可知, 站内砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃等污染物检测结果低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1、表 2 第二类用地筛选值要求。

(2) 生态影响型

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。事故状态下低温分离器、过滤分离器破裂后，泄漏的采出水进入土壤中，设备设有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可在 2 分钟内切断最近阀门，并在 2h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从设备中泄漏的采出水量为 91m³，则采出液中氯根为 4254mg/L 则估算进入土壤中的盐分含量为 387114g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E. 1. 3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 2.2×10³kg/m³，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为 0.09g/kg。预测年份为 1a(365 天)。

根据上述计算结果，在 1 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.09g/kg，叠加现状值后的预测值为***g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，

但在发生泄漏后，准东采油厂会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

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

5.3 退役期影响分析

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

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

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

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

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的风险物质为煤岩气、天然气和凝

析油。施工期风险单元为施工井场，运营期风险单元为单井采气管线、彩 31 天然气处理站，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长单井采气管线来计算单井采气管线危险物质最大存在量，则危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元			规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临 界量 (t)	Q 值
施工期	钻井井场	柴油储 罐	20t	柴油	20	2500	0.008
运营期	管线	单井采 气管线	3.5km DN50 6MPa	煤岩气	0.26	10	0.026
		低温分 离器	直径 1m、长度 4m、操作压力 4.0MPa	煤岩气	0.094	10	0.009
	凝析油			2.6	2500	0.001	
	彩 31 天 然气处理 站	过滤分 离器	直径 1.4m、长 度 4.8m、操作 压力 4.0MPa	煤岩气	0.22	10	0.022
				凝析油	6	2500	0.002
合计	/	/	/	/	/	0.034	

根据上表计算结果可知，Q 值最大为 0.034，小于 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，根据表 2.6-10 判定本次风险评价仅进行简单分析。

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

施工期风险物质为柴油，运营期危险物质主要为煤岩气、天然气和凝析油，煤岩气和天然气中的主要成分为甲烷。各危险物质主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 各危险物质理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	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，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激	热值为 3.3×10^7 J/L 沸点范围有 180~370℃和 350~410℃	属于高闪点液体

			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。多见于两手、腕部与前臂。	两类闪点：38℃	
2	凝析油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃，爆炸 极限 1.1~6.4% (v) 自然燃点 380~530℃	属于高闪点液体
3	煤岩气、天然气	主要成分包括甲烷、乙烷等	煤岩气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体

(2) 生产设施危险性识别

①站场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井喷、井漏及钻井期柴油储罐泄漏。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故；发生井喷事故时，天然气、凝析油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。钻井期柴油储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

彩 31 天然气处理站内新增设备因设备本身设计、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。发生的事故主要为设备破裂造成的天然气、凝析油泄漏，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。

②管线危险性识别

单井采气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煤烟气泄漏，对周围大气环境造成污染影响。

(3) 风险类型识别

环境风险类型主要为柴油、煤岩气、天然气和凝析油泄漏，发生火灾、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

施工期柴油储罐发生泄漏，泄漏的柴油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期管线、站内设备发生破损造成煤岩气、天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油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) 钻井期环境风险分析

钻井期环境风险主要为井喷和柴油储罐泄漏。

①井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的煤岩气喷出井口，泄漏的煤岩气可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕等症状，若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响；由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边大气环境产生影响。

②柴油储罐泄漏环境影响分析

钻井过程中会在井场布置柴油储罐，一旦储罐发生泄漏，会对周围环境空气、水体、土壤和植被会造成一定的不利影响。

★对大气环境影响分析

柴油储罐泄漏后，柴油进入环境空气，其中的非甲烷总烃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。

★对土壤环境影响分析

泄漏的柴油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能。

柴油储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入柴油，泄漏的柴油进入土壤后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，

造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

柴油储罐铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的柴油以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收处置。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

★对植被影响分析

柴油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴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；三是泄漏的柴油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

★对地下水环境影响分析

柴油储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

(2) 运营期环境风险分析

煤岩气、天然气和凝析油发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

(1) 对土壤的影响分析

单井采气管线破裂造成煤岩气泄漏，不会对土壤环境产生影响；彩 31 天然气处理站内的新增设备发生破裂，造成天然气、凝析油泄漏，天然气泄漏基本不会对土壤环境产生影响，凝析油泄漏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，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，站内设备发生事故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

