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

北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏2026年产能建设项目

生态环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二六年十月

目 录

1 概述 1
1.1 建设项目情况 1
1.2 环境影响评价技术路线 1
1.3 分析判定相关情况 2
1.4 关注的主要生态环境问题及环境影响 3
1.5 环境影响报告的主要结论 4
2 总则 5
2.1 评价目的、原则 5
2.2 编制依据 6
2.3 环境影响因素识别和评价因子确定 13
2.4 环境功能区划和评价标准 18
2.5 评价工作等级与评价范围 24
2.6 评价重点 32
2.7 环境保护目标 33
2.8 相关规划、政策法规等符合性分析 34
3 建设项目概况与工程分析 61
3.1 现有工程开发回顾 61
3.2 本次工程基本情况 75
3.3 油田概况 75
3.4 工程组成 80
3.5 工程方案 82
3.6 主要建设内容 87
3.7 工程分析 111
3.8 清洁生产分析 145
3.9 污染物排放总量控制 157
4 环境现状调查与评价 159
4.1 自然环境概况 159
4.2 环境空气现状调查与评价 165

4.3 水环境现状调查与评价 167
4.4 声环境现状调查与评价 172
4.5 土壤环境现状调查与评价 174
4.6 生态环境现状调查与评价 181
5 环境影响预测与评价 193
5.1 大气环境影响分析与评价 193
5.2 地表水环境影响分析 202
5.3 地下水环境影响分析与评价 203
5.4 声环境影响分析与评价 211
5.5 固体废物影响分析 215
5.6 土壤环境影响分析 217
5.7 生态环境影响分析 224
5.8 水土流失影响分析 235
5.9 土地沙化影响分析 237
5.10 运输过程影响分析 238
6 环境保护措施及其可行性论证 240
6.1 大气污染防治措施 240
6.2 水环境保护措施 242
6.3 地下水环境保护措施 243
6.4 噪声污染防治措施 247
6.5 固废污染防治措施 248
6.6 土壤污染防治措施 253
6.7 生态环境保护措施 255
6.8 温室气体管控措施 261
6.9 生态恢复方案 263
6.10 水土保持方案 267
6.11 防沙治沙方案 270
6.12 防洪措施 273
6.13 环保投资分析 273

6.14 环境影响经济损益分析 274
7 环境风险评价 277
7.1 评价依据 277
7.2 风险潜势初判及评价等级 279
7.3 环境风险识别 279
7.4 环境风险影响分析 291
7.5 环境风险防范措施 295
7.6 风险事故应急处理措施 302
7.7 环境风险管理 304
7.8 突发环境事件应急预案 306
7.9 环境风险评价小结 309
8 环境管理与监测计划 311
8.1 环境管理 311
8.2 企业自主验收 320
8.3 环境信息公开 326
8.4 环境监测计划 326
8.5 污染物排放清单 330
9 环境影响评价结论与建议 333
9.1 结论 333
9.2 要求与建议 338

1 概述

1.1 建设项目情况

北三台油田西泉029井区行政隶属新疆维吾尔自治区阜康市，距阜康市滋泥泉子镇北偏东约16km，区域构造位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起。北三台凸起为近南北向的正性二级构造单元，其东为吉木萨尔凹陷，西与阜康凹陷毗邻，是油气运移、聚集的有利指向区。工区地面较平坦，地面平均海拔560m，温差悬殊，属大陆干旱气候。有油田简易公路通往北三台油田，乡村公路通往滋泥泉子镇，交通便利。

西泉029井区梧桐沟组油藏油层发育在P_3wt_2层，油层厚度0m~10m，作为一套层系开发。同时该区下部石炭系2020年上报探明储量131万吨，处于探明未开发状态，本次部署作为兼顾层。

根据《北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏2026年产能建设项目开发方案》，本项目计划新钻开发井12口，包括新钻采油井9口、注水井3口；5口勘探井转采油井，1口勘探井转注水井；4口采油井转注水井；4口老井采油井由单井拉油改为密闭集输；新建产能2.1×10^4t/a，单井最大注水量为50m^3/d；新建1座12井式多通阀橇，1座12井式一体化自动选井计量装置、油气均衡增压一体化装置、撬装注水站合建；新建2座阀池；新建单井集油管线12.1km、集油支线4.2km、单井注水管线3.5km、供水管线8.4km，新建道路2km。配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

1.2 环境影响评价技术路线

本项目为陆地石油开采项目，位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市境内，根据新疆维吾尔自治区生态环境厅发布的《进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133号），要求对油田开发区域情况划分一张图（即：老区块范围（只绘制了环境影响报告书的范围）），经核对，本项目新开发的12口井为老区块（但不在一张图范围内），故按照老区块进行环境影响评价。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划》（2018-2030年）、新水水保〔2019〕

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

中国石油新疆油田分公司开发公司于2026年8月委托南京国环科技股份有限公司开展《北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏2026年产能建设项目生态环境影响报告书》的编制工作。

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

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于2026年9月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境、地下水环境及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，南京国环科技股份有限公司编制完成了本项目生态环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

拟建工程为石油开采项目，结合《产业结构调整指导目录》（2024年本），拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气开采”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

拟建工程属于油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展

第十五个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》等。拟建工程主要建设内容位于昌吉回族自治州阜康市准东采油厂西泉029区内，项目区不涉及水源地、风景名胜区等敏感区，但属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区（II_2天山北坡诸小河流域重点治理区）环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控符合性判定

拟建工程不在生态保护红线内，运营期采出液密闭集输、注水密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气，废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。本项目满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要生态环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于钻井作业、原油集输、井下作业、管道等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区环境敏感区，主要环境保护目标为评价范围内植被，无重大环境制约问题。

根据油田产能建设项目的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

（1）工程建设占地对生态环境的影响程度；

（2）工程建设和运行过程中产生的废气对当地大气环境的影响；

（3）工程建设过程中产生的废水和施工人员生活污水的环境影响和处置方式，依托工程的可行性、有效性和可靠性；

（4）工程建设扰动造成水土流失的影响；

（5）钻完井过程中产生的固体废物处置方式可行性；

（6）钻井施工以及运营期集输过程中各类声源对周边声环境的影响；

（7）关注施工过程中施工场地“跑、冒、滴、漏”对浅层地下水环境的影响以及污染防治措施的可行性、有效性。

重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机和管道泵撬的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。本工程涉及的风险物质主要包括原油、天然气，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划，符合生态环境分区管控方案要求。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项生态环境保护和污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；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，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的、原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

（2）通过工程分析，明确本工程施工期、运营期和退役期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

（3）对油田开发过程中拟采取的生态环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

（4）评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性；

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

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

2.1.2 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，服务建设项目环境管理。

（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，结合工程设计和预测数据，对建设项目主要

环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家法律法规与条例

（1）《中华人民共和国生态环境法典》（2026年3月12日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过）；

（2）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第682号，2017年10月1日起施行）；

（3）《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011年3月1日施行）；

（4）《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修正）；

（5）《中华人民共和国土地管理法》（13届人大第12次会议，2019年8月26日实施）；

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

（7）《中华人民共和国水法》（2016年修订，2016年7月2日施行）；

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

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

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

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

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

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

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

（15）《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部（第17号），2011年

4月18日）；

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

（17）《国家重点保护野生植物名录》（2021年）；

（18）《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）；

（19）《国家危险废物名录（2025年版）》（2025年1月1日起施行）；

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

（21）《国务院关于印发〈固体废物综合治理行动计划〉的通知》〔国发〔2025〕14号）；

（22）《产业结构调整指导目录》（2024年本）；

（23）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号，2012年7月3日）；

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

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

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

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

（28）《中华人民共和国矿产资源法》（2024年修订）；

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

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

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

（32）《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；

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

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

（35）《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）；

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

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

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

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

（40）《排污许可管理办法》（2024年4月8日生态环境部 部令第32号发布）；

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

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

（43）《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国务院2021年12月28日）；

（44）国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知（国发〔2023〕24号）。

2.2.2 地方性法律法规及文件

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

（2）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21号）；

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

（4）《新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58号）；

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

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

（7）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(新政发〔2023〕63号)；

（8）《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022年3月）；

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

（10）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999年10月1日）；

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

（12）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（根据2024年11月28日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议修订，2025年1月1日起实施）；

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

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

（15）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

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

（18）《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021年12月24日）；

（19）《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》（2022年9月7日）；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

（29）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）；

（30）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号，2018年12月20日）；

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

（32）《自治区党委 自治区人民政府印发〈关于深入打好污染防治攻坚战的实施方案〉的通知》（新党发〔2022〕14号）；

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

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

（35）《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）；

（36）《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；

（37）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（38）关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知（新环环评发〔2024〕157号）；

（39）《昌吉回族自治州生态环境分区管控成果动态更新》（2025年1月10日）。

2.2.3 技术标准及规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《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）；

（9）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；

（10）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（11）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号，2017年10月1日起施行）；

（12）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

（13）《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；

（14）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009年2月19日）；

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

（16）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2025）；

（17）《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；

（18）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）；

（19）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

（20）《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；

（21）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；

（22）《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017年10月1日）；

（23）《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）

（24）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

（25）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；

（26）《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）；

（27）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；

（28）《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）；

（29）《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）；

（30）《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2026年本）》；

（31）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》；

（32）《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T 32150-2025）。

2.2.4 委托书及相关技术资料

（1）委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2026年8月10日；

（2）《北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏产能建设项目开发方案（地面工程）》（2025年7月）；

（3）《北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏产能建设井采油工程方案》（2025年7月）；

（4）《北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏2026年产能建设项目开发方案（地质与油藏工程）》（2025年7月）。

2.3 环境影响因素识别和评价因子确定

2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输管线敷设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在，逐步恢复；二是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动，这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表2.3-1～表2.3-3。

表 2.3-1　施工期环境影响因素识别矩阵

环境因素 / 影响因素		占地	钻前工程	钻井工程				储层改造工程					油气集输工程（管线敷设）			
			废气	废气	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废
			施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	发电机、钻机和各类泵的噪声	岩屑、机械设备废油及废油桶、废弃防渗膜	井喷井漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	废射孔液、压裂返排液	发电机、测井车等的噪声	机械设备废油及废油桶、废弃防渗膜	井喷、套管破损	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	机械设备废油及废油桶、建筑垃圾
污染影响	大气环境	〇	+	+	〇	+	+	+	+	〇	+	+	+	〇	〇	+
	地表水	〇	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇
	地下水	〇	〇	〇	〇	+	+	〇	+	〇	+	+	〇	〇	〇	+
	声环境	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇	+	〇	〇	〇	〇	+	〇
生态影响	土壤环境	++	〇	〇	〇	+	++	〇	++	〇	+	++	〇	+	〇	+
	野生植物	+	+	+	〇	+	+	+	〇	〇	+	+	+	+	〇	+
	野生动物	+	〇	〇	+	〇	+	〇	〇	+	〇	+	〇	〇	+	〇
	生态环境自然景观	+	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇	〇

注：〇：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2　运营期环境影响因素识别矩阵

环境因素		占地	采油、油气集输工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水	站场设备等噪声	含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜	石油、天然气、回注水泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3　退役期环境影响因素识别矩阵

环境因素 / 影响因素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪声	拆除的管道、废旧设备等
污染影响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	生态环境自然景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4　建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO_2、NO_X、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）
储层改造工程	施工期	SO_2、NO_X、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）

油气集输工程	施工期	颗粒物、SO_2、NO_X、CO	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水：本项目所在区域内无地表水体。

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

2.4.1.3 声环境

本项目位于阜康市建成区以外，尚未进行声环境功能区划。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行2类声环境功能区要求。

2.4.1.4 土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II5准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，28．阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

根据新水〔2019〕4号文件，项目区属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

表2.4-1　本项目生态环境判断依据

判断依据	本项目
《新疆生态功能区划》	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区

新水〔2019〕4 号文件	II2 天山北坡诸小河流域重点治理区

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

2030 年 12 月 31 日止，环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NOx 七项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，2031 年 1 月 1 日起，环境空气污染物基本项目实施二级浓度限值；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。

具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2　环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	基本污染物过渡阶段二级浓度限值	二级浓度限值	单位	标准来源
基本污染物	SO_2	年平均	60	20	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级过渡阶段
		日平均	150	50		
		1 小时平均	500	150		
	PM_{10}	年平均	60	50		
		日平均	120	100		
	$PM_{2.5}$	年平均	30	25		
		日平均	60	50		
	NO_2	年平均	40	30		
		日平均	80	50		
		1 小时平均	200	200		
	CO	日平均	4	4	mg/m³	
		1 小时平均	10	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	160	μg/m³	
		1 小时平均	200	200		
其他污染物	NOx	年平均	40	40	μg/m³	
		日平均	70	70		
		1 小时平均	250	250		
	TSP	年平均	/	200	μg/m³	
		日平均	/	300		
特征污染物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	2	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》

2.4.2.2 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照

《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表2.4-3。

表2.4-3 地下水质量标准

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

2.4.2.3 声环境质量标准

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

2.4.2.4 土壤环境质量标准

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值和管制值标准；项目占地范围外土壤环境质量参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中风险筛选值。

具体标准值见表2.4-4、表2.4-5。

表2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类	管制值（第二类用地）

		用地）	
基本项目（重金属和无机物）			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60	140
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
基本项目（挥发性有机物）			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	邻二甲苯	640	640
基本项目（半挥发性有机物）			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a]蒽	15	151
39	苯并[a]芘	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	15	151
41	苯并[k]荧蒽	151	1500
42	䓛	1293	12900
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	151
45	萘	70	700

其他项目			
46	石油烃	4500	9000

表 2.4-5　农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

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

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

（1）施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m^3 限值要求。

（2）运营期

油气开采过程中井场、站场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6　大气污染物排放标准一览表　　（单位：mg/m^3）

阶段	污染物		标准值	标准来源
施工期	颗粒物		1.0mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	非甲烷总烃	边界	4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求

2.4.3.2 废水排放标准

（1）施工期

本项目施工期钻井废水采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，完井后剩余泥浆由钻井队委托专业公司回收利用，无钻井废水外排。管道试压废水为清水，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水降尘。射孔液与采出液一起管输至北三台联合站处理，处理达标后用于回注油藏，不外排，压裂返排液由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后用于回注油藏，不外排。施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，施工现场无生活污水产生。

（2）运营期

本项目运营期产生的采出水、井下作业废水由北三台联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7　碎屑岩油藏注水水质主要控制指标

储层空气渗透率，μm²	＜0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量，mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值，μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量，mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				

2.4.3.3 噪声排放标准

（1）施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）。

（2）营运期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

噪声标准限值见表 2.4-8。

表 2.4-8　环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	/	70	55

《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

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

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB 5085.1～7）《危险废物排除管理清单（2021年版）》（公告2021年第66号）；

危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（部令第23号）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）进行监督和管理；

含油污泥的处理需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T 301-2016）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）中的要求。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 环境空气

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

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1小时地面空气质量浓度，μg/m^3；

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

值。

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

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax＜10%
三级	Pmax＜1%

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.4
最低环境温度/℃		-34.4
土地利用类型		灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

筛选结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度/(μg/m³)	下风向最大质量浓度占标率 P_{max}/%	下风向最大质量浓度出现距离/m	D_{10}%/m	评价等级	评价范围
无组织排放	单井井场	非甲烷总烃	37.973	1.89865	70	0	二级	2.5km
	2 井平台#1	非甲烷总烃	36.264	1.81320	74	0	二级	2.5km
	2 井平台#2	非甲烷总烃	144.52	7.22600	37	0	二级	2.5km
	3 井式平台	非甲烷总烃	139.85	6.99250	40	0	二级	2.5km

	5井式平台	非甲烷总烃	97.187	4.85935	82	0	二级	2.5km
	油气均衡增压一体化装置	非甲烷总烃	65.44	3.27200	39	0	二级	2.5km
	计量站	非甲烷总烃	118.53	5.92650	28	0	二级	2.5km
	阀池	非甲烷总烃	139.4	6.97000	11	0	二级	2.5km