单井采气管线破裂造成煤岩气泄漏，不会对植被产生影响；彩 31 天然气处理站内的新增设备发生破裂，造成天然气、凝析油泄漏，天然气泄漏基本不会对植被产生影响，凝析油泄漏可能对植被产生一定的影响，彩 31 天然气处理站内的植被稀少，即使发生凝析油泄漏仅对站内植被产生影响，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

单井采气管线破裂造成煤岩气泄漏，不会对地下水环境产生影响；彩 31 天然气处理站内的新增设备发生破裂，造成天然气、凝析油泄漏，天然气泄漏不会对地下水环境产生影响，凝析油泄漏可能对地下水环境产生一定的影响，凝析油发生泄漏后，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。彩 31 天然气处理站内新增设备均为地上设施，发生泄漏事故易被发现，泄漏事故发生后，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

单井采气管线为埋地敷设，管线发生泄漏后，煤岩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；站内设备发生泄漏事故后，煤岩气、天然气和凝析油进入环境空气，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施工区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) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，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。

(2) 混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。

(3) 废压裂液由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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。

(4) 生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至彩南油田作业区生活污水处理系统处理。

彩南油田作业区生活污水处理系统处理工艺流程为：生活污水首先进入格栅，对大颗粒悬浮物截留后进入调节池，污水在调节池内进行水质与水量的调节，通过

污水提升泵均匀的进入兼氧池（原格栅调节器），污水在兼氧池内进行初步处理后自流至接触氧化反应器进行进一步处理，污水接触氧化反应器内附着在填料上的微生物发生一系列复杂的生化反应，使得水中的绝大多数部分污染物得以降解。接触氧化反应器出水进入澄清消毒排放器，上清液经过二氧化氯消毒后进入储存池，出水水质满足《新疆农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 中 A 级标准要求后，水夏季用于生态恢复治理及作业区内绿化用水，冬季排入生活水池储存。

彩南油田作业区生活污水处理系统于 2017 年 6 月 20 日取得了原阜康市环境保护局《关于彩南油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表的批复》，文号为昌州环评〔2017〕42 号，并通过了自主竣工环境保护验收。该处理系统设计处理规模为 500m³/d，实际处理规模为 200m³/d，本项目新增生活污水产生量 168m³，富余处理能力可满足本项目需求。

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震措施。

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

6.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。

（2）废润滑油

施工期产生的废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，施工结束后集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（3）生活垃圾

生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至五彩湾工业园垃圾填埋场填埋处

置，禁止随意抛洒。

(4) 建筑垃圾

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

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

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

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

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

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：单井采气管线、注醇管线、道路选线过程中和井场选址时在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；合理彩 31 天然气处理站和彩 31

集气站内各设备布置；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) 采用草方格固沙，新建道路路基两侧边坡设置 1.0m×1.0m 规格的草方格（1.2kg/m²），平行公路方向间隔 1.0m，垂直公路方向的间隔 1.0m；草方格在道路迎风面铺筑宽度 20m，背风面铺筑宽度 10m，草方格铺筑面积为 46500m²。单井采气管线和注醇管线护堤左右两侧共 10m 范围内设置 1.0m×1.0m 规格的草方格（1.2kg/m²）进行防风固沙，电杆底部采用草方格固沙。

(5) 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”。

(6) 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，专款用于植被恢复。本工程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。

(7) 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：站场改造、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 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

(2) 新建采气井场采用砾石铺垫，单井采气管线、注醇管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁，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。

(8) 优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是转输管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

(9) 采用草方格固沙，新建道路路基两侧、单井采气管线和注醇管线护堤左右两侧及电杆底部设置 $1.0\text{m} \times 1.0\text{m}$ 规格的草方格 ($1.2\text{kg}/\text{m}^2$)，草方格在道路迎风面铺筑宽度 20m，背风面铺筑宽度 10m，草方格铺筑面积为 46500m^2 ，单井采气管线和注醇管线护堤左右两侧共 10m 范围内设草方格进行防风固沙。

6.1.8 防沙治沙措施

建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目

环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

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

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

（3）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

（4）对采气井场进行砾石铺垫、地面硬化等措施铺垫。

（5）加强对野生植物的保护、运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

（6）优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。

（7）管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

（8）采用草方格固沙，新建道路路基两侧、单井采气管线和注醇管线护堤左右两侧及电杆底部设置 1.0m×1.0m 规格的草方格（1.2kg/m²），草方格在道路迎风面铺筑宽度 20m，背风面铺筑宽度 10m，草方格铺筑面积为 46500m²，单井采气管线和注醇管线护堤左右两侧共 10m 范围内设草方格进行防风固沙。

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）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

（1）井口采出物通过单井采气管线管输至彩 31 集气站，再经已建集输干线管

输至彩 31 天然气处理站处理，这个汇集、处理及输送的全过程均采用密闭工艺流程。

(2) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内各设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。

(3) 事故状态下，井场的煤岩气排至放喷池燃烧放空，彩 31 天然气处理站的天然气依托站内现有火炬系统燃烧放空。

(4) 对彩 31 天然气处理站内的设备与管线组件泄漏检测，具体监测要求如下：

①泄漏检测：对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象；泵、压缩机、阀门等至少每 6 个月检测一次；法兰及其他连接件至少每 12 个月检测一次。

②泄漏源修复：当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复，发现泄漏之日起 5 天内应进行首次修复，除以下规定外，应在发现泄漏之日起 15 天内完成修复；符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复，企业应将延迟修复方案报生态环境主要部门备案，并于下次停车（工）检修期间完成修复：装置停车（工）条件下才能修复；立即修复存在安全风险；其他特殊情况。

③记录要求：泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等。台账保存期限不少于 3 年。

(5) 建设单位应建立台账，记录 VOCs 原辅材料及含 VOCs 产品的名称、使用量、回收量、废弃量、去向及 VOCs 含量等信息，台账保存期限不少于 3 年；载有 VOCs 物料的设备及其管道在开停工、检维修和清洗时，应在退料阶段将残存物料退净，并用密闭容器盛装。

(6) 采气井场内的煤岩气禁止直接排放，事故状态下，井口煤岩气通过放喷管输送至放喷池处，进行燃烧放空。

在采取上述措施后，井场煤岩气控制要求满足《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-2008）表 1 规定的排放限值——煤层气禁止排放；井场厂界非

甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 限值要求(无组织排放监控浓度限值周界外浓度最高点不超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$)；彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处理方案

乙二醇再生装置废水排至彩南集中处理站采出水处理系统处理；井下作业时带罐作业，井下作业废液(压裂返排液、酸化返排液和废洗井液)排至罐内，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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。

彩南联合站采出水处理系统始建于 1994 年，经 2003 年、2004 年两次改造后，采出水设计处理规模为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，该处理系统于 2014 年 7 月 16 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅《关于新疆油田分公司(彩南油田作业区)彩南污水处理系统改扩建工程环境影响报告书的批复》文号为新环函(2014)880 号，并于 2017 年 7 月 17 日通过了原昌吉回族自治州环境保护局竣工环境保护验收，文号为昌州环评(2017)66 号。

彩南联合站采出水处理系统采用“离子调整旋流反应技术”为核心的“重力除油旋流混凝反应+斜板沉降+压力过滤+一级双滤料+二级纤维束过滤”工艺，具体工艺流程为：原油系统来水($T=42^\circ\text{C}$ ，含油量 $\leq 500\text{mg}/\text{L}$ ，悬浮物 $\leq 200\text{mg}/\text{L}$)进入 2 座 3000m^3 调储罐，对水量、水质进行调节，来水经初步沉降后可除去大部分浮油，保证出水含油 $\leq 200\text{mg}/\text{L}$ ， $\text{SS} \leq 150\text{mg}/\text{L}$ ，污水经除油后提升进反应净水单元。这一单元由 4 座新型反应罐组成，在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入净水剂、助凝剂，在反应罐经过旋流反应，形成的絮体借助污水中释放的溶解气及外加气源上浮至水面凝聚成浮渣，浮渣经反应罐上部收渣设施回收，实现渣水分离，出水含油 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ ， $\text{SS} \leq 20\text{mg}/\text{L}$ ；经 2 座 800m^3 过滤缓冲罐，由过滤提升泵提升至一级 9 台双滤料过滤器处理，出口水质指标达到：含油 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{SS} \leq 10\text{mg}/\text{L}$ ，最后经二级