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率Pmax=7.226%，大于1%小于10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录B推荐的估算模型AERSCREEN估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级，确定本次环境空气评价范围为：分别以单井井口、平台井、计量站、阀池、油气均衡增压一体化装置等为中心，向单井井口、平台井、计量站、阀池、油气均衡增压一体化装置四周各外延2.5km的矩形叠合的包络线。

2.5.2 水环境

2.5.2.1 地表水

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。项目井区位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市西泉029井区，井区内无地表水体，输油、注水管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及集输过程中，本项目产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排、依托处理设施的可行性和可靠性。

2.5.2.2 地下水

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

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），“按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。”“油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。”

因此，本项目井场属于I类建设项目，集输管线属于II类建设项目。

表 2.5-4　地下水环境敏感程度分级表

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

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

表 2.5-5　地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-4、表 2.5-5 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。《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）中提到："新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级"。由此判定本项目采油井、老井转注地下水评价等级为二级、集油管线、注水管线地下水评价等级为三级。

具体见表 2.5-6。

表2.5-6　地下水环境现状评价范围参照表

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

项目地下水环境现状调查评价范围为：以项目区为中心，地下水流向上游2.5km，下游2.7km，两侧外扩4.5km的矩形区域以及管线两侧向外延伸200m的范围。

2.5.3 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅

在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场、计量站等，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。本次噪声评价以井场、计量站等边界向外200m作为噪声评价范围。

2.5.4 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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）以及区域土壤监测数据，本项目土壤盐分含量介于1.4g/kg～4.2g/kg，属于附录D.1土壤盐化分级标准中的“干旱、半荒漠和荒漠地区”，属于中度盐化（3g/kg≤土壤盐含量＜5g/kg）；pH值介于8.16~8.91，属于附录D.2土壤酸化、碱化分级标准中的表D.2中的“轻度碱化（8.5≤pH＜9）”，综上，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）土壤污染影响型评价工作等级

①项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录A土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“石油开采（井场）”“集输管线”分别属于“采矿业—金属矿、石油、页岩油开采”“交通运输仓储邮政业—石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为I类、II类。

②占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5-50hm^2）、小型（≤5hm^2）。本项目永久占地面积为1.90hm^2，占地规模为小型。

③环境敏感程度

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表2.5-7。根据现场调查，项目占地类型主要为占地类型为灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地，因此，判定土壤环境敏感程度为“敏感”。

表2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、

敏感程度	判别依据
	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

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表2.5-8），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤环境评价工作等级确定为井场一级、集输管线二级，见表2.5-9。

表2.5-8　污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“一”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

表2.5-9　项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场）	一级
集输管线	二级

（2）土壤生态影响型评价工作等级

①环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表2.5-10。

表2.5-10　生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度＞2.5且常年地下水位平均埋深＜1.5m的地势平坦区域；或土壤含盐量＞4g/kg的区域	pH≤4.5	pH≥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≥1.5m的，或1.8＜干燥度≤2.5且常年地下水位平均埋深＜1.8m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＜1.5m的平原区；或2g/kg＜土壤含盐量≤4g/kg的区域	4.5＜pH≤5.5	8.5≤pH＜9.0
不敏感	其他	5.5＜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。			

根据检测报告，本项目土壤盐分含量介于1.4g/kg～4.2g/kg之间，介于2g/kg~3g/kg之间，属于中度盐化，判定本项目敏感程度为“敏感”。根据表2.5-11，

判定本项目土壤生态影响型环境评价工作等级确定为井场一级、集输管线二级。

表2.5-11　生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作			

表2.5-12　项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场）	一级
集输管线	二级

表2.5-13　现状调查范围

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

①涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。

②矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建的指现有工程与拟建工程的占地。

（3）评价范围

①土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤污染影响型调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 1.0km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境生态影响型调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 5km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

2.5.5 生态环境

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

响评价等级为三级，判定依据及结果见表2.5-14。

表2.5-14　生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b）涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d）根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e）根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内占用地方公益林
f）当工程占地规模大于20km^{2}时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为404984.84m^2＜20km^2
除a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	三级	本项目土壤影响范围内占用地方公益林，评价等级确定为二级

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中的相关规定“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围50米范围、集输管道等线性工程两侧外延300米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场边界向外延伸50m，管线工程两侧各300m。

2.5.6 环境风险

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

2.5.7 评价工作等级及评价范围汇总

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表2.5-15。

表2.5-15　评价工作等级及评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围

序号	项目	评价等级			评价范围
1	环境空气	二级			分别以单井井口、平台井、计量站、阀池、油气均衡增压一体化装置等为中心，向单井井口、平台井、计量站、阀池、油气均衡增压一体化装置四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线
2	地表水	三级 B			—
3	地下水	二级			以项目区地下水流向上游 2.5km，下游 2.7km，两侧外扩 4.5km 的矩形区域以及管线两侧向外延伸 200m 的范围
4	噪声	二级			以井场、站场边界向外 200m
5	土壤	污染影响型	石油开采工程	一级	井场取占地范围内及占地范围外 1km 范围
			管线工程	二级	管线边界两侧 0.2km 范围内
		生态影响型	石油开采工程	一级	井场取占地范围内及占地范围外 5km 范围
			管线工程	二级	管线边界两侧 0.2km 范围内
6	生态	二级			井场周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域
7	环境风险	简单分析			/

2.6 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水、固体废物环境影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）生态环境保护措施和污染防治措施技术经济及可行性论证。

2.6.1 评价时段

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

2.6.2 评价对象

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

2.7 环境保护目标

根据现场调查，本项目占地类型为灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地，井场周边只有稀疏的植被。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。评价范围内主要保护目标为水土流失重点治理区和野生动植物。本项目环境保护目标具体情况见表 2.7-1。

表 2.7-1　环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置（方位，距离）	规模	保护要求
环境空气	新疆天山北坡冷粮有限公司	XQD4020 井东北侧约 2.6km	约 12 人	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准
	新疆源森农业开发有限公司	XQHW601 井北侧约 2.63km	约 20 人	
	民房 1#	XQHW601 井北侧约 2.33km	约 3 人	
	供水管线北侧养殖场	XQHW601 井北侧约 525m	约 12 人	
	玉源祥养殖英澳牧业科技	XQD4005 井西南侧约 2.39km	约 20 人	
	民房 2#	XQD4005 井西南侧约 1.19km	约 3 人	
	阜康市昊荣养殖合作社	XQD4005 井西南侧约 1.16km	约 10 人	
	民房 3#	XQD4016 井西北侧约 1.82km	约 3 人	
	大气评价范围内项目区西南侧养殖场	XQD4016 井西北侧约 2.33km	约 15 人	
	新疆源森农业开发有限公司值班房	XQD4020 井东北侧约 2.33km	约 1 人	
声环境	油区工作人员	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响		/	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
土壤环境	调查范围内农用地		/	土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值
生态环境	水土流失重点治理区	项目区	/	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏

	植被	评价区域内	/	落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施，临时占地可逐渐恢复到自然状态
	动物			禁止破坏野生动植物的生境及捕杀野生动物

2.8 相关规划、政策法规等符合性分析

2.8.1 与国家产业政策相符性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.2 与相关政策、法规等符合性分析

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

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

表2.8-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目钻井废水循环利用，井下作业废水拉运至北三台联合站处理达标后回注油藏，工业废水回用率大于90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后随钻井队用于后续钻井使用，落地油100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于水基岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；钻井作业产生的落地原油100%回收处理。	符合

3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；钻井作业产生的落地原油100%回收处理。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。	本项目不涉及酸化，压裂工序产生的压裂返排液由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。压裂放喷返入罐率达到100%。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放；井下作业废水经北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排；落地油100%回收，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的含油污泥等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	井下作业必须带罐（车）操作，将落地油100%进行回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上已建立健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系）。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

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

2.8.2.2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环

办环评函〔2019〕910号）相符性见表2.8-2。

表2.8-2 与环办环评函〔2019〕910号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、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。	本项目为油气开采项目（滚动开发项目），本次以西泉029井区为单位进行评价，包括拟建的新井及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期井下作业废水经北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有HSE管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理

的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）的相关要求。

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

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 2.8-3。

表 2.8-3　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见“3.8”小节。	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各采油井、注水井、采油管线、注水管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外	符合

			土地。	
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目钻井期使用的泥浆为水基泥浆，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	根据地质方案，西泉029井区钻井、试油及开发过程中未发现H_2S等有毒气体。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，交由有资质的单位无害化处置。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环节选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%	本项目采用密闭集输工艺，采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，交由有资质的单位无害化处置，处置率100%。	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油100%回收。	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取	落地油100%回收。	符合

		技术措施进行原油回收处理和利用		

2.8.2.4 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）符合性分析

本项目与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）相符性见表 2.8-4。

表 2.8-4 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）符合性分析一览表

序号	要求		本项目	相符性
1	一般要求	针对油气项目建设、生产和复垦修复全过程的地质环境破坏、土地损毁以及生态破坏等，提出保护、预防控制和复垦修复措施。油气项目复垦修复标准应与原土地利用类型或周边相同土地利用类型保持一致，新建道路、灌溉与排水等配套设施应与周边相衔接。	本项目已提出生态保护、恢复等措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
2		遵循边开采边复垦修复的原则，施工结束后，临时用地应及时安排复垦修复。应积极采用新技术，新工艺、新设备及新材料开展复垦修复工作。	环评要求项目按照实施边开采边修复的原则，施工结束后，对临时用地及时开展生态修复工作。	符合
3		综合考虑油气项目点多、线长、面广等用地特征，本文件规定了井场、道路和管线相关复垦修复技术与要求。计量站、集中处理站、转接站、集气站、增压站，以及相关附属设施等站场与井场一样均呈点状分布，损毁类型以压占为主，复垦修复参照井场执行；架空输电（输油）线路与管线类似，呈线状分布，损毁类型以挖损为主，复垦修复参照管线执行。	报告第“6”章环保措施章节已按照井场、管线等进行分区修复和恢复评价。	符合
4		采用埋设方式布设的管线，应包括施工结束的临时复垦修复和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。对于管线和道路施工过程中产生的便道，按照道路临时用地复垦修复技术要求执行，若占地无污染、不存在污染风险，不影响人居生产，可采取合理处置后保留土地利用现状。转型利用的联合站、处理厂等大型井（站）场，应消除周边的地质安全隐患，根据利用方向要求对场地进行整治。	本项目集输管线采用埋地敷设方式，管线施工结束后及时进行分层回填，平整场地，使其恢复至与周边环境协调一致。	符合
5	保护措施	资源开发设计阶段应明确避让、减缓和重要物种与人文保护等措施。	本项目已提出避让、减缓、补偿等生态环境保护措施。	符合
6		工程选址应避让各类生态敏感区，符合	项目选址不在生态敏感	符合

		自然保护地、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管理要求以及国土空间规划、生态环境分区管控要求。	区、自然保护地、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管控范围内，项目在选址选线设计阶段已优先考虑尽可能避让灌木林、农田等环境敏感区域。	
7		优化工艺设计，减少减轻资源开发对土地的损毁。控制单井用地面积，采用丛式井组钻井，减少用地总量，采用新工艺（如水平井、定向井），减少占地面积；减少管网长度，严格控制管沟开挖宽度，埋设管道宜采取共沟布置；控制新建道路长度，充分利用现有乡村道路；避免大面积压占，减少对表土层的损毁，严格控制管线和道路施工作业带宽度和范围，减少临时用地面积。	本项目严格控制单井、平台井用地面积，井型为定向井和直井，管线已尽量选平直的线路以减少占地，项目从已建道路上引接，新建道路2km，严格控制管线和道路施工作业带，尽量减少临时用地面积。	符合
8		工程选址应避让文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源。因特殊情况不能避开的，应实施原址保护。	项目选址不在文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源范围内。	符合
9		油气项目建设生产对重点保护重要野生植物、特有植物、古树名木等造成不利影响的，应采取优化工程布置，就地或迁地保护、加强观测等措施，具备移栽条件、长势较好的应全部移栽。对重点保护野生动物、特有动物及其生境造成不利影响的，应采取优化工程施工方案、运行方式，实施物种救护等措施，进行生境保护。	本项目周围无特有植物、古树名木等，项目周边有重要的野生植物和野生动物，已提出重点野生植物和野生动物的保护措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
10	预防控制措施	井场、新建道路建设用地应采用分层剥离、分层堆放的方式实施表土剥离；对于沙漠、滩涂等生态环境相对脆弱的区域，可不进行土壤剥离工程；井场剥离表土以带状就近堆放于外围的临时用地区；新建道路剥离表土堆放于道路临时用地区。	本项目井场、管线建设用地采用分层剥离、分层堆放、分层回填的方式。	符合
11		管道若采用全埋敷设，管沟可机械开挖或人工开挖。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施，保持分层土壤理化性质的稳定，并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域，可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏，开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填，采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变，回填时可同步实施土壤改良措施。	本项目集输管线为埋地敷设，表土分层剥离、分层堆放在管沟作业带两侧、施工结束后立即分层回填的方式，减少对土壤结构的破坏。	符合

2.8.2.5 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》

（新环环评发〔2024〕93号）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）相符性见表2.8-5。

表2.8-5 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）符合性分析一览表

序号	要求		本项目	相符性
1	适用范围	适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本项目属于改扩建的陆地石油开采项目。	符合
2	选址与空间布局	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地。	符合
3	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
4		钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5		涉及废水回注的，应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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目钻井废水循环利用，试油期洗井废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合站的污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告环保措施章节。	符合

6		废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用；井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，正常情况下无落地油；本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案编制要求。	符合
7		对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求	后期对拟退役的废弃井生态修复按照《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）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的要求。	符合

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

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中要求的相符性分析详见表2.8-6。

表2.8-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不	本项目防沙治沙评价内容见“6.11”节。	相符

	予受理		
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见“5.7”节和“6.7”节。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据新水〔2019〕4 号文件，项目区属于“II2 天山北坡诸小河流域重点治理区”，施工期和运营期拟采取有效的生态保护、生态恢复和防沙治沙、水土保持措施。	相符

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

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

表 2.8-7 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油气集输均采用密闭管输工艺，采油井→计量站→油气混输装置→北三台联合站的集输工艺流程。接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3。	本项目依托北三台联合站处理，在加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	相符

2.8.2.8 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（公告 2013 年第 21 号）中要求的相符性分析见表 2.8-8。

表 2.8-8 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性

序号	要求	本项目	相符性
1	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；应急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放。	本项目采用密闭集输工艺。	相符
2	废水收集和处理过程产生的含 VOCs 废气经收集处理后达标排放	本项目采出液采用密闭集输工艺，采出水通过北三台联合站污水处理系统处理达标后，回注油藏，不外排。	相符
3	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台账，并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	相符

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

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

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

序号	要求	本项目	相符性
1	对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检。	建设单位对管道、阀门、机械设备等进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目的采出液采用密闭集输的方式进入北三台联合站，可有效减少挥发性有机气体的排放。	相符
3	阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于 0.5%的阀门。	建设单位使用的是泄漏率小于 0.5%的阀门，并对管道、阀门进行定期检查，对腐蚀、损坏进行及时更换。	相符
4	石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处置，不作为日常大气污染治理设施。	本项目属于油气开采项目，不属于石化、化工企业，本项目采用密闭集输工艺，不设火炬燃烧装置。	相符
5	企业应按标准要求在火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	本项目不设火炬燃烧装置。	相符

2.8.2.10 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）相符性分析

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）中要求的相符性分析见表2.8-10。

表2.8-10 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	优化含VOCs原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行VOCs含量限值标准。	本项目属于陆地石油开采项目，不属于高VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目。	相符
2	深化扬尘污染综合治理。鼓励经济发达地区5000平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到2025年，装配式建筑占新建建筑面积比例达30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达80%左右，县城达70%左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造。	本项目主要是场地平整、井场设备安装，管道施工所引起的扬尘。在施工过程中，对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布，大风天气禁止施工，车辆行驶路线应首选硬化道路，施工现场通过采取相应的措施减少扬尘的污染。	符合
3	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本项目油气集输均采用密闭管输工艺，采油井→计量站→油气混输装置→北三台联合站的集输工艺流程。接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况产生。	符合