7 台纤维束过滤器处理，出口水质指标达到：含油 $\leq 5\text{mg/L}$ 、SS $\leq 3\text{mg/L}$ ，粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ，过滤后的水经投加次氯酸钠杀菌剂后，通过注水泵去油田注水。

彩南联合站采出水处理系统设计处理规模为 $15000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理规模为 $8000\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理规模为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增废水量合计为 $2972.56\text{m}^3/\text{a}$ ，彩南联合站采出水处理系统富余处理规模可满足本项目需求。

(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定期做好井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内设备、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。

③分区防渗

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，将彩 31 天然气处理站新建低温分离器、过滤分离器及乙二醇再生装置区为重点防渗区，采气井场为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 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 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

③污染监控

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

④应急响应

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

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) 合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心。
- (4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界能够满足《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) 固体废物主要为废滤料、废活性炭和废润滑油，废滤料和废活性炭属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW49 其他废物，废润滑油属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，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回收处置。

(2) 废滤料和废润滑油的收集、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的

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收集作业区与，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

本项目产生的废滤料、废润滑油临时贮存在准东采油厂危险废物暂存间，该危险废物暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存间运营管理要求：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) 准东采油厂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) 准东采油厂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

乙二醇再生装置废水排至彩南集中处理站采出水处理系统处理；井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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；危险废物废滤料和废润滑油集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；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

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、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的各设备及单井采气管线、注醇管线进行巡检，严防跑、冒、滴、漏。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 严禁捕杀任何野生动物。

6.3 温室气体管控措施

(1) 煤岩气采用密闭集输工艺，减少了温室气体甲烷的产生；在工艺流程设计中尽量利用井口压力能，合理确定压力级制，油气集输与处理不增压，或少加压，尽量不用或少用转动设备。

(2) 井口设置紧急切断阀，减少天然气在事故状态下的损失；制定合理的检修方案和检修时间，尽可能减少天然气的放空损失。

(3) 选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少天然气的泄漏；合理选择节能型电气设备，使功率损耗最小。

6.4 环境风险事故防范措施

6.4.1 施工期环境风险防范措施

(1) 管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系 第 1 部分：规范》(Q/SY 1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系 第 2 部分：实施指南》(Q/SY 1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系 第 3 部分：审核指南》(Q/SY 1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017) 的要求执行。

建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照二级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 井喷失控风险防范措施

※钻井工程中确保钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀；准备一根防喷单根或防喷立柱（上端接旋塞），防喷单根(防喷立柱)在提下钻铤前，应置于坡道或便于快速取用的位置；各岗位必须按分工规定，对井控装置进行维护、保养、检查，保证井控装置及工具灵活好用，始终处于待命状态；落实溢流监测岗位、关井操作岗和钻井队干部 24h 值班制度；严格执行钻开油气层前的申报、审批制度以及程序。

※钻进气层后：落实专人坐岗观察井口和循环池液面变化，发现溢流立即关井，加强溢流预兆显示的观察，及时发现溢流。坐岗人员发现溢流、井漏及气体显示等异常情况，应立即报告司钻；钻开气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压；起钻杆时每 3~5 柱向环空灌满钻井液，起钻铤要连续灌浆，作好记录、校对，若灌入钻井液量大于或小于灌入量，均应停止起钻作业，进行观察。如有溢流，应及时关井。如有井漏，应及时采取相应措施。起完钻要及时下钻，检修设备时应保持井内有一定数量的钻具，并安排专人观察出口罐钻井液返出情况。严禁在空井情况下检修设备；钻开油气层后，所有车辆应停放在距井口 30m 以外，必须进入距井口 30m 以内的车辆，应安装阻火器，车头朝外停放。

※井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处置资质单位转运、处理。

※溢流处理和压井措施：最大允许关井套压不得超过井口装置额定工作压力、套管抗内压强度的 80%和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。在允许关井套压内严禁放喷。在等候加重材料或加重过程中，视情况间隔一段时间向井内灌注加重钻井液，同时用节流管汇控制回压，保持井底压力要略大于地层压力，排放井口附近含气钻井液。若等候时间长，应及时实施司钻法第一时间排除溢流，防止井口压力过高。空井溢流关井后，根据溢流的严重程度，可采用强行下钻分段压井法、置换法、压回法等方法进行处置。

※测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

（3）柴油罐环境风险防范措施

柴油储罐底部铺设防渗膜；罐区周边设置警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。

（4）环境风险应急预案

钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》，主要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。应急演练应定期开展，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，同时加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

6.4.2 井下作业事故风险防范措施

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

（2）井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理。

（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。

6.4.3 站场环境风险事故防范措施

（1）彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内新增设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

（2）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

(3) 井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将煤岩气排至放喷池燃烧放空。

(4) 加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

(5) 配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

6.4.4 油气集输事故风险防范措施

(1) 定期对单井采气管线和注醇管线进行巡检，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。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；定期对单井采气管线和注醇管线上安全保护设施，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。

6.4.5 环境风险应急预案

项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》已在昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局进行了备案，备案号 652302-2022-040-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、装置风险识别等进行修改完善，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 6.4-1。

表 6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程
建设地点	彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，彩 31 天然气处理站南距阜康市城区直线距离约 94km，东南距吉木萨尔县城区直线距离约为 125km；彩 31 集气站西南距阜康市城区直线距离约 93km，东南距吉木萨尔县城区直线距离约为 132km；站场改造工程主要位于彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内；拟部署井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，西南距阜康市城区直线距离为 92km，东南距吉木萨尔县城区直线距离为 132km，东距彩南集中处理站约为 12km。
地理坐标	彩 31 天然气处理站中心坐标为 N44° 58' 23.74"、E88° 21' 37.28"， 彩 31 集气站中心坐标为 N44° 58' 49.81"、E 88° 12' 31.94"。
主要危险物质及分布	施工期风险物质为柴油，运营期危险物质主要为煤岩气、天然气和凝析油。施工期柴油主要分布在井场，运营期煤岩气主要分布在单井采气管线、彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站，天然气和凝析油主要分布在彩 31 天然气处理站。
环境影响途径及危害后果	施工期柴油储罐发生泄漏，泄漏的柴油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期管线、站内设备发生破损造成煤岩气、天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油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。
环境风险防范措施要求	<p>(1) 井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处置资质单位转运、处理。油储罐底部铺设防渗膜；罐区周边设置警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》。</p> <p>(2) 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；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理；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，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。</p> <p>(3) 彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内新增设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将煤岩气排至放喷池燃烧放空；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测；配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。</p> <p>(4) 定期对单井采气管线和注醇管线进行巡检，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；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对单井</p>

采气管线和注醇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；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。

(3) 项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》。

6.5 退役期环境保护措施

6.5.1 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。

6.5.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，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；单井采气管线和注醇管线清扫确保管内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

6.5.3 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。

6.5.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、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) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 对完成采气的废弃井应封堵，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，植被靠自然恢复。

6.5.5 退役期生态环境保护措施

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，使站场恢复到相对自然的一种状态。

6.5.6 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) 站场生态恢复治理

拆除彩 31 天然气处理、彩 31 集气站和井场内的各项生产设施，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

单井采气管线和注醇管线维持现状，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”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，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。

6.6 环境保护措施可行性分析

本次评价类比中国石油新疆油田分公司准东采油厂同类项目来说明采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性。中国石油新疆油田分公司准东采油厂开发多年来，油气集输大部分采用密闭集输工艺，且近年来实际生产运行过程均未发生环境风险事故，各类油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。

根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》结论可知，各站场厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求；声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值；彩南集中处理站采出水处理系统出水水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关标准；产生的固体废物均得到妥善处置，没有对周围环境产生重大不利影响；永久性占地地面均进行了硬化处理，临时性占地范围内草本植被正在恢复。

综上所述，本次采取的环境保护措施与中国石油新疆油田分公司准东采油厂现有的环境保护措施基本相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油气田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