2.8.3 相关规划符合性分析

2.8.3.1 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲

要》相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出“坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，加强能源产供储销体系建设。坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在2亿吨左右、天然气产量稳步增长，加强煤制油气产能和技术储备。”

本工程属于陆地石油开采建设项目，符合规划中实施中长期油气增储上产战略行动。

2.8.3.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026-2030）相符性分析

该《规划纲要》提出：加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市境内，项目建成后将新建原油产能2.1×10^4t/a。项目的开发建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026-2030）相符。

2.8.3.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性分析

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

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，项目位于属于国家级重点开发区。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。本项目属于石油天然气开采行业，位于天山北坡国家层面重点开发区域，且不在新疆重点生态功能区范围内。项目所在区域不在生态红线区内，为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环

境保护措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

2.8.3.4 与《新疆生态功能区划》相符性分析

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，28．阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。其生态功能见表 2.8-11。

表 2.8-11　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	II5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	28．阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理	农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

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

2.8.3.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》：

推进土壤安全利用：……严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污

染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。

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

相符性分析：本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用，岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。运营期井下作业废水拉运至北三台联合站污水处理系统处理达标后回注油藏，不外排；落地油100%回收，回收的落地油委托有资质的单位进行清运处置。项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

2.8.3.6 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

《规划》中指出“强化矿山整治修复。遵循‘谁破坏、谁修复、边开采边治理’的原则，加强矿山生态环境修复治理。坚持源头严控、过程严管、末端修复，将矿产资源开发、地质环境恢复治理与土地复垦利用统一规划、统一设计、同步实施。”

本项目在选址选线设计阶段已优先考虑尽可能避让灌木林、农田等环境敏感区域，对施工结束后对所占区域进行恢复。严格落实防沙治沙措施，项目建设完成后，对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，对井场和生活营地进行平整，利用井场及临时道路施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时的修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复，完井后井场须平整，做到无油污，无地坑，无三废，确保周围环境无污染。本项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》要求。

2.8.3.7 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

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、

提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于2020年11月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖500万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油400万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于西泉029井区，属于“老区千万吨稳产工程”。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，稀油老区在西北缘新建产能323.4万吨、腹部新建产能23.7万吨、东部新建产能136.3万吨。本项目属于“东部新建产能136.3万吨”规划内容，运营后属于准东采油厂管辖，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》审查意见的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于2022年12月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252号）。项目与审查意见符合性分析详见表2.8-12。

表2.8-12　与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目建设不在生态保护红线内，符合昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等，项目区属于自治区水土流	符合

	避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	失重点治理区的环境敏感区。	
3	严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；②运营期井下作业废水、废洗井液进罐收集后拉运至北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排；③落地油100%回收，回收的落地油委托有资质的单位清运处置。	符合
4	加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本报告提出了生态保护及恢复措施，详见“6.7”“6.9”节。	符合
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

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

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

规划中明确天山北坡区的准噶尔盆地南部，受沙漠扩张及风沙危害，风力侵蚀较为严重。该区水土流失总面积为9.83万km^2，占本区土地总面积的65%，其中水力侵蚀面积为1.60万km^2，占本区土地总面积的10%；风力侵蚀面积为8.23万km^2，占本区土地总面积的55%。针对天山北坡区的现状，提出水土流失治理措施主要依靠天山北坡城市群城郊清洁型小流域建设和草原建设工程，并及时开展准东地区、和丰-克拉玛依、乌昌地区煤炭行业和克拉玛依石油天然气行业的水土保持综合治理。其中昌吉州重点区域（流域）和重要行业水土保持综合治理体系生态修复和土地整治工程远期规划为696km^2、138km^2。

本项目为陆地石油开采项目，位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，项目区属于自治区级中的水土流失重点治理区天山北坡诸小河流域重点治理区。针对项目所在区域的特点，本报告在“6.11”和“6.10”小节中提出相应的防沙治沙措施和水土保持方案，建设单位在施工期和运营期需严格落实水土流失工程防治、分区防治、水土保持和管理等措施，在落实各项防治措施后，可提高项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，减少区域水土流失量。因此，本项目在严格落实报告中提出的水土流失防治措施和生态保护措施后，与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》中的内容相符。

2.8.4 与生态环境分区管控方案的相符性分析

根据《昌吉回族自治州生态环境分区管控成果动态更新》（2025年1月10日），昌吉回族自治州共划定193个环境管控单元，分为优先保护单元94个、重点管控单元92个和一般管控单元7个，实施分类管控。本项目所在区域位于

阜康市限采区（重点管控单元编码：ZH65230220008）。限采区禁止新建露天采矿、规模化固体矿产开采项目；鼓励战略性油气资源预探、基础性地质勘查，本项目为陆地矿产资源地质勘查（油气资源勘探），不属于限制开采项目，施工过程中所有污染物分类收集，妥善处置，本项目符合限采区各类管控要求。本项目不涉及生态保护红线。本项目与《昌吉回族自治州生态环境分区管控成果动态更新》符合性分析见表2.8-13。

表2.8-13　项目与昌吉回族自治州生态环境分区管控要求相符性分析

环境管控单元类别			管控要求	本项目	相符性
重点管控单元	ZH65230220008	空间布局约束	1、严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目属于陆地石油开采项目，不属于高耗水、高污染行业。项目施工用水采用罐车拉运，钻井液循环利用，提高水资源利用效率，选址符合区域空间布局约束及功能区划要求。	相符
		污染物排放管控	1、推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本项目钻井废水循环利用。固体废物分类收集，钻井岩屑和泥浆采用“不落地”工艺处理，钻井岩屑委托岩屑处置单位综合利用，危险废物委托有危废处置资质的第三方单位处置，项目地下水污染风险可控。	相符
		环境风险防控	1、强化重点区域地下水环境风险管控。对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目钻井废水循环利用。井场采取了严格的分区防渗措施（重点区域铺设防渗膜），防止污染物渗漏。整体风险可控。	相符
		资源开发效	1、县级以上人民政府水行政主管部门应当合理配置地表水、地下水，从严控制地下水取水总量。 2、严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条	项目施工用水采用罐车拉运，钻井液循环利用，并在生活区采取节水措施，提高水资源利用效率。本项目不涉及地下水开采。	相符

		率要求	红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。		

2.8.5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）的相关要求符合性分析见表2.8-14。

表2.8-14 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

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

2.8.6 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019年1月1日）的相关要求符合性分析见表2.8-15。

表2.8-15 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有	本项目向大气排放的污染物主要为非甲烷总烃，本报告已制定了环境监测计划，	符合

序号	要求	本项目	相符性
	关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	在项目建成运营后建设单位委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测，并保留原始监测数据。	
2	禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目为石油开采项目，不属于高污染工业项目，项目建设过程中未使用淘汰类的工艺、设备。	符合
3	产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本项目采用密闭集输工艺。	符合
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本报告要求项目建成运行后，在设备检修、维修时要严格按照相关技术规范操作，减少挥发性有机气体的排放。	符合

2.8.7 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（自治区人民政府令第50号，1995年3月1日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（自治区人民政府令第50号，1995年3月1日）的相关要求符合性分析见表2.8-16。

表2.8-16　与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	石油勘探开发的新建、扩建、改建项目应当采用资源利用率高、污染物排放量少的生产设备和工艺，实行清洁生产。	本项目属于陆地石油开采项目，项目钻井采用泥浆不落地工艺，油气集输均采用密闭管输工艺，采油井→计量站→油气混输装置→北三台联合站的集输工艺流程。	符合
2	石油勘探开发单位的新建、扩建、改建、区域开发和引进项目等，必须执行环境影响报告的审批制度，执行防治污染的设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投产使用的制度。	项目按照要求严格执行环境影响报告的审批制度，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合
3	石油勘探开发单位应当加强防治污染设施的管理，配备专门管理及操作人员，建立岗位责任制和操作规程，保证设施的正常运行。	项目应按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合

4	石油勘探开发单位应当实行用水管理制度，提高水的重复利用率，对含油污水经处理达到注水标准的，可以实行回注，减少废水的排放量，保护地面水和地下水不受污染；排放废水必须符合国家和自治区规定的标准。	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；②运营期井下作业废水、废洗井液进罐收集后拉运至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不向外环境排放。	符合
5	石油勘探开发单位在钻井和井下作业过程中，应当定点存放泥浆、岩屑或者其他废弃物，并及时做好回收利用和处理；对含有汞、镉、铅、铬、砷、氰化物、黄磷等有毒有害物质的泥浆、岩屑或者其他废弃物，应当采取防水、防渗和防溢等有效措施存放。	本环评提出危险废物、含油固体废弃物管理及运输等环节要求，防止污染大气、土壤、水体。	符合
6	石油勘探开发单位在勘探开发作业完毕后，应当及时清理场地；在农田、绿洲等地带作业，必须采取治理措施，减少占用耕地和破坏植被，对临时性占用的耕地造成破坏的，应当复垦还耕、恢复植被，并赔偿损失。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复。	符合
7	石油勘探开发单位应当严格执行井控技术规定，防止井喷污染，并实行无污染作业，严格控制落地油。	项目采用钻井泥浆不落地工艺，落地油100%回收，回收的落地油委托有资质的单位处置。	符合
8	发生井喷、输油管道破裂和穿孔等突发性事件时，石油勘探开发单位应当及时采取措施排除故障，防止污染面积扩大，并及时回收落地原油。	本次评价要求运营单位按时更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合
9	石油勘探开发中发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成环境污染和生态破坏的，必须立即采取措施，通报可能受到污染危害的单位和个人，并按国家有关规定，做好污染事故的调查处理工作。	本次评价要求运营单位按时更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合

2.8.8《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相符性分析，见表2.8-17。

表2.8-17 与《钻前工程及井场布置技术要求》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性

1	3.1 井场选择原则 3.1.1 根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定设备安放位置。3.1.2 井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地貌，在河滩、海滩地区应避开汛期、潮期进行钻前施工。3.1.3 充分利用地形，节约用地，方便施工。3.1.4 满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。3.1.5 有利废弃物回收处理、声光屏障等，防止环境污染。3.1.6 在选择井场时应考虑钻机井架和动力基础选在挖方处。3.1.7 在环境有特殊要求的井场布置时，应有切实的防护设施。	井场未设置在滑坡、泥石流等不良地貌，本项目已考虑特殊地形布井要求。	符合
2	3.2 井位确定 3.2.1 根据勘探或开发部门给定的井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。基础施工结束后应复测井位坐标。3.2.2 油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。3.2.3 含硫油气井井场应选在比较空旷的位置。宜在前后左右方向能让盛行风畅通。3.2.4 井口距堤坝、水库的位置应根据国家水利部门的有关规定执行。	井口 100m 范围内无居民区，200m 范围内无铁路和高速公路，周边 500m 不存在人口密集区域和高危性场所。根据地质勘察，本项目区域气井不含硫化氢。	符合
3	3.7 井场及道路 3.7.1 井场 3.7.1.10 在沙漠布置井场应注重防风、防沙。3.7.2.6 特殊地区（如：沙漠、草原、海滩）的井可能修建能满足运输通行条件的道路。3.7.3.1 对于钻井作业周期较长或雨季钻井施工的井场道路，路面以能使车辆顺利通行为原则并预留车台，必要时可能铺垫碎石，钢渣或废砖等。铺垫宽度不得小于 4m，高度视路基而定。	本项目采取防风、防沙措施；道路铺垫碎石，铺垫宽度不小于 6m。	符合
4	3.7.5 井场环保 3.7.5.1 在钻前工程设计和施工中，环境保护按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276）的要求执行。3.7.5.2 井场内应有良好的清污分流系统。3.7.5.3 井场后（或右）侧应修建钻井液储备池（罐）。净化系统一侧应修建排污池，配备废液处理装置。振动筛附近应修建沉砂坑。3.7.5.4 钻井液储备池、排污池、沉砂坑应采取防渗漏及其他防污染措施。3.7.5.5 发电房和油罐区四周应有环形水沟，并配备污	本项目井场布置符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2025）要求，井场设钻井液储备罐，钻井液循环使用；发电房和油罐区四周设环境水沟，配备污油回收罐；岩屑收集暂存在岩屑储罐，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为	符合

	油回收罐。3.7.5.6 使用油基钻井液的排污池和沉砂坑应满足油基和水基钻屑分开的要求	可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	

2.8.9 与《中华人民共和国生态环境法典》符合性分析

本项目与《中华人民共和国生态环境法典》的相关要求符合性分析见表2.8-18。

表 2.8-18　与《中华人民共和国生态环境法典》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	施工单位应当在施工工地设置硬质围挡，并采取覆盖、分段作业、择时施工、洒水抑尘、冲洗地面和车辆等有效防尘降尘措施。工程渣土等建筑垃圾、建筑土方应当及时清运；在场地内堆存的，应当采用密闭式防尘网遮盖。工程渣土等建筑垃圾应当进行资源化处理。	本项目材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖、场区洒水降尘，大风天禁止施工。	符合
2	化工园区和化工项目、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测，防止地下水污染。	本项目井场采取了分区防渗。	符合
3	向污水集中处理设施排放工业废水的，应当按照国家规定进行预处理，达到集中处理设施处理工艺要求后，方可排放。	本项目采出水、井下作业废水等均依托北三台联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，不外排。	符合
4	禁止向耕地、林地、草地等农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。	本项目产生的废水、污泥等均能得到合理合规处置，环评要求禁止向耕地、林地、草地等农用地排放废水和固废等。	符合
5	产生危险废物的单位，应当按照国家规定和生态环境保护标准的要求贮存、利用、处置危险废物。	本项目施工期产生的危险废物暂存在井场的危废贮存点，定期委托有资质的单位处置，运营期产生的危险废物直接委托有资质的单位处置，不在项目区暂存危废贮存点将按照国家规定和生态环境保护标准的要求贮存、利用、处置危险废物。	符合
6	对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所，应当按照规定设置危险废物识别标志。	本项目危险废物贮存使用的容器、包装物和场所将按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设置危险废物识别标志。	符合

序号	要求	本项目	相符性
7	排放工业噪声的企业事业单位和其他生产经营者，应当采取有效措施，减少振动、降低噪声。	本项目采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	符合
8	勘查、开采矿产资源，应当遵守本法和有关生态环境法律法规的规定，防止污染环境、破坏生态；应当采用先进适用、符合生态环境保护要求的技术、工艺、设备，不得使用国家明令淘汰的技术、工艺、设备。	本项目为陆地石油开采，应严格遵守法典和有关生态环境法律法规的规定，禁止污染环境、破坏生态；本项目禁止使用国家明令淘汰的技术、工艺、设备。	符合

2.8.10 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域和管道沿线内均不涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中第三条中的（一）国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；不涉及（三）中的以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位，但属于（二）中的水土流失重点治理区。

2.8.8.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。工程选址做到以下内容：

①新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；

②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；

③井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，最大限度减少植被破坏；

④道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

⑤线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

⑥道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。

⑦本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200m范围以内；

⑧本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

2.8.8.2 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是单井管线、集油支线、单井注水管线、供水管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型为红皮沙拐枣荒漠，植被较稀疏，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物；

②本项目管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行，同时管线施工作业带宽度控制在12m，严格控制土壤扰动面积；

③本项目管线建设距离油田道路均较近，项目区野生动物极少出入油田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响；

④管道穿越油区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。穿越沥青路采用顶管方式。

⑤项目区年均蒸发量1652.2mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑地边梗，施工结束后尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合昌吉州生态环境分区管控的相关要求。本次产能建设不涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中第三条中的（一）国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；不涉及（三）中的以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位，但属于（二）中的水土流失重点治理区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑦项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，