6.7 环保投资分析

项目总投资 3509.24 万元，环保投资约 311 万元，占总投资的 8.86%，见表 6.7-1。

表 6.7-1 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；道路、管线及电杆底部采用草方格固沙	200
	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
		柴油机、发电机、施工机械和施工车辆尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减震，加强维修	2
	固体废物	钻井岩屑	不落地系统处理后，采用方罐临时贮存，最终交由岩屑处置单位处理	40
		废润滑油	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	2
		生活垃圾	集中收集后送至五彩湾工业园垃圾填埋场处理	2
		建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	1
运营期	废气	无组织挥发烃类	煤岩气集输采用管线密闭集输工艺，选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检	2
	废水	装置排污水和软化废水	井下作业废液和乙二醇再生装置废水送至彩南集中处理站采出水处理系统	5
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备、基础减震	3
	固体废物	废滤料、废润滑油	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	5
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	2
	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、施工临时占地和永久占地释放后植被和土壤的恢复	2
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；	20	
	环境监测	土壤和地下水跟踪监测	10	
地下水保护措施		井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的防渗措施	5	
合计		/	311	

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

本项目依托准东采油厂现有环境管理机构。准东采油厂建立了三级环境保护管理机构，形成了较为完善的环境管理网络。油田分公司 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSE 管理小组及办公室为三级管理机构。

彩南油田作业区隶属于准东采油厂管理，准东采油厂按照油田公司的统一规定，准东采油厂公司经理和各单位、部门的行政正职是本单位、部门环境保护工作的第一责任人，全面负责本单位、部门的环境保护工作，负责建立环境保护委员会（HSE 委员会），领导环境保护工作；主管环境保护工作的行政副职是第二责任人，对本单位环境保护工作负直接领导责任；其他行政副职按照“谁主管，谁负责”的原则，对分管工作的环保负领导责任，在计划、布置、检查、总结、评比生产工作的同时，同时计划、布置、检查、总结、评比环保工作，将环保工作纳入生产管理之中，及时协调解决环境保护方面存在的问题。

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。施工期相关的施工期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，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物；管线、道路及电杆底部采用草方格固沙。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理，废压裂液由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，生活污水送至彩南油田作业区生活污水处理系统处理。		
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	选用低噪声设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛。		
5	大气环境	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	钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。废润滑油交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，生活垃圾清运至五彩湾工业园垃圾填埋场处理，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	煤岩气采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等检查、检修	中国石油新疆油田分公司准东采油厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
2	水环境	乙二醇再生装置废水排至彩南集中处理站采出水处理系统处理；井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理。		
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。对站场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物处置	废滤料、废润滑油和废活性炭集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		
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”。项目实施后不新增锅炉、水处理、工业炉窑及表面处理等通用工序，故不需变更现有排污许可证。

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准东采油厂	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
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。

7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司准东采油厂应根据《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

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	采气井场	NMHC	0.0528	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	0.0528	4.0
2	彩 31 天然气处理站	NMHC	0.4336		0.4336	4.0
3	彩 31 集气站	NMHC	0.1084		0.1084	4.0

表 7.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减震等	85~98dB (A)	噪声	昼 60dB (A)、夜 50dB (A)
废水	压裂返排液	送至彩南集中处理站采出水处理系统处理	2111.84m ³ /a	石油类	/
	酸化返排液		658.4m ³ /a	pH、石油类	/
	废洗井液		202.32t/a	石油类	/
	乙二醇再生废水		200m ³ /a	石油类	/
固体废物	废滤料	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	0.2t/5a	石油类	/
	废润滑油		1.02t/a	石油类	t/a
	废活性炭		0.01t/5a	/	t/a

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	各站场建设现场	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	管线敷设建设现场	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; 5) 管线沿线草方格铺设情况	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为; 3) 道路、电杆底部草方格铺设情况。	

7.5.2 运营期环境监测计划

准东采油厂制定有自行监测计划, 具体监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-2 准东采油厂自行监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率	执行标准
废气	无组织废气	彩南集中处理站、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界	非甲烷总烃	1 次/季度	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
废水	采出水处理系统出口	彩南集中处理站采出水处理系统出口	悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率	1 次/季	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) III 级
	生活污水处理	生活污水处理设施出口	pH、COD、BOD ₅ 、SS、NH ₃ -N、总磷(磷酸盐)和粪大肠菌群数	1 次/季	《新疆农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)
噪声	厂界噪声	集中处理站和作业区厂界	等效连续 A 声级	1 次/季	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类
地下水	地下水井监测	辖区内现有地下水监测井 (SS3、BS4 和 BS6)	色度、嗅和味、浑浊度、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化	1 次/年	石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准, 其余执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III 类标准

			物等。		
土壤	土壤监测	对联合站、井场、计量站等容易产生的污染的区域	GB36600-2018 表 1 中基本项目 45 项+石油烃	1 次/3 年	《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

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）相关要求，本项目需对彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界无组织挥发性有机物、噪声、地下水和土壤进行环境监测，准东采油厂现有废气、废水、噪声、地下水和土壤自行监测计划监测点位、监测因子和监测频次可满足本项目需求，故本项目运营期环境监测计划依托准东采油厂现有自行监测计划，不再重新制定。本次仅对彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内的设备及管线组件泄漏监测、生态环境监测制定监测计划，具体见表 7.5-3。

表 7.5-3 生态环境监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率
生态环境	污染源	管线临时占地范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年
	环境质量	管线临时占地范围外 300m 范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年
设备与管线组件密封点	泵、压缩机、阀门等设备		泄漏检测值	1 次/半年
	法兰及其他连接件		泄漏检测值	1 次/1 年

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环保竣工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表 7.5-4。

表 7.5-4 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	煤岩气	采气井场	煤岩气采用密闭集输工艺管输至彩 31 天然气处理站处理，事故状态下经放喷管输送至放喷池处燃烧放空	禁止直接排放	煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-2008）表 1
		NMHC	采气井场	煤岩气采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等	达标排放	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2
		NMHC	彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站		达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
废水	井下作业废液和乙二醇再生装置废水	石油类、悬浮物	彩 31 天然气处理站	送至彩南集中处理站采出水处理系统处理	处理达标后回注地层	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）III级要求
噪声	各类机泵	噪声	井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固体废物	废滤料、废润滑油	废滤料、废润滑油	彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置		签订处置协议，落实危险废物转移联单
	废活性炭	废活性炭	彩 31 天然气处理站			
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	采气井场、单井采气管线和注醇管线、道路、输电线路和电杆	严格控制占地范围，井场砾石铺垫或地面硬化	砾石铺垫或地面硬化	
				转输管线管沟开挖时产生的土方，采用防尘布（或网）进行苫盖。	临时土方苫盖情况	
				施工结束后对场地进行清理、平整	管线沿线平整情况	
				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	
单井采气管线和注醇管线、道路、电杆底部铺设草方格	草方格铺设情况					
防渗措施	井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站的防渗措施					
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 环境影响经济损益分析

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。

占地主要为采气井场、单井采气管线、注醇管线、道路、输电线路和电杆等工程占地，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，引起设备和管线泄漏事故，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项目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。油气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。因而在气田开发过程中，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

本次拟在彩 31 井区部署 8 口煤岩气井（新钻 4 口，勘探井转产 4 口）并对彩 31 集气站和彩 31 天然气处理站进行改造。具体建设内容为：新钻 4 口井，单井平均井深 3792m；新建 7 座采气井场（6 座单井采气井场、1 座 2 口井的平台井场）、12.5km 单井采气管线；在彩 31 集气站内新建注醇泵橇 1 座、更换 4 台注醇泵；在彩 31 天然气处理站新建 1 座低温分离器、2 座过滤分离器、1 座乙二醇再生装置；配套建设供配电、仪表自动化、道路、消防、给排水等公辅工程。总投资 3509.24 万元，环保投资约 311 万元，占总投资的 8.86%。

9.2 环境质量现状

（1）环境空气

项目所在地阜康市环境空气质量基本污染物中除了 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，属于环境空气质量不达标区，超标原因主要与当地风沙季有一定的原因；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 W1 监测点的氯化物超标外，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

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

（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。

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对植物、野生动物、生态系统功能和结构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。项目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。因此总体上对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、柴油机和发电机燃烧烟气、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类，井场煤岩气控制要求满足《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（GB21522-2008）表 1 规定的排放限值——煤层气禁止排放；井场厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求（无组织排放监控浓度限值周界外浓度最高点不超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂界浓度可满足《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、废压裂液和生活污水。管道试压采用清水试压，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，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；废压裂液由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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；生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至彩南油田作业区生活污水处理系统

处理；运营期乙二醇再生装置废水排至彩南集中处理站采出水处理系统处理；井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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。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。