采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址选线在环境保护方面较合理。

3 建设项目概况与工程分析

3.1 现有工程开发回顾

3.1.1 开发现状

3.1.1.1 区块开发简况

北三台凸起的勘探工作始于20世纪50年代。20世纪80年代，完成二维地震测网。随着勘探的深入，特别是三维地震大面积实施，有力的推动了北三台凸起勘探开发工作。

西泉029井区所在的西泉地区二叠系梧桐沟组油藏、石炭系油藏发现井均为西泉1井。西泉1井在二叠系梧桐沟组获油流后，2007-2017年针对西泉地区先后部署探井、评价井25口。2010年、2020年分两次探明西泉1井区梧桐沟组油藏，储量合计565.37万吨，期间以评价西泉10井石炭系油藏、拓展西泉1井区外围梧桐沟组油藏而部署的西泉029井取得重要进展，石炭系和梧桐沟组均试获工业油流。

西泉029井于2016年3月射开石炭系2244.0m~2263.0m井段压裂试油，3.5mm油嘴，油压8.5MPa，日产油10.65t，日产气6120m^3，累产油150.39t。2016年5月封闭石炭系井段上返梧桐沟组2139.0m~2151.0m井段试油，未压裂，4.0mm油嘴，油压10.5MPa，日产油21.74t，日产气4440m^3，累产油222.6t，从而发现了西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏。

2022年为落实西泉029井区梧桐沟组油藏油层展布特征及产能情况，为整体开发方案编制提供资料及依据，同时兼探石炭系油藏，部署实施2口开发控制井（XQ4001、XQ4002）。其中XQ4001井于2022年9月完钻，同年11月射开石炭系2320.0m~2344.0m（3段共19.5m）井段压裂试油，3.5mm油嘴，油压2.2MPa，日产液13.1t，日产油6.4t，含水51.1%，累产油967.3t，累产水1284.7m^3；2023年7月射开梧桐沟组2168.0m~2176.5m（1段共8.5m）井段未压裂投产，初期3.0mm油嘴，油压1.8MPa，套压10.6MPa，日产液6.2t，日产油6.2t，含水0.5%，目前机抽生产，日产液2.3t，日产油2.1t，含水10.2%，累产油2227.6t，累产天数580.6d；XQ4002井于2022年10月完钻，同年12月射开石炭系

2449.0m~2462.5m（2段共8.5m）井段压裂试油，3.0mm油嘴，油压0.5MPa，日产液2.6t，日产油1.3t，含水48.7%，转抽后油压0MPa，日产液4.2t，日产油1.1t，含水73.0%，累产油45.1t，累产水279m^3；2023年5月射开梧桐沟组2212.5m~2224.0m（2段共10.0m）井段压裂投产，总用压裂液426.5m^3，2.0mm油嘴，油压7.5MPa，日产液18.8t，日产油1.0t，含水94.5%，目前高含水调关，关前3.0mm油嘴，油压2.1MPa，日产液27.3t，含水100%，累产油9.9t，累产水181m^3。XQ4002井落实西泉029井区梧桐沟组油藏油水界面为-1668.8m。

截至2025年3月，含油面积内二叠系梧桐沟组试油3井3层，2井2层获得工业油流。

除石炭系和二叠系梧桐沟组外，该区白垩系清水河组也发育油层，整体油气显示活跃，试油8井10层，获工业油流4井4层。其中XQ1023井2017年7月射开清水河组1605.0m～1635.0m井段试油，未压裂，机抽求产，获日产油4.0t的工业油流。

3.1.1.2 油气集输现状

西泉029区块已建油井9口，开井3口，产液量28m^3/d，产油量5.6t/d，综合含水30.08%，周边没有可依托的集输系统，单井均采用单井拉运方式将采出液拉至北三台联合站处理。

西泉103混输泵站至北三台联合站的集油管道规格为DN168×5，长度为21km，埋地保温敷设，转输液量620t/d，转输气量在22000Nm^3/d。西泉103混输泵进口压力在0.3-0.4MPa，泵站出口压力为1.0-1.5MPa，混输能力在4800m^3/d，实际混输量在3370m^3/d。西泉103混输进口压力在0.3-0.4MPa，泵站出口压力为0.8-1.5MPa，混输能力在1920m^3/d，实际混输量在751m^3/d。

3.1.1.3 注水系统现状

西泉029井区未建设注水系统。距西泉029井区5.5km的临近已开发油藏西泉1井区建有注水站1座，共建有高压柱塞泵2台，储水罐2座，系统设计压力20MPa，总注水能力550m^3/d。目前，西泉1井区地质停注。注水设备参数详见表3.1-1。

表 3.1-1　西泉 1 注水站注水设备情况表

注水站设备情况					设计压力（MPa）	设计规模（m^3/d）	运行压力（MPa）	实际注水量（m^3/d）
设备设施名称	型号	参数	单位	数量				
柱塞泵	5ZB-23/20	Q=23m^3/h，P=20MPa，N=160kW	台	2	20	550	地质停注	
注水罐	100m^3	/	座	2				

3.1.1.4 供配电现状

西泉 029 井区位于 35kV 北十六变电站西南侧 20km 处，属于 35kV 北十六变供电范围，该变电站主变容量 2×6.3MVA，2024 年最大负荷 6.4MW，平均负荷 4.65MW，目前油区已建 10kV 架空线路西泉线，2024 年最大负荷为 0.65MW，平均负荷为 0.37MW。

3.1.1.5 供排水及消防现状

西泉 029 井区未建设供水系统。距西泉 029 井区 5.5km 的临近已开发油藏西泉 1 井区建有清水过滤系统一套，加药系统一套（防膨剂、杀菌剂、缓蚀剂）。清水过滤系统包括过滤提升泵 2 台，清水过滤器 2 台；加药系统包括缓蚀剂、杀菌剂加药罐各一座，防膨剂加药罐 2 座，每种药剂配套计量加药泵各 2 台。清水处理及注入能力 550m^3/d，西泉 029 注水水源可就近采用西泉 1 的清水水源。

西泉 029 井区外部消防依托新疆油田公司应急抢险救援中心消防一大队五中队，该中队驻扎在沙南公寓，有 14 名消防队员，配备有 4 辆 12 吨～15 吨水-泡联用消防车，1 辆抢险破拆指挥车。距井区约 30km，可在 30 分钟内到现场。

3.1.1.6 物联网现状

西泉 029 井区部分单井采用 lora+无线网桥方式通讯，数据通过无线网桥传输至西泉 1 混输泵站后，经西泉 1 混输泵站至沙南作业区已建光缆链路上传至数据采集服务器；部分较为偏远的单井采用 lora+4G 专网传输方式直接上传沙南作业区数据采集服务器。依托沙南作业区-准东采油厂已建通信链路传输至油气生产物联网监控平台，在准东采油厂调度中心实现集中监控。

3.1.2 现有工程环保手续情况

根据调查及资料统计，西泉 029 井区已开展了环境影响评价工作，目前区块现有环评手续和验收情况见表 3.1-2。

表3.1-2　项目所在区块的环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	主要建设内容	环评类别	环评审批机关及文号	项目实施情况	环保竣工验收批复机关、文号及时间
1	北三台凸起西泉10井区石炭系油藏2015年评价井工程	布置2口评价井，设计井深2340m，均为二开直井。	报告表	原阜康市环境保护局阜环函〔2015〕140号	实施2口评价井（井号：西泉029、西泉030）	2018年12月28日通过企业自主验收
2	北三台油田西泉029井区XQ5003等三口井钻试工程	部署3口控制井，分别为XQ5003井、设计井深2500m，XQHW503井，设计井深2470m，XQ5017井，设计井深2530m。	报告表	原阜康市环境保护局阜环函〔2017〕071号	/	自主验收
3	北三台凸起西泉029井区二叠系梧桐沟组、石炭系油藏西泉032评价井工程	部署评价井1口，即西泉032。	报告表	昌吉回族自治州生态环境局昌州环评〔2020〕88号	新钻1口井（西泉032）并进行试油。	2021年10月28日通过企业自主验收
4	北三台油田西泉1井区二叠系梧桐沟组油藏开发工程	新钻采油井3口，井号分别为XQHW601、XQHW602、XQHW603，单井设计产能12.0t/d~15.0t/d，建设单井拉油点3座以及供配电等配套设施。	报告表	昌吉回族自治州生态环境局昌州环评〔2021〕5号	第一批：XQHW603井的钻井工程和地面工程；新建1座采油井场、1座拉油站、1条长30m的单井出油管线，以及配套建设供、配电等工程。 第二批：新钻2口采油井（XQHW601、XQHW602），新建2座采油井口装置，2座60m^{3}多功能储罐，采用单井单罐拉油的生产方式，配套建设供配电、通讯、消防等工程。	2023年7月30日第一批通过企业自主验收；2023年11月21日第二批通过企业自主验收
6	北三台油田西泉029区块石炭系二叠系梧桐沟组	部署2口勘探评价井，钻井总进尺5060m，井型均为直井	报告表	昌吉回族自治州生态环境局昌州环评〔2022〕30号	新钻2口评价井（XQ4001、XQ4002），并进行试油	2023年11月23日通过企业自主验收

	油藏评价井工程					
7	北三台油田西泉029区块石炭系、二叠系梧桐沟组油藏滚动开发工程	部署2口采油井为评价井转产能，即XQ4001，XQ4002，新增产能总计0.3万吨/年。新建井场2座，配套建设单井拉油点2座及供配电等配套设施，新建单井出油管线共计0.2km。	报告表	昌吉回族自治州生态环境局昌州环评〔2022〕144号	实施1口采油井（XQ4001），新建1座采油井口装置、新建单井管线20m，新建1座60m³拉油储罐，配套建设供配电、消防等工程。	2023年11月23日第一批通过企业自主验收

3.1.3 现有工程环境影响及生态保护措施回顾

3.1.3.1 已完钻井环境影响回顾

（1）废气

根据《北三台油田西泉1井区二叠系梧桐沟组油藏开发工程（第二批）竣工环境保护验收调查表》（2023年11月）和《准东采油厂北三台-沙南原油处理系统整体优化工程竣工环境保护验收监测报告》（2026年5月），西泉029井区、北三台联合站运营期大气污染源主要为无组织排放源，井场、站场厂界无组织非甲烷总烃最大排放浓度符合《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，无组织硫化氢最大排放浓度符合《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表1二级标准要求。具体检测结果见表3.1-3、表3.1-4。

表3.1-3 井场无组织废气监测结果 单位：mg/m³

采样地点	采样时间	监测点位	非甲烷总烃				硫化氢			
			浓度范围	最大值	标准限值	达标情况	浓度范围	最大值	标准限值	达标情况
XQHW601井场	2023.10.15	1#上风向	0.91~1.12	1.67	4.0	达标	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L	0.06	达标
		2#下风向	1.30~1.67				1.0×10^{-3}L			
		3#下风向	1.39~1.59				1.0×10^{-3}L			
		4#下风向	1.45~1.63				1.0×10^{-3}L			
	2023.10.16	1#上风向	0.91~1.13	1.64			1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L		
		2#下风向	1.32~1.48				1.0×10^{-3}L			
		3#下风向	1.39~1.64				1.0×10^{-3}L			

		4#下风向	1.37~1.55				1.0×10^{-3}L			
XQHW602井场	2023.10.15	1#上风向	0.98~1.25	1.70	4.0	达标	1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L	0.06	达标
		2#下风向	1.44~1.70				1.0×10^{-3}L			
		3#下风向	1.28~1.58				1.0×10^{-3}L			
		4#下风向	1.40~1.61				1.0×10^{-3}L			
	2023.10.16	1#上风向	0.87~1.10	1.75			1.0×10^{-3}L	1.0×10^{-3}L		
		2#下风向	1.38~1.75				1.0×10^{-3}L			
		3#下风向	1.07~1.48				1.0×10^{-3}L			
		4#下风向	1.31~1.62				1.0×10^{-3}L			

表 3.1-4　站场无组织废气监测结果　　单位：mg/m³

监测点位			监测结果（非甲烷总烃）				最大值	标准限值	达标情况
			第一次	第二次	第三次	第四次			
北三台联合站	2026.5.9	G6	0.23	0.15	0.24	0.11	0.24	4.0	达标
		G7	0.32	0.48	0.47	0.29	0.48		达标
		G8	0.26	0.28	0.34	0.28	0.34		达标
		G9	0.52	0.74	0.65	0.64	0.74		达标
	2026.5.10	G6	0.16	0.26	0.16	0.20	0.26		达标
		G7	0.35	0.40	0.33	0.40	0.40		达标
		G8	0.64	0.55	0.73	0.55	0.73		达标
		G9	0.75	0.73	0.56	0.65	0.73		达标
监测点位			监测结果（硫化氢）				最大值	标准限值	达标情况
			第一次	第二次	第三次	第四次			
北三台联合站	2026.5.9	G6	ND	ND	ND	ND	ND	0.06	达标
		G7	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G8	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G9	ND	ND	ND	ND	ND		达标
	2026.5.10	G6	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G7	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G8	ND	ND	ND	ND	ND		达标
		G9	ND	ND	ND	ND	ND		达标

（2）废水

西泉029井区井下作业废水依托北三台联合站污水处理系统进行处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后用于回注油藏。根据《准东采油厂北三台-沙南原油处理系统整体优化工程竣工环境保护验收监测报告》（2026年5月）北三台联合站采出水水质监测结果见表3.1-5。

表 3.1-5　北三台联合站采出水处理系统排口水质监测数据一览表

监测时间	项目	监测结果				排放限值	是否达标
		第一次	第二次	第三次	第四次		

2026.5.8	悬浮固体含量 mg/L	13	15	12	18	20	达标
	含油量 mg/L	3.2	3.4	4.0	0.4	15	达标
	悬浮物颗粒直径中值μm	0.241	0.354	0.200	0.104	5.0	达标
	平均腐蚀率 mm/a	0.005	0.018	0.011	0.007	0.076	达标
2026.5.9	悬浮固体含量 mg/L	17	14	16	11	20	达标
	含油量 mg/L	0.5	1.3	2.0	1.7	15	达标
	悬浮物颗粒直径中值μm	0.315	0.702	0.002	0.279	5.0	达标
	平均腐蚀率 mm/a	0.041	0.027	0.014	0.032	0.076	达标

验收监测结果表明：北三台联合站污水处理系统回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。

（3）噪声

生产运营期声噪声源主要来自井场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声。根据《北三台油田西泉1井区二叠系梧桐沟组油藏开发工程（第二批）竣工环境保护验收调查表》（2023年11月）和《准东采油厂北三台-沙南原油处理系统整体优化工程竣工环境保护验收监测报告》（2026年5月），西泉029井场和站场厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

西泉029井场、北三台联合站场界噪声监测结果见表3.1-6、表3.1-7。

表3.1-6　井场噪声监测结果汇总表　　单位：dB（A）

点位		昼间		标准限值	达标情况	夜间		标准限值	达标情况
		2023.10.15	2023.10.16			2023.10.15	2023.10.16		
XQHW601井场	1#	45	46	60	达标	42	42	50	达标
	2#	46	44			41	41		
	3#	44	45			41	42		
	4#	45	45			42	41		
XQHW602井场	1#	44	45			41	42		
	2#	46	46			42	43		
	3#	45	44			42	41		
	4#	45	45			41	42		

表3.1-7　站场噪声监测结果一览表 单位：dB(A)

监测点位	时间		厂界噪声				评价标准	结果
			东	南	西	北		
北三台联合站	2026.5.8	昼间	54	46	46	45	60	达标
		夜间	49	48	48	48	50	达标
	2026.5.9	昼间	58	55	55	58	60	达标
		夜间	40	46	40	45	50	达标

（4）土壤环境

根据《北三台油田西泉1井区二叠系梧桐沟组油藏开发工程（第二批）竣工环境保护验收调查表》（2023年11月），井场周边土壤监测结果符合《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。具体检测数据见表3.1-8。