事故状态下对地下水的污染主要为彩 31 天然气处理站内的设备泄漏，泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为彩 31 集气站内的注醇泵橇、彩 31 天然气处理站内乙二醇再生装置的富液提升泵、空冷器等，井场井下作业时的各类机泵及巡检车辆等，源强 80~95dB (A)，根据预测采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站厂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钻井岩屑、废润滑油、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，施工结束后集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至五彩湾工业园垃圾填埋场填埋处置。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。运营期固体废物主要为废滤料、废活性炭和废润滑油，废滤料和废活性炭属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，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回收处置。固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期加强废水和固体废物管理，新建采气井场进行砾石铺垫，加强彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成凝析油进入土壤，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

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的风险物质为煤岩气、天然气和凝析油，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要为柴油、煤岩气、天然气和凝析油泄漏，发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。施工期柴油储罐发生泄漏，泄漏的柴油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期管线、站内设备发生破损造成煤岩气、天然气和凝析油泄漏，污染土壤和大气，泄漏凝析油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。发生事故后，在严格落实本报告提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

9.3.2 环境保护措施

(1) 生态环境

单井采气管线、注醇管线、道路选线过程中和井场选址时在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；合理彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内各设备布置；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。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。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。采用草方格固沙，新建道路路基两侧边坡设置 $1.0\text{m} \times 1.0\text{m}$ 规格的草方格 ($1.2\text{kg}/\text{m}^2$)，平行公路方向间隔 1.0m ，垂直公路方向的间隔 1.0m ；草方格在道路迎风面铺筑宽度 20m ，背风面铺筑宽度 10m ，草方格铺筑面积为 46500m^2 。单井采气管线和注醇管线护堤左右两侧共 10m 范围内设置 $1.0\text{m} \times 1.0\text{m}$ 规格的草方格 ($1.2\text{kg}/\text{m}^2$) 进行防风固沙，电杆底部采用草方格固沙。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。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。加强施工期环境监理。

(2) 大气环境

施工期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。粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。优化施工组织，道路和管线分段施工，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。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。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。使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

运营期井口采出物通过单井采气管线管输至彩 31 集气站，再经已建集输干线管输至彩 31 天然气处理站处理，这个汇集、处理及输送的全过程均采用密闭工艺流程。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对采气井场、彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内各设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。采气井场内的煤岩气禁止直接排放，事故状态下，井口煤岩气通过放喷管输送至放喷池处，进行燃烧放空；彩 31 天然气处理站的天然气依托站内现有火炬系统燃烧放空。对彩 31 天然气处理站内的设备与管线组件泄漏检测。

(3) 水环境

施工期管道试压采用清水试压，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，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理；废压裂液由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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；生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至彩南油田作业区生活污水处理系统处理；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。

运营期乙二醇再生装置废水排至彩南集中处理站采出水处理系统处理；井下作业时带罐作业，井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）排至罐内，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质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。

（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钻井岩屑、废润滑油、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；分离出的固相即为水基岩屑，在岩屑储罐内贮存，交由岩屑处置单位处理。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，施工结束后集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至五彩湾工业园垃圾填埋场填埋处置。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。运营期固体废物主要为废滤料、废活性炭和废润滑油，废

滤料和废活性炭属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，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回收处置。

（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。

运营期井下作业废液和乙二醇再生废水送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，危险废物废滤料、废润滑油和废活性炭集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；采气井场采取砾石铺垫，彩 31 天然气处理站新增设备处采取防渗措施，加强站内各类设备的检维修，避免“跑冒滴漏”等情况的产生。

（7）环境风险

井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处置资质单位转运、处理。油储罐底部铺设防渗膜；罐区周边设置警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》。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；井下作业时要求带罐操作，产生的废水排至罐中，由罐车拉运至彩南集中处理站采出水处理系统处理；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，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。彩 31 天然气处理站和彩 31 集气站内新增设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；井口设有紧急切断阀，井场设有放喷池，事故状态下可采取紧急切断、将煤岩气排至放喷池燃烧放空；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测；配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。定期对单井采气管线和注醇管线进行

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；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对单井采气管线和注醇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；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。项目投产后应纳入《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》。

9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于采气井场、管线、道路、输电线路等都占用一定量的土地，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。