表3.1-8 土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg

监测项目	检测结果				标准限值	达标情况
	XQHW601井		XQHW602井			
	T1	T2	T3	T4		
石油烃	6	6	16	32	4500	达标
镉	0.12	0.09	0.09	0.07	65	达标
铬（六价）	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	5.7	达标
砷	5.78	2.32	2.06	274	60	达标
铜	22	20	25	10	18000	达标
铅	20.8	16.3	20.9	13.6	800	达标
汞	0.068	0.081	0.069	0.065	38	达标
镍	21	35	9	7	900	达标
pH值	8.72	8.66	8.88	8.72	/	/
挥发酚	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	/	/

（5）固体废物

根据现场调查，新疆油田分公司在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设防渗膜，落地原油回收率为100%，拉运至北三台联合站回收处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。生活垃圾集中收集后拉运至红旗农场生活垃圾填埋场进行填埋处理。各固体废物均得到了妥善的处理。

（6）环境风险

根据现场调查及资料查阅，井区单井钻井、生产过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，做好固井质量等技术，严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查，该井区自运行以来未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

（7）生态环境影响回顾

项目井区勘探、生产运行过程生态影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。根据现场调查，井区内临时占地范围已进行了清理、平整，做到工完料净场地清，井场周围临时占地范围播撒的草籽等植被正在恢复中，永久占地范围已进行了硬化，对生态环境没有造成不良影响。

1）植被环境影响回顾分析

（1）工程占地影响

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在勘探期和钻井期，根据油田的开发建设特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。沙南油田作业区经过了近三十年的勘探开发后，现在已经具备一定的生产规模，由于地面永久性构筑物的增加，占用了一定面积的土地，使占地范围内的荒漠植被覆盖度减少，农田面积减少。

在油田开发初期的1-2年中，临时占地范围内的荒漠植被不易恢复，使临时占用的土地基本没有植物初级生产能力。但据现场调查，目前临时占地范围内植被已经恢复，土壤表层部分已经硬化，减缓了风蚀速率，使得荒漠植被的损失已大大减少。油田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏性的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的采油井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地（或破坏）区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。农田内的井区占地外的土地恢复为耕地，并在适宜的地点补偿耕地占地损失，减少了对农田的占地影响。

（2）井场周围植被恢复情况

永久占地：在所调查的井场中，永久性占地区域内地表均进行了平整处理。

临时性占地：实地调查结果表明，井场临时性占地范围内植被已经恢复。

根据对油田钻井井场的实地调查分析，在井场临时性占地内植被已经恢复，多为草本植被，另外有少量的灌木如沙拐枣，接近原始景观，基本没有开发建设所带来的破坏迹象，井区外临时占地已恢复为农田。

（3）管线周围植被恢复现状

油田管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、

碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以进行不同程度的恢复。

沙南作业区的集输管线为埋地敷设方式，管线施工的植被影响范围在两侧各12m范围内。管道需要开挖地表，破坏地面至地下150cm的土壤结构，形成条带状的裸地。施工结束，地面覆土后，地表形成一条带状的隆起。在荒漠区自然植被状况下，管廊植被恢复不仅能恢复地表植被，还能起到对管廊沿线水土保持的作用。现场调查结果表明，在管廊上方自然植被已开始恢复，而且恢复的状况较好，耕地种植情况良好。

管道施工过程中对两侧植被的影响范围为12m，植被的恢复从管廊开始，恢复的程度和与管廊的距离成反比，在12m以外植被已基本为原始状况。油田区内各类管道影响范围内的植被和农作物均已恢复。

（4）站场周围植被现状调查

采注计量站建设对植被的影响相对较小，站场内的永久性占地均硬化处理，站外的植被状况均已恢复。

北三台联合站的建设对植被的影响主要是在站场内。站场内的永久型占地范围内，地表均以水泥硬化处理，站外已有草本植物自然恢复生长。

（5）道路周围植被破坏及恢复现状

公路建设对植被的影响范围主要在路基两侧，其影响方式是施工机械、施工人员对地表的踩踏、碾压，在改变土壤坚实度的同时，损伤和破坏植被。施工结束后，随着外界干扰活动的终止，植被在逐渐的恢复之中。

实地调查结果表明：油田道路在修建过程中的影响范围在公路路基两侧10m范围内。在公路路基两侧10m以外的区域没有人为破坏野生植物的迹象。由于公路修建时路基的抬高，路基两侧的影响范围内明显的形成带状低洼地。在春季融雪水及降雨积水的作用下，植被得以在此进行自然恢复。因为土壤和水分条件得以满足，因而在此不仅有草本植物，而且还有灌木植被的生长。

2）工程占地对土壤环境影响回顾分析

根据油田开发建设的特点分析，项目区开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面设施如井场、道路、管网、站场等占用土地和造成的地表破坏。

工程占地改变了原有土壤结构和理化性质，使表层土内有机质含量降低，并

且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。

在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

区块所在区域内干旱多风，地表盐壳的生态保护作用很大。这种盐壳的形成是由于长期的地表及地下水作用，地表原有的细砂及细粉物质在水的结合下，在地表形成了坚硬的保护层，它稳定地保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，地表盐壳受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过三到五年才能重新形成，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于相对稳定状态。因而，区域内的风蚀量会有所增加，进而影响区域空气环境质量。

3）野生动物影响回顾分析

①噪声对野生动物的影响

道路、管线的修建过程及建成后各种车辆的运行，会发出很大的噪声。这种噪声对野生动物有惊吓、轰赶作用，致使野生动物的正常活动受到影响，从而向区域内宁静、安全的区域转移。但是工程建成后，各种机械噪声显著减少，而且沙南油田作业区采用自动化进行管理，油、水通过管线集输，车流量较少，因此，人群活动将大大减少。由于生活习惯，野生动物有可能逐渐返回原来的区域。

②油田开发工程对野生动物食源的影响

修建地面建筑，特别是修建道路、油、水、电四回线路，占据了一定的荒漠草场，客观上减少了野生动物的食源。但沙南油田作业区所在区域的草场属五等八级劣质草场，产草量低，因此牧草的减少量是极其有限的。井场占地、公路等的修建虽破坏了一定的草场，减少了野生动物的食源，但是其造成的影响并不大。

③破坏栖息环境

油田开发建设的实施，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

④人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增一些适应人类影响的种类（如某些鼠类和鸟类）。

根据油田开发对野生动物的影响特征，此次现场调查中着重注意了两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况。结果表明在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。主要原因是虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少，对动物的惊吓作用降低，但是由于该油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，本工程在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

（8）水土流失与水土保持

整个工程水土流失的影响主要为对占地的扰动，使松散的土壤失去赖以附着的基础，一旦遇大风，易发生风蚀；采取避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响，造成水土流失；施工结束后对场地进行清理、平整并压实。通过加强施工期管理，加速建设进度，优化施工组织，缩短施工时间，避免在大风天气作业，施工结束后对场地进行清理、平整并压实，避免水土流失影响。

（9）排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》的要求，北三台油田西泉029井区运营期交由准东采油厂沙南作业区进行管理。新疆油田分公司沙南作业区北三台联合站排污许可证情况见表3.1-9。

表3.1-9　新疆油田公司准东采油厂沙南作业区排污许可证情况

单位名称	生产经营场所	排污许可证编号	有效期限	管理类别
新疆油田公司准东采油厂沙南作业区	新疆昌吉回族自治州阜康市	91650200715597998M014W	2026.9.29-2031.9.28	简化管理

（10）突发环境事件应急预案

中国石油新疆油田分公司准东采油厂已制定了完善《中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境事件应急预案》，并取得昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局的备案，备案编号为652302-2025-091-L，备案时间为2025年12月30日。

3.1.3.2 已采取的生态保护措施

（1）井场和站场采取的生态保护措施

沙南作业区自开发以来，所采取的生态保护措施主要为临时占地后的生态恢复、施工时采取的生态保护措施。开发过程占地主要包括临时占地和永久占地，永久占地包括站场、井场等场所永久占地，临时占地包括管线敷设、井场建设时的临时占地。

准东采油厂合理规划了井场，严格控制占地面积，选址避绕植被生长良好区域。钻井工程结束后，对临时占地范围内及周边的土地进行了清理、土地平整，恢复原貌。结合区块地表特点，对井场永久占地范围内地表铺设了砂石，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。

①永久性占地

处理站设置围墙，地面均进行了水泥硬化处理。采油井场永久性占地面积基本在60m×80m，完全符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了场地清理和平整。这部分土地实际上被永久性征用，改变了土地原有的利用价值。

②临时占地

项目区井场临时占地，已平整场地，植被恢复以自然恢复为主。

实地调查表明，油田井区所有井的钻井井场临时占地面积在90m×120m的设计范围内。井场废液池基本已填埋，上方基本无植被生长。井场内临时性占地的地表大部分裸露，没有植被恢复，其原因主要为在施工过程中地表碾压严重，土壤紧实度增加，不利于植被生长。井场外植被已经恢复，长势较好。

（2）管线和道路采取的生态保护措施

工程施工对临时占地区域的影响主要表现在堆压、挖掘、碾压、践踏的施工方式影响了植物的生长；修建管线、道路等改变了原有的地形，从而影响到周围植被的供水量，影响其正常生长。

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。项目区自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖降雨，因此植被的恢复需要时间长。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。井场周边的农田由于人为耕作恢复的较快，现场调查，农田植被生长情况较好。

作业区主干路为沥青路面，至各单井为独立的砂石路，路面宽约4.5m。所有的车辆都是在已建道路上行驶，道路两旁的保护植被如梭梭等禁止碾压，经现场勘查，道路外基本无车辆碾压的痕迹，油田公司规章规定禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道，并且道路上车速行驶不得超过60km/h。

（3）站场绿化及防治土地沙化的生态保护措施

站场内地表均用水泥硬化处理，站场内人工绿化种植绿色植被。油区在生活区附近开垦有农田，油田开发区域内的绿化改善了区域小环境。

油田除部分井场占用耕地外大部分区域都有风沙土。油区在周围工程沙化较严重，对于位于沙地井场，对井场、管线及道路周围或两侧等施工扰动范围实施草方格固沙工程措施，并加强维护，保证草方格固沙的作用，同时需人工撒播沙生种子，最终要靠当地自然植被防风固沙。

（4）报废井地质恢复的生态保护措施

沙南作业区已按照油田公司有关封井要求进行封井，采取如下保护措施：

（1）封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。

（2）对圆井或方井坑进行回填，与地面平齐。

（3）实施单井地面工程的拆除，将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。

（4）清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层。

（5）临时土地平整。对井场临时占地进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

地处荒漠草地和沙地的退役油气井，平整土地，自然恢复，地处耕地的退役井场恢复为耕地。目前采取的退役井封场措施基本是有效的。

3.1.4 项目所在区域存在环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，井场、道路及其他附属设施均未发生违规占地行为，井场无事故发生污染井场及周边、土壤。井场周围野生植被未受到破坏，临时占地范围内植被正在进行恢复。井场目前无事故发生，不存在现有环境问题。

3.2 本次工程基本情况

项目名称：北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏2026年产能建设项目

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：北三台油田西泉029井区位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距阜康市滋泥泉子镇北偏东约16km。中心点经纬度坐标：***。

产能规模：新建产能2.1×10^4t/a、产气4.49×10^6m^3/a，单井最大注水量为50m^3/d。

产品：石油

建设周期：项目计划施工期为2027年3月至2029年1月。

3.3 油田概况

3.3.1 油气田范围

北三台油田西泉029井区位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距阜康市滋泥泉子镇北偏东约16km。位于已开发的北三台油田。

3.3.2 油藏地质特征

3.3.2.1 地层特征

西泉029井区自下而上钻遇的地层有石炭系巴塔玛依内山组（C_2b）、二叠系梧桐沟组（P_3wt）、三叠系韭菜园组（T_1j）、烧房沟组（T_1s）、白垩系吐谷鲁群（K_1tg）、呼图壁河组（K_1h）、古近系（E）、新近系（N）、第四系（Q）。

西泉029井区二叠系梧桐沟组地层超覆于石炭系之上，向东南上倾方向超覆减薄尖灭，内部砂体受超覆控制，形成地层-构造圈闭。西泉029井区二叠系梧

桐沟组地层仅发育 P_3wt_2、P_3wt_3，梧桐沟组一段（P_3wt_1）在本区不发育，含油砂组主要发育在梧桐沟组二段（P_3wt_2），该段沉积厚度约 90m~110m。

3.3.2.2 构造特征

受下伏石炭系火山岩体顶面构造形态控制，西泉 029 井区梧桐沟组含油砂体顶面构造为北西倾的单斜，地层倾角 10°~15°，近南北走向。工区内及周边发育正断层，目的层断距 5m~40m，延伸长度 0.201km~0.984km，断层参数表见表 3.3-1。

表 3.3-1　西泉 029 井区断层要素表

序号	断裂名称	断裂性质	断开层位	目的层断距/m	断裂产状		
					走向	倾向	延伸长度/km
①	西泉 013 井北断层	正	P_3wt	20	NE-NNW	NNW-W	0.984
②	西泉 029 井北断层	正	P_3wt	5	NWW	SSW	0.319
③	西泉 029 井南断层	正	P_3wt	15	NW	NE	0.324
④	西泉 029 井西断层	正	P_3wt	5	NW	SW	0.234
⑤	北 9 井东断层	正	P_3wt	10	NNE	NWW	0.338
⑥	北 9 井南①断层	正	P_3wt	5	E	S	0.254
⑦	北 9 井南②断层	正	P_3wt	20	NE	NW	0.201
⑧	XQ4001 井西断层	正	P_3wt	5	NE	SE	0.386
⑨	西泉 030 井北断层	正	P_3wt	5	E	S	0.549
⑩	西泉 101 井西断层	正	P_3wt	40	NW	NE	0.634

3.3.2.3 沉积特征

受下部石炭系基底顶面凹凸不平影响，二叠系梧桐沟组沉积早期具有填平补齐的沟槽沉积特征，厚度变化较大，属滨岸滩坝沉积，物源来自南东方向的石炭系古隆。北西顺物源方向梧桐沟组厚度较大，向南东方向北三台凸起高部位受下超上削影响梧桐沟组厚度减薄尖灭。通过波阻抗反演结合井资料分析，梧桐沟组二段砂层集中分布在西泉 029-北 9 井区域，该区域内连续性较好，相对稳定，反演结果显示目标砂体整体发育情况较好。部署区内已钻井目标砂体厚度 8.1m~12.2m，平均 9.6m，往四周逐渐减薄。

3.3.2.4 储层特征

（1）岩石类型

根据取心井岩心观察、岩石薄片鉴定、常规测井曲线、微电阻率成像测井等资料综合统计与分析，西泉 029 井区梧桐沟组储层岩性以砂砾岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩为主，其中砂砾岩主要发育在西泉 029 井，北 9、西泉 16 井以细

砂岩及粉砂岩为主，少见砂砾岩。

（2）储层物性

据西泉029井区梧桐沟组岩心物性分析资料，储层孔隙度14.9%~29.4%，中值22.17%，渗透率0.2mD~259mD，中值6.25mD。油层孔隙度21.8%~29.4%，中值24.67%，渗透率4.79mD~259mD，中值51.25mD。属中孔低渗储层。

（3）储集空间类型

西泉029井区梧桐沟组储层碎屑颗粒以次圆状为主，分选中等，胶结类型以压嵌-孔隙型为主。储集空间以剩余粒间孔（70%~90%、平均78.7%）为主，其次为原生粒间孔（20%~25%、平均22.5%），总面孔率0.10%~10.31%，平均6.66%，孔隙发育，孔隙连通性较好。

（4）储层孔喉结构

西泉029井区梧桐沟组储层压汞曲线为偏细歪度，以细-中孔喉为主。中值半径0.07μm~2.90μm，平均0.64μm；中值压力0.25MPa~11.29MPa，平均3.53MPa；排驱压力0.02MPa~1.13MPa，平均0.30MPa；平均毛管半径0.18μm~11.45μm，平均3.07μm；最大孔喉半径0.65μm~37.56μm，平均10.09μm。邻井西泉10井梧桐沟组测井解释孔隙度为25%，核磁解释自由流体孔隙仅为7%，因此推测可动流体孔隙占比低是本区铸体薄片显示孔隙连通性较好、但压汞曲线显示退汞效率低于20%的原因。

表3.3-2　西泉029井区储层综合评价表

层位	中值压力（MPa）	中值半径（μm）	排驱压力（MPa）	平均毛管半径（μm）	最大孔喉半径（μm）
P_3wt	0.25-11.29 3.53	0.07-2.90 0.64	0.02-1.13 0.30	0.18-11.45 3.07	0.65～37.56 10.09

（5）粘土矿物及敏感性

根据X衍射和扫描电镜分析，西泉029井区梧桐沟组砂层粘土矿物以高岭石为主（34%~50%，平均44.3%），其次为伊蒙混层（32%~51%，平均40.0%），另有绿泥石（10%~13%，平均12%）和伊利石（3%~5%，平均3.7%）（见表3.3-3）。本区未做全岩分析，无粘土矿物绝对含量数据，借鉴邻区西泉016井测得粘土绝对含量为6.78%。

表3.3-3　西泉029井区储层粘土矿物含量统计表

井号	类别	粘土矿物含量（%）				样品数
		高岭石（K）	伊蒙混层（I/S）	绿泥石（C）	伊利石（I）	

西泉029	范围	34~50	32~51	10~13	3~5	3
	平均值	44.3	40.0	12.0	3.7	

根据西泉029井敏感性资料分析，梧桐沟组储层为强水敏、中等偏强盐敏。通过水敏实验曲线可以看出，随着注入孔隙体积倍数的增加，岩样渗透率呈现出快速下降的趋势，损害率为60.7%。通过盐敏实验曲线可以看出，随着注入水矿化度的减小，岩样渗透率呈现出略有下降的趋势，当矿化度低于2000mg/L后，渗透率快速下降，损害率为55.1%。

（6）相渗特征

据西泉029井梧桐沟组相对渗透率曲线分析，该区梧桐沟组束缚水饱和度40.1%，残余油饱和度29.82%，共渗点饱和度53.77%，为中-强亲水型，油水两相共渗区为30.08%，最终水驱油效率50.23%。

3.3.3 油气藏流体性质

3.3.3.1 原油物性

根据西泉029井梧桐沟组1井次的PVT资料，油藏饱和压力和地层压力条件下的地层原油性质参数如表3.1-4所示。地面原油密度平均为0.8066g/cm^3，50℃时粘度为6.0mPa·s，凝固点8.5℃，含蜡量6%，初馏点54.5℃。西泉029井区梧桐沟组地面原油性质见表3.3-4。

表3.3-4　西泉029井区梧桐沟组地面原油性质表

井号	取样井段	取样日期	密度	原油粘度（mPa·s）		凝固点	含蜡量	初馏点
	m		g/cm^3	40℃	50℃	℃	%	℃
西泉029	2139.0-2144.0 2148.0-2151.0	2016.05.18	0.8021	3.64	2.73	8.0	5.9	50.0
		2016.05.25	0.8127		3.1	8.0	5.2	59.0
XQ4001	2168.0-2176.5	2023.08.03	0.8146	4.6	4.0	8.0	6.7	/
		2023.09.18	0.7968	3.7	3.2	10.0	6.0	/
平均			0.8066	4.2	3.3	8.5	6.0	54.5

3.3.3.2 天然气物性

伴生天然气相对密度平均为0.854，烃类组分甲烷平均含量为75.11.5%，乙烷6.21%。西泉029井区钻井、试油及开发过程中未发现H_2S等有毒气体。2025年1-4月SQ2313井检测井口硫化氢浓度为0PPm。该区块伴生气基本以甲烷为主，伴生气组分较丰富，基本不含硫化氢。西泉029井区梧桐沟组天然气性质见表

3.3-5。

表 3.3-5　西泉 029 井区梧桐沟组天然气性质表

井号	取样井段 m	取样日期	组分含量（%）											相对密度
			O_2	N_2	CO_2	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	C_6	
西泉 029	2139.0-2144 2148.0-2151	2016.05.19	/	2.92	0.72	70.62	8.62	6.83	1.99	2.37	0.64	0.60	4.69	0.882
		2016.05.26	/	3.05	1.16	78.35	4.84	3.46	1.04	1.16	0.33	0.27	6.34	0.832
		2016.05.25	/	3.58	2.21	76.35	5.18	3.37	1.01	1.15	0.36	0.31	6.48	0.849
平均			/	3.18	1.36	75.11	6.21	4.55	1.35	1.56	0.44	0.39	5.84	0.854

3.3.3.3 地层水性质

地层水型为 $CaCl_2$ 型，氯离子含量 11970mg/L~20206mg/L，矿化度 19816.75mg/L~33241.65mg/L。西泉 029 井区梧桐沟组采出水性质见表 3.3-6。

表 3.3-6　西泉 029 井区梧桐沟组采出水性质表

井号	主要离子 mg/L							矿化度 (mg/L)	水型	PH
	CO_3^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	K^+和 Na^+			
北 9	63.85	272.69	11970.76	120.08	2955.90	15.19	4554.62	19816.75	$CaCl_2$	7.00
	200.48	280.30	12531.58	172.86	2630.25	0.00	5453.86	21129.17	$CaCl_2$	10.48
	100.24	127.41	13068.64	131.70	3081.15	0.00	5130.63	21576.07	$CaCl_2$	9.43
XQ4002	0.00	406.76	20206.50	49.39	4330.44	76.56	8172.00	33241.65	$CaCl_2$	7.57
平均	91.14	271.79	14444.37	118.51	3249.44	22.94	5827.79	23940.91		8.62

3.3.4 油藏类型及油层分布

3.3.4.1 油藏类型

西泉 029 井区梧桐沟组油藏北部、东部及南部受砂体尖灭控制、西部构造低部位受油水界面控制，为构造-岩性油藏。

根据 XQ4002 生产情况，判断该井为含油水层，以该井射孔井段顶界为油水界面，油水界面选取为-1668.8m。

3.3.4.2 油层分布

从油层分布来看，西泉 029 井区梧桐沟组油藏有西泉 029 井、XQ4001 井钻遇油层，有效厚度分别为 7.5m、8.8m，XQ4002 井为含油水层，结合波阻抗、砂层展布规律，等值线面积权衡厚度为 5.8m。

3.3.5 油气储量

西泉 029 井区梧桐沟组油藏构造低部位以油水界面，高部位井震结合，利用

反演确定有利含油面积，圈定西泉 029 井区梧桐沟组油藏含油面积为 1.94km^2，估算原油地质储量为 75.44×10^{4}t。西泉 029 井区梧桐沟组油藏储量见表 3.3-7。

表 3.3-7　西泉 029 井区梧桐沟组油藏储量估算参数表

计算单元	层位	A_o (km^2)	h (m)	Φ (f)	S_{oi} (f)	B_{oi}（无因次）	ρ_o (g/cm^3)	地质储量	
								N (10^{4}m^3)	N_Z (10^{4}t)
西泉 029	P_3wt	1.94	5.8	0.247	0.522	1.552	0.807	93.48	75.44

3.4 工程组成

根据设计方案，本工程计划在西泉 029 部署开发井 12 口，其中 9 口采油井，3 口注水井，14 口老井利用，4 口采油井转注水井，5 口勘探井转采油井，1 口勘探井转注水井；4 口老井采油井由单井拉油改为密闭集输。设计单井产能 5.0t/d，新建产能 2.1×10^{4}t、产气 4.49×10^{6}m^3/a，单井最大注水量 50m^3/d。新建 1 座 12 井式多通阀橇，1 座 12 井式一体化自动选井计量装置、油气均衡增压一体化装置、撬装注水站合建；新建 2 座阀池；新建单井集油管线 12.1km、集油支线 4.2km、单井注水管线 3.5km、供水管线 8.4km，新建道路 2km。配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

工程项目组成见表 3.4-1。

表 3.4-1　本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容	备注
主体工程	钻前工程			钻井前准备工作，包括井场平整、设备基础修建等，均在井场临时占地范围内实施。	新建
	钻井工程	采油井	9 口	新钻采油井 9 口，均为二开井身结构、定向井。钻井总进尺 2.52×10^{4}m。本项目采用水基钻井液。	新建
		注水井	3 口	新钻注水井 3 口，均为二开井身结构、直井。钻井总进尺 0.84×10^{4}m。本项目采用水基钻井液。	新建
	修井工程	老井转注	4 口	本项目 4 口井为老井转注，主要修井内容包括：校井口、试压、提结构、探井底、通井、试压、下结构、射孔、试压、完井等。	新建
	勘探井转开发井		6 口	本项目 5 口勘探井转采油井，1 口勘探井转注水井。	新建
	单井拉油改密闭集输		4 口	已建生产老井 4 口（XQHW601、XQHW602、西泉 029、XQ4001）由单井拉油方式转为密闭集输生产。新建单井出油管线 5.1km。	新建
	储层改造工程	射孔		采油井采用 DP-89 型射孔弹，注水井采用 SDP-102 型射孔枪，射孔液采用 2%KCL 或者同等性能的其他类型的防膨液。	新建
		压裂		采用分层压裂工艺，压裂液采用水基胍胶压裂液。	新建
	采油工	采油井井	14 口	新建采油井场 14 座，采用 25MPa 的采油井口，	新

类别	名称		工程量		建设内容	备注
	程		口装置		选用10型游梁式节能抽油机，配套电机功率18.5/22kW，井口均设置保温盒保温，保温盒内设0.3kW防爆电加热器，压力表置于保温盒内。	建
			计量站	2座	本次新建2座12井式一体化选井计量装置（1号计量站、2号计量站）。	新建
			油气均衡一体化装置	1座	本项目1号计量站、油气均衡一体化装置和注水站合建，占地面积1000m^2，油气均衡增压一体化装置及转输干线最小起输规模为液量30m^3/d，气量在5000Nm^3/d。	新建
	注水工程		注水井井口装置	4座	本次新建注水井场4座，新建25MPa注水井口装置8座。	新建
			注水站	1座	新建1套25MPa橇装注水站，注水规模设计为96m^3/d（西泉029井区4口注水井合计）。	新建
			撬装配水间	1座	北73井区新建1座6井式16MPa配水撬，最大注水规模为200m^3/d（4口井合计）。	新建
	油气集输工程		单井管线	12.1km	本工程新建单井出油管道采用DN50 2.5MPa柔性复合管（II型），长度12.1km（包含前面单井拉油改密闭集输的5.1km），保温埋地敷设，管底标高-1.80m。	新建
			集油支线	4.2km	集油支线采用DN100 PN 3.5MPa高压玻璃纤维管，长度4.2km，保温埋地敷设，管底标高-1.80m。	新建
	注水管线工程		单井注水管线	3.5km	单井注水管道选DN50 PN2.5MPa热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温70℃），长度3.5km，埋地不保温敷设，管线埋深-1.80m。	新建
			供水管线	8.4km	新建供水管线选DN80 3.5MPa非金属管，长度8.4km，埋地不保温敷设，管线埋深-1.8m。	新建
公辅工程	供配电		新建10kV架空线路约8.0km，导线采用JL/G1A-95/20型导线。			新建
	供水		本项目施工期、运营期所需新鲜水由沙南作业区供应，可满足用水需求。			依托
	供热		项目冬季不施工，不涉及供热，营运期井口加热采用电加热。			新建
	道路		新建道路2.0km，采用砂石路面。路基宽6.5m，路面宽6.0m。			新建
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。			/
			柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国家标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。			/
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。			/
		运营期	无组织排放的非甲烷总烃：本项目采用密闭集输工艺，集输过程无组织排放，加强巡检及设备的维护、检修。			新建
	废水	施工期	射孔液：射孔液与采出液一起管输至北三台联合站处理，不外排。			依托
			压裂返排液：产生的废压裂液由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。			依托
			施工生活污水：施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，施工现场无生活污水产生。			/

类别	名称		工程量	建设内容	备注
			管道试压废水：采用中性洁净水，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘。		/
		运营期	井下作业废水：采用专用收集罐收集后拉至北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排。		依托
			采出水：管输至北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排。		依托
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。		新建
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。		新建
	固废	施工期	钻井岩屑：水基岩屑经不落地系统处置后进罐收集，委托岩屑处置单位合规处理，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。		依托
			施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。		/
			废弃防渗膜、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品：先收集在井场危废贮存点收，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。		依托
			生活垃圾：项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，施工期间产生的生活垃圾集中收集后由环卫部门清运处置。		依托
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运至当地建筑垃圾填埋场处理。		/
		运营期	含油污泥：收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，定期委托有危险废物处置资质的单位处置。		依托
			落地油：井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油委托有资质的单位进行无害化处置处理。		依托
			清管废渣、废防渗膜、废润滑油及废油桶、含油抹布、劳保用品：委托有危废处置资质单位进行处置。		依托
	环境风险		①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材；③井下作业配备回收罐。		新建
	生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。		/
依托工程	北三台联合站		北三台联合站原油处理设计规模为40×10^4t/a，天然气处理站设计处理规模10×10^4Nm^3/d；采出水处理系统处理规模2500m^3/d。目前实际原油处理能力17×10^4t/a，天然气处理站处理规模2.0×10^4m^3/d；采出水处理系统实际处理量1600m^3/d。北三台联合站原油处理系统剩余量23×10^4t/a，天然气处理系统剩余量8.0×10^4m^3/d，采出水处理系统剩余量900m^3/d。本项目年产油量2.1×10^4t，年产气量1230m^3，年产水量（包含井下作业废水、采出水和废洗井液）30.69m^3/d，可满足本工程处理需求，依托可行。		依托
	西泉1接转注水站		本项目注水来源于西泉1接转注水站，总注水能力550m^3/d。目前，西泉1井区地质停注。本次项目最大注水量296m^3/d，西泉1接转注水站注水规模满足本项目注水量需求，依托可行。		依托

3.5 工程方案

3.5.1 部署情况

根据《北三台油田西泉 029 井区二叠系梧桐沟组油藏 2026 年产能建设项目》部署结果，新钻开发井 12 口，其中 9 口采油井，3 口注水井；4 口采油井转注水井，5 口勘探井转采油井，1 口勘探井转注水井；4 口老井采油井由单井拉油改为密闭集输；配套建设相关地面工程；梧桐沟组单井设计产能 5.0t，平均单井进尺 2800m，年新建产能 2.1×10^4t（不含老井利用），钻井总进尺 3.36×10^4m，产能进尺比 0.42t/m。西泉 029 井区单井最大注水规模为 24m^3/d，北 73 井区单井最大注水规模为 50m^3/d。

西泉 029 井区二叠系梧桐沟组新钻井油藏总体部署见表 3.5-1。项目总体开发部署开发见表 3.5-2。老井利用部署见表 3.5-3。本项目井位及站场坐标见表 3.5-4。

表 3.5-1　西泉 029 井区二叠系梧桐沟组新钻井油藏部署表

油藏	新钻总井数	新钻采油井	新钻注水井	单井产能	新建产能	单井设计井深	钻井进尺	产能进尺比
	（口）	（口）	（口）	（t/d）	（10^4t）	（m）	（10^4m）	（t/m）
西泉029	12	9	3	5.0	2.10	2800	3.36	0.42

注：新建产能 2.1×10^4t/a 是新钻的 9 口采油井和 5 口勘探井转产能井的总计。

表 3.5-2　本项目总体开发部署表

平台/单井	总井数（口）	油井数（口）	油井井号		水井数（口）	水井井号	
			新钻井	已钻井		新钻井	已钻井
5	5	4	XQD4016、XQD4018、XQD4019、XQD4020	/	1	XQ4017	/
5	5	4	XQD4011、XQD4013、XQD4015	XQD4014	1	XQ4012	/
3	3	2	/	XQD4009、XQD4010	1	/	XQ4008
2	2	2		XQD4006、XQD4007	/	/	/
2	2	1	XQD4005	/	1	XQ4004	/
1	1	1	XQD4003	/	/	/	/
1	1	1	/	西泉029	/	/	/
1	1	1	/	XQ4001	/	/	/
1	1	1	/	XQHW601	/	/	/
1	1	1	/	XQHW601	/	/	/
1	1		/	/	1	/	B1047
1	1		/	/	1	/	B1048
1	1		/	/	1	/	B1036
1	1		/	/	1	/	B1037

/	26	18	/	/	8	/	/

表 3.5-3　老井利用部署表

总井数	采油井转注水井		勘探井转采油井		勘探井转注水井		采油井由单井拉油改为密闭集输	
	井数（口）	井号	井数（口）	井号	井数（口）	井号	井数（口）	井号
14	4	B1047、B1048、B1036、B1037	5	XQD4006、XQD4007、XQD4009、XQD4010、XQD4014	1	XQ4008	4	西泉 029、XQ4001、XQHW601、XQHW601

表 3.5-4　本项目井位及站场坐标一览表

序号	井号/站场	X	Y	E	N	备注
1	XQD4003	***	***	***	***	采油井
2	XQ4004	***	***	***	***	注水井
3	XQD4005	***	***	***	***	采油井
4	XQD4006	***	***	***	***	采油井
5	XQD4007	***	***	***	***	采油井
6	XQ4008	***	***	***	***	注水井
7	XQD4009	***	***	***	***	采油井
8	XQD4010	***	***	***	***	采油井
9	XQD4011	***	***	***	***	采油井
10	XQ4012	***	***	***	***	注水井
11	XQD4013	***	***	***	***	采油井
12	XQD4014	***	***	***	***	采油井
13	XQD4015	***	***	***	***	采油井
14	XQD4016	***	***	***	***	采油井
15	XQ4017	***	***	***	***	注水井
16	XQD4018	***	***	***	***	采油井
17	XQD4019	***	***	***	***	采油井
18	XQD4020	***	***	***	***	采油井
19	西泉 029	***	***	***	***	采油井（老井）
20	XQ4001	***	***	***	***	
21	XQHW601	***	***	***	***	
22	XQHW602	***	***	***	***	
23	B1047	***	***	***	***	注水井（老井）
24	B1048	***	***	***	***	
25	B1036	***	***	***	***	
26	B1037	***	***	***	***	
27	12 井式多通阀橇	***	***	***	***	/

28	12井式一体化自动选井计量装置（1号计量站）	***	***	***	***	三个合建
29	油气均衡增压一体化装置	***	***	***	***	
30	撬装注水站	***	***	***	***	
31	撬装配水间	***	***	***	***	/
32	1#阀池	***	***	***	***	/
33	2#阀池	***	***	***	***	/

3.5.2 建设规模

本工程建设规模见表3.5-5。

表3.5-5 工程建设规模表

序号	项目	单位	规模	备注
1	采油井口装置	套	18	
2	注水井口装置	套	8	16MPa
3	12井式多通阀橇（2号计量站）	座	1	
4	12井式一体化自动选井计量装置（1号计量站）	座	1	合建在一处
5	油气均衡增压一体化装置	座	1	
6	撬装注水站	座	1	
7	撬装配水间	座	1	16MPa
8	集油管线	km	16.3	
9	注水管线	km	11.9	

3.5.3 开发指标预测

西泉029井区油藏15年总体部署指标预测见表3.5-6。最大年产油量为2.1万吨、最大年产液为3.15万吨，最大日产气量为1.23万方，最大年注水量2.31万方。

表3.5-6 西泉029井区梧桐沟组油藏总体注水开发指标预测表（不含老井）

年度	采油井数（口）	注水井数（口）	年产油量 10^4t	年产液量 10^4t	日产气量 10^4m^3	年注水量 10^4m^3	含水%	气油比（m^3/m^3）
1	14	4	0.74	0.77	0.82	0.77	5.0	80.66
2	14	4	2.10	2.31	0.84	2.31	9.0	96.79
3	14	4	1.79	2.03	0.89	2.03	12.0	120.76
4	14	4	1.61	2.11	0.96	2.11	24.0	144.79
5	14	4	1.79	2.66	1.12	2.17	32.5	151.41
6	14	4	2.10	3.15	1.23	2.21	33.4	142.12
7	14	4	1.40	2.33	0.92	2.24	39.8	158.44
8	14	4	1.25	2.28	0.84	2.28	45.0	161.97

年度	采油井数（口）	注水井数（口）	年产油量 10^4t	年产液量 10^4t	日产气量 10^4m^3	年注水量 10^4m^3	含水%	气油比（m^3/m^3）
9	14	4	1.19	2.25	0.79	2.25	47.0	161.32
10	14	4	1.13	2.22	0.75	2.22	49.0	161.32
11	14	4	1.08	2.19	0.72	2.19	51.0	160.57
12	14	4	1.02	2.17	0.68	2.17	53.0	161.32
13	14	4	0.97	2.21	0.65	2.21	56.0	161.32
14	14	4	0.92	2.25	0.61	2.25	59.0	161.32

3.5.4 总体布局

项目的主要建设内容包括：本项目总体部署 26 口井，西泉 029 井区 22 口井，北 73 井区 4 口井。西泉 029 井区总计部署 22 口井，其中新钻井 12 口，5 口勘探井转采油井，1 口勘探井转注水井；4 口老井采油井由单井拉油改为密闭集输。新建 1 座 12 井式多通阀撬（2 号计量站），1 座 12 井式一体化自动选井计量装置（1 号计量站），1 座油气均衡增压一体化装置，1 座撬装注水站，1 号计量站、油气均衡增压一体化装置和撬装注水站合建，设实体围栏。单井集油管线 12.1km、集油支线 4.2km，单井注水管线 1.65km、供水管线 7km。新建道路 2km。

北 73 井区 4 口井均为采油井转注水井，新建 1 座撬装配水间，单井注水管线 1.85km、供水管线 1.4km。

项目总体布局情况见表 3.5-7。

表 3.5-7　本项目总体布局情况表

序号	层位	井号	井别	性质	所进/出计量站/计量配水站
1	P_3wt	XQD4016	采油井	新钻	12 井式多通阀撬
2	P_3wt	XQD4018	采油井	新钻	
3	P_3wt	XQD4019	采油井	新钻	
4	P_3wt	XQD4020	采油井	新钻	
5	P_3wt	XQD4011	采油井	新钻	
6	P_3wt	XQD4014	采油井	已钻	
7	P_3wt	XQD4013	采油井	新钻	
8	P_3wt	XQD4015	采油井	新钻	
9	P_3wt	XQHW601	采油井	已钻	
10	P_3wt	XQHW602	采油井	已钻	
11	P_3wt	XQD4003	采油井	新钻	12 井式一体化自动选井计量装置（1 号计量站）
12	P_3wt	XQD4005	采油井	新钻	
13	P_3wt	XQD4006	采油井	已钻	
14	P_3wt	XQD4007	采油井	已钻	
15	P_3wt	XQD4009	采油井	已钻	
16	P_3wt	XQD4010	采油井	已钻	

17	P_3wt	西泉 029	采油井	已钻	
18	P_3wt	XQ4001	采油井	已钻	
19	P_3wt	XQ4004	注水井	新钻	新建撬装注水站
20	P_3wt	XQ4008	注水井	已钻	
21	P_3wt	XQ4012	注水井	新钻	
22	P_3wt	XQ4017	注水井	新钻	
23	/	B1047	注水井	已钻	新建撬装配水间
24	/	B1048	注水井	已钻	
25	/	B1036	注水井	已钻	
26	/	B1037	注水井	已钻	

3.6 主要建设内容

3.6.1 钻前工程

钻前工程主要包括井场地面平整夯实，布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等工作内容，并对设备进行调试，保证正常运行。

①钻前整理场地，按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行施工，剥离表层土，平整土地后，柴油罐区、钻井液材料房及泥浆循环罐区、泥浆罐区处属于重点防渗区，采用底层 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗；钻井泵、钻台、材料房做一般防渗处理，采用 1.5mm 土工布进行防渗。临时占地内划分作业带，建设柴油储罐基础及机房等临时工程，尽量减少临时占地。钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

②钻机安装，注意保护原井口设备。

③开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。

④设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

⑤设备安装完成后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件工作正常，性能可靠。然后进行高压循环系统试压，钻机试压 25.0MPa，运转 30min 以上，所有管线不刺不漏，油气水路畅通。

3.6.2 钻井工程

3.6.2.1 钻井设计

本次新钻 12 口井，井型为定向井和直井。井号、井身结构、设计井深及井型详见表 3.6-1。

表 3.6-1　钻井基本参数

序号	层位	井号	井别	井型	井身结构	设计井深（m）	钻井周期（d）	备注
1	P_3wt	XQD4016	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
2	P_3wt	XQD4018	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
3	P_3wt	XQD4019	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
4	P_3wt	XQD4020	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
5	P_3wt	XQD4011	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
6	P_3wt	XQD4013	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
7	P_3wt	XQD4015	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
8	P_3wt	XQD4003	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
9	P_3wt	XQD4005	采油井	定向井	二开	2800	45	新钻
10	P_3wt	XQ4004	注水井	直井	二开	2800	45	新钻
11	P_3wt	XQ4012	注水井	直井	二开	2800	45	新钻
12	P_3wt	XQ4017	注水井	直井	二开	2800	45	新钻
合计						33600	225	/

注：根据钻井方案，本项目钻井涉及3个平台、1口单井，按照各平台共同实施，每平台每次钻1口井，钻井周期合计225d。

3.6.2.2 井身结构

拟部署9口定向井、3口直井，均采用二开井身结构，井身结构设计见表3.6-2。

表 3.6-2　定向井、直井井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	设计说明
一开	Φ311.2	Φ244.5	采用Φ311.2mm钻头钻至井深450m（钻穿地表流沙层，进入稳定泥岩地层），下入Φ244.5mm表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔上部胶结松散地层为安装井口装置和后续安全钻井创造条件。
二开	Φ215.9	Φ139.7	采用Φ215.9mm钻头钻至设计完钻井深，下入Φ139.7mm油层套管，固井水泥浆返至地面。

3.6.2.3 钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表3.6-3。

表 3.6-3　钻井主要设备配置（单井）

序号	名称		型号	载荷	功率 kW	单位	数量
1	钻机		ZJ-50D	/	/	部	1
2	井架		JJ-50	3500KN	/	部	1
3	天车		TC-350	3500KN	/	个	1
4	游动滑车		YC-350	3500KN	/	个	1
5	大钩		DG-350	3500KN	/	个	1
6	水龙头		SL-350	3500KN	/	个	1
7	转盘		ZP-205	200T	/	个	1
8	绞车		JC-200	/	/	个	1
9	泥浆泵	#1	3NB-1300	/	956	台	1

		#2	3NB-1300	/	956	台	1
10	柴油机	#1	PZ12V190B	/	796	台	1
		#2	PZ12V190B	/	796	台	1
		#3	PZ12V190B	/	796	台	1
11	四级固控装置	振动筛×3	ZX-60×300	/	/	组	1
		除砂器	NCS250×2	/	/	台	1
		除泥器	ZQJ125×8-1.3×0.6	/	/	台	1
		离心机	LW450-842N	/	/	台	1
		除气器	HZQ1/4	/	/	台	1
12	柴油发电机	#1	Vovol	/	400	台	1
		#2	Vovol	/	400	台	1
13	防硫设备	H_2S监测仪	便携式			套	≥1
		防爆排风扇				台	4
14	净化罐		40m³	/	/	个	4
15	套装水罐		60m³	/	/	个	1
16	油水罐		40m³	/	/	个	3
17	钻井液不落地设备			/	/	套	1
18	岩屑储罐		50m³	/	/	个	3
19	柴油罐		20m³	/	/	个	1

3.6.2.4 钻井液体系

根据钻井工程设计，本项目新配水基钻井液用量为：单井一开钻井液体系为坂土-CMC钻井液体系（主要为坂土、Na_2CO_3、CMC（中）、重晶石），二开钻井液体系为钾钙基聚合物钻井完井液体系（坂土、Na_2CO_3、NaOH、复配铵盐等）。单井钻井液使用量约317m³，本项目有12口钻井，则本项目钻井液用量为3804m³。钻井液不在现场调配，由钻井公司调配好入罐拉运至现场。

3.6.2.5 钻井周期

根据钻井方案，本项目钻井涉及3个平台、1口单井，按照各平台共同实施，每平台每次钻1口井，钻井周期合计225d，修井周期60d。

3.6.2.6 井场平面布置

项目的布置本着结构简单、流程合理的原则进行布局。井场布置有值班房、材料房、配电房、录井房、钻井液不落地设备等

3.6.3 储层改造工程

本项目储层改造主要为射孔和压裂。射孔后压裂投产，投产后视实际情况采取抽油方式生产。

3.6.3.1 射孔工艺

（1）采油井

采油井采用 DP-89 型射孔弹，油管传输射孔，布孔方式为螺旋布孔，相位角 60°，孔密 16 孔/m，二叠系梧桐沟组射孔液采用 2%KCl 或防膨性能达到要求的其它防膨液；石炭系储层射孔液采用清水。

（2）注水井

注水井采用 SDP-102 型射孔枪、90°相位角、16 孔/m、螺旋布孔、射孔液采用 2%KCL 或者同等性能的其他类型的防膨液，配套桥式同心分注管柱。

3.3.6.2 压裂设计

（1）压裂工艺

采用分层压裂工艺。

（2）压裂液材料

①压裂液

本次压裂液采用水基胍胶压裂液，要求压裂液具有良好的防滤失性能，残渣含量要低；油藏温度 61.5℃，要求压裂液具有良好的破胶性能。

表 3.6-4　胍胶压裂液技术指标表

序号	项目		指标		
			植物胶	合成聚合物	
				金属交联	缔合交联
1	基液表观黏度，mPa·s	20℃≤T<60℃	≤30	≤30	≤80
		60℃≤T<120℃	≤60	≤50	≤150
		120℃≤T<180℃	≤100	≤100	≤180
		T≥180℃	≤140	≤150	≤240
2	交联时间，s	20℃≤T<60℃	15～60		—
		60℃≤T<120℃	30～180		
		120℃≤T<180℃	60～300		
		T≥180℃	80～400		
3	增黏速率 a，%		≥80		
4	耐温耐剪切能力，mPa·s		≥50		
5	静态滤失性	滤失系数，m/min1/2	≤1.0×10^{-3}	—	—
		滤失速率，m/min	≤1.5×10^{-4}	—	—
6	破胶液性能	运动黏度，mm^2/s	≤5		
		表面张力，mN/m	≤32		

序号	项目		指标		
			植物胶	合成聚合物	
				金属交联	缔合交联
		界面张力 b，mN/m	≤3		
		残渣含量，mg/L	≤400	≤200	≤200
		防膨率 c，%	≥60		
		破乳率 d，%	≥95	≥90	
		与地层流体配伍性	无沉淀，无絮凝		

②支撑剂

油藏埋深2100m左右，本区储层地层闭合应力在35.0MPa左右（不考虑井底流压）。扣除井底流压因素（按25%考虑），作用在支撑剂上的压力约为26.0MPa，采用承压28MPa的20/40目石英砂能够满足要求。

3.6.4修井工程

本项目北73井区4口井为采油井转注水井，需要进行修井，主要修井内容包括：校井口、试压、提结构、探井底、通井、试压、下结构、射孔、试压、完井等。

3.6.5 老井密闭

3.6.5.1 密闭工艺

油区周边已建生产老井4口（XQHW601、XQHW602、西泉029、XQ4001）均采用拉油方式生产，长期拉运费用较高，且伴生气无法有效回收，考虑将生产老井密闭接入已建集输系统中，就近接入新建集油管线，老井采用井口→计量站→油气混输装置→处理站（北三台联合站）的二级布站密闭加热集输工艺。

3.6.5.2 集油管线

新建DN50 PN2.5MPa单井出油管线5.1km，管线采用柔性复合管II型，为减少征地面积，两根管线同沟埋地保温敷设，保温层采用60mm聚氨酯泡沫塑料，防护层采用2mm厚高密度聚乙烯，管线均埋至冻土深度以下（-1.8m）。

3.6.5.3 主要工作量

老井密闭工程主要工程量详见表3.6-5。

表3.6-5　老井接入主要工程量

序号	项目名称	工程量	单位	备　注

序号	项目名称	工程量	单位	备　注
一	采油井场			
1	10kW 井口电加热器	4	座	通集 18131
二	油区			
1	单井出油管线 DN50 PN2.5MPa	5.1	km	柔性复合管（II型），保温层厚度 60mm
2	基线检测（中心+路由）	5.1	km	
3	扫线	1071	m^3	
三	物联网			
1	RS485 电缆	0.1	km	
2	沙南作业区系统扩容、组态（2 口老井）	1	套	
3	淮东采油厂系统扩容、组态（2 口老井）	1	套	

3.6.6 油气集输工程

3.6.6.1 采油井场

（1）采油井口

本工程新建采油井场 14 座，采用 25MPa 的采油井口。井口均设置保温盒保温，保温盒内设 0.3kW 电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

（2）举升方式

选用 10 型游梁式节能抽油机，配套电机功率 18.5/22kW。

（3）配套工艺

油藏含蜡量平均为 6.0%，常规清蜡工艺可以满足要求。

自喷期，采用机械清蜡方式，清蜡深度 1000-1200m；

抽油期，采用周期热洗方式清蜡，初期清蜡周期为 90 天，后期根据单井实际结蜡情况动态调整。

3.6.6.2 计量站

新建标准化计量橇 1 座，配备含水分析仪，站内设 12 井式一体化自动选井计量橇，距离计量橇东北方向 600m 处，新建 12 井式多通阀橇一座。计量撬内设置压力、温度、液量、气量等计量仪表。

本项目部署采油井进计量站情况见表 3.6-6。

表 3.6-6　井站关系网表

计量站	空头数	接井数	新井	老井利用	备注
1号计量站	12	8	XQD4003、XQD4005、XQD4006、XQD4007、XQD4009、XQD4010、	西泉029、XQ4001	新建一座12井式计量橇
12井式多通阀橇	12	10	XQD4011、XQD4013、XQD4015、XQD4016、XQD4018、XQD4019、XQD4020、XQD4014	XQHW601、XQHW602	新建一座12井式多通阀橇

3.6.6.3 油气均衡增压一体化装置

油气均衡增压一体化装置是为边远井密闭集输研发的一体化集成装置，其功能可有效解决边远井密闭集输能量不足难题，同时它可将油、气、水混合介质同时增压输送且不受含气率、工况流态等限制。该装置包括离心泵、循环罐、气动阀、空气压缩系统、工艺阀门、配管、橇座、操作平台、仪表自控系统、配电系统等。油气均衡增压一体化装置及转输干线最小起输规模为液量30m^3/d，气量在5000Nm^3/d。

3.6.6.4 油气集输

（1）集输工艺

西泉029井区集输工艺根据开发部署情况，采用井口→计量橇→油气混输装置→处理站的一级布站密闭集输工艺。本方案部署采油井接入新建1座12井式计量站和12井式多通阀橇。新建集油支线搭接在西泉103混输泵站至北联站的集油干线上，采出气、液最终密闭集输至北三台联和站处理。考虑后期新部署采油井的可能性，在油气均衡增压一体化装置前端增加一座阀池，在搭接点处增加一座阀池。

（2）集输管线

本项目新建单井出油管线7km，采用DN50 PN2.5MPa柔性复合管（II型），原油凝固点为8.5℃，第一年含水为5%，单井产油量5t/d，为防止集输过程凝管，管线保温（60mm）并埋至冻土深度以下（-1.8m），所有平台井的单井管线全部同沟敷设，减少征地面积。集油支线采用DN100 PN 3.5MPa高压玻璃纤维管，管线保温并埋至冻土深度以下（-1.8m），长度为4.2km。

单井出油管道和集油支线保温层采用60mm保温橡塑海绵，防护层采用2.0mm高密度聚乙烯塑料。

（3）管线穿越

本项目集油管线穿越油区道路4处，本工程各类管道与已建地下管线交叉、穿越时安全距离满足规范要求。线路穿越工程见表3.6-7。

表3.6-7　集油管线穿越工程一览表

穿跨工程	次数	穿越长度	穿越方式	备注
穿越油区专用公路及沥青、水泥路等道路	4处	80m	顶管穿越	单次穿越按20m计

3.6.6.5 主要工程量

本工程集油区部分主要工程量详见表 3.6-8。

表3.6-8　主要工程量

序号	项目名称	工程量	单位	备注
一	采油井场			
1	10kW 井口电加热器	14	座	
2	25MPa DN50 采油井口	14	座	通集 18125
3	10 型式节能抽油机配套双速电机功率为 22kW	14	座	
二	计量橇			
1	一体化自动选井计量装置（12井式）	1	座	通集 20202
2	12 井式多通阀橇	1	座	通集 18142
三	混输装置			
1	油气均衡增压一体化装置	1	台	Q=160m^3/h、△P=2.5MPa，N=185kW（一用一备）；Φ2000mm×20000mm 包含仪控和电控间 1 座
二	油区			
1	单井出油管线 DN50 PN2.5MPa	7	km	柔性复合管（II型），保温层厚度 60mm
2	集油支线 DN100 PN3.5MPa 玻璃钢管	4.2	km	高压玻璃纤维管，保温层厚度 60mm
3	基线检测（中心+路由）	11.2	km	
4	阀池2.2m×2.2m×2.5m	2	座	
5	扫线	65100	m^3	

3.6.7 注水方案

3.6.7.1 注水井场

西泉 029 井区新建注水井场 4 座，北 73 井区 4 口井由采油井转注水井。新建 25MPa 注水井口装置 8 座，通注 18102。井口设防冻压力表，置于保温盒内；井口设恒流配水装置 8 套，来水管道设止回阀和截断阀。

3.6.7.2 注水规模

西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏开发本次部署新钻水井4口，根据油藏开发指标预测，该油藏开发15年年注水量为0.77×10^4~$2.28\times10^4m^3/a$，平均日注水量为61.5~73.3m^3/d，第1年平均日注水量为最大值73.3m^3/d。本次工程按满足8~10年注水需求设计，注水规模按1.2倍最大日注水量考虑，设计为96m^3/d（4口井合计）。北73井区最大注水规模为200m^3/d（4口井合计）。

3.6.7.3 注水方案

在西泉029井区新建1套25MPa橇装注水站；利用西泉1接转注水站内已建的清水处理设施，在站内新建1套转水系统，低压供水给西泉029井区橇装注水站注水。北73井区新建一套的撬装配水间，注水水源来自北三台联合站处理后的水。

一、西泉029井区撬装注水站

（1）注水泵

本次工程注水规模设计为96m^3/d，注水规模较小，注水压力需求高，为提高系统效率、方便水量调节，注水泵采用高压柱塞泵。

为满足第1年较小注水量需求，第1年新建1台柱塞泵（A柱塞泵），$Q_{额}$=1.50m^3/h（$Q_{理论}$≈1.67m^3/h），$P_{出口额}$=25MPa，电机功率15kW。第2年新建2台柱塞泵（B柱塞泵），$Q_{额}$=4m^3/h（$Q_{理论}$≈4.5m^3/h），$P_{出口额}$=25MPa，电机功率37kW，1用1备。注水泵均采用橇装方式。

（2）注水罐

新建60m^3储水罐1座。

（3）加药装置

根据采油工程方案，本区地层具有强水敏、中等偏强盐敏，注入水中添加0.5%的粘土稳定剂或防膨性能达到要求的其它防膨剂。在新建的注水泵橇旁新建加药装置1套，加药过程中将防膨剂在加药罐内配置成20%的溶液后再进行投加，按注水规模96m^3/d、防膨剂加入浓度0.5%设计，新建加药泵2台（Q额=98L/h，P泵出口=1.0MPa，电机功率1kW（变频调节）），3m^3加药罐2座（搅拌器电机功率1.5kW），加药装置采用橇装化。加药泵出口管线与来水总线连接，加药泵采用变频调速，以来水总量为控制参数进行闭环控制。需新建储药间1座

（2.5×3×2.8m），采用钢结构彩板房。

二、北73井区撬装配水间

新建1座6井式16MPa配水撬，工艺流程描述如下：增压后的水输送至6井式配水撬，通过撬内分水器向各注水单井进行配注，在各单井管道上设置恒流配水装置、在线流量计量远传及压力检测远传。

3.6.7.4 注水管线

（1）注水工艺

新建注水系统采用高压集中注水工艺，站内按密闭注水工艺设计，工艺流程为：西泉1接转注水站来水直接进029井区新建注水站注水泵，利用转水泵来水余压直接给注水泵喂水，经注水泵增压后输送至注水井注水。在前期注水量小转水泵无法连续运行时，转水泵进西泉029井区新建注水站内注水罐，后经注水泵增压后输送至注水井注水。北73井区新建一套的撬装配水间，注水水源来自北三台联合站处理后的水，经增压后输送至6井式配水间，通过撬内分水器向各注水单井进行配注。

（2）注水管线

根据注水规模需求，新建DN50 PN25MPa单井注水线3.5km，采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温70℃），供水管线长约8.4km，管径80mm的非金属管。新建管线不保温埋地敷设，管顶埋至冻土深度以下。

（3）管线穿越

本项目注水管线穿越油区道路6处，本工程各类管道与已建地下管线交叉、穿越时安全距离满足规范要求。线路穿越工程见表3.6-9。

表3.6-9　注水管线穿越工程一览表

穿跨工程	次数	穿越长度	穿越方式	备注
穿越油区专用公路及沥青、水泥路等道路	6处	120m	顶管穿越	单次穿越按20m计

3.6.7.5 主要工作量

注水系统建设主要工程量见表3.6-10、表3.6-11。

表3.6-10　注水系统建设主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	注水站			
（1）	柱塞泵橇			

序号	项目名称	单位	数量	备注
1）	A 柱塞泵橇（$Q_{额}$=1.5m³/h，$P_{出口额}$=25MPa，电机功率 15kW）	座	1	橇装化设备，含仪表自动化、变频、配电等功能。
2）	B 柱塞泵橇（$Q_{额}$=4m³/h，$P_{出口额}$=25MPa，电机功率 37kW）	座	2	
（2）	无缝钢管/20			
1）	D114×4	m	50	埋地不保温敷设
2）	D114×4	m	21	地面敷设，外包 50mm 厚复合硅酸盐毡
3）	D89×12	m	61	其中 21m 地面敷设，外包 50mm 厚复合硅酸盐毡，其余埋地不保温敷设
4）	D60×3.5	m	70	其中 28m 地面敷设，外包 50mm 厚复合硅酸盐毡，其余埋地不保温敷设
5）	D32×3	m	20	其中 10m 入地管线外包 50mm 厚复合硅酸盐毡，
6）	基线检测（中心+路由+防腐）	m	222	
（3）	阀门			
1）	平衡式节流截止阀 DN80 25MPa	套	2	
2）	闸阀 DN100 1.6MPa	套	3	
3）	闸阀 DN50 1.6MPa	套	1	
4）	闸阀 DN25 1.6MPa	套	2	
（4）	60m³ 储水罐	座	1	
（5）	防膨剂加药装置	套	1	橇装化设备（含 98L/h 加药泵 2 台，3m³ 加药罐 2 座）
（6）	储药间（2.5×3m）	m²	7.5	钢结构彩板房
（7）	排污池（2×2×1.5m）	座	1	
2	油区			
（1）	25MPa 注水井口装置	座	8	通注 18102
（2）	井口恒流配装置（25MPa）	座	8	
（3）	DN50 PN25MPa 单井注水线	km	3.5	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃）
（4）	平衡式节流截止阀 DN50 25MPa	套	4	
（5）	扫线	m³	5914	
（6）	基线检测（中心+路由）	km	1.65	
（7）	6 井式恒流配水撬	座	1	通集 18201

表 3.6-11　供水系统主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	离心泵 H=60m Q=5m³/h N=11kW	台	2	1 用 1 备
2	供水管线 DN80 3.5MPa	km	8.4	供水管线

3	进口平板闸阀 DN80 3.5MPa	套	3	配套螺栓法兰
4	出口平板闸阀 DN80 3.5MPa	套	3	配套螺栓法兰
5	无缝钢管 DN74×9	km	0.2	其中 0.05m 地面敷设，外包 50mm 厚复合硅酸盐毡，其余埋地不保温敷设
6	彩板房 L=8m W=5m H=4m	座	1	泵房
7	基线检测（中心+路由）	km	7	
8	基线检测（中心+路由+防腐）	km	0.2	

3.6.8 主要指标

3.6.8.1 技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.6-12。

表 3.6-12 本项目主要经济技术指标表

序号	项目		单位	数量
1	动用资源储量		t/a	2.1×10^4
2	注水规模	西泉 029	m^3/a	3.5×10^4
		北 73 井区	m^3/a	7.3×10^4
3	设计井数		口	26
4	管道长度		km	28.2
5	水基钻井液		m^3	3804
6	射孔液		m^3	504
7	压裂液		m^3	13000
8	柴油		t	570
9	工程占地	永久占地	m^2	19024.84
10		临时占地	m^2	385960
11	总投资		万元	3146.3

3.6.8.2 占地情况

本工程总占地面积为 404984.84m^2，其中永久占地 19024.84m^2，临时占地 385960m^2。占地类型为灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地，占地面积详见表 3.6-13。在施工期间，场地平整及输电线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。本项目征地手续为钻井和地面分开办理，目前钻井的征地手续正在办理中，地面征地部分尚未启动，后续根据项目进展情况开展地面征地手续办理工作。项目施工需在取得征地手续后方可施行。

表 3.6-13 本工程占地概况一览表

分区	单位	工程量	总占地面积	占地性质（m^2）		占地类型	备 注
				永久占	临时		

				（m^2）	地	占地		
钻井工程	1井式	座	1	5525	625	4900	灌木林地	单井占地85×65m，其中永久占地25×25m
	2井式	座	2	7050	1750	5300	灌木林地	①一座2井式已钻井，本次只办理永久占地手续，其中永久占地35×25m；②另一座2井式平台占地95×65m，其中永久占地35×25m
	3井式	座	1	1125	1125	0	灌木林地	该3井式已完成钻井，本次只办理永久占地手续，其中永久占地45×25m
	5井式	座	2	16250	3250	13000	灌木林地	占地125×65m，其中永久占地65×25m
12井式多通阀橇		座	1	600	600	0	灌木林地	20×30m
油气均衡增压一体化装置等		座	1	1000	1000	0	灌木林地	1号计量站、注水站和油气均衡增压一体化装置合建
撬装配水间		座	1	50	50	0	天然牧草地	由建设单位提供
阀池		座	2	4.84	4.84	0	灌木林地	1座阀池已包含在计量站范围内，1座阀池2.2×2.2m
管线区	单井集油管线	km	12.1	138648	0	138648	一般耕地（14952m^2）、灌木林地（123696m^2）	18口井中单井管线预计有550m已包含在井场范围内，不再单独计算。埋地敷设，临时作业宽度约为12m
	集油支线	km	4.2	50400	0	50400	灌木林地	埋地敷设，临时作业宽度约为12m
	单井注水管线	km	3.5	38532	0	38532	灌木林地（16332m^2）、天然牧草地（22200m^2）	8口新钻井中单井管线预计有289m已包含在井场范围内，不再单独计算。埋地敷设，临时作业宽度约为12m
	供水管线	km	8.4	100800	0	100800	灌木林地（53280m^2）天然牧草地（38280m^2）、一般耕地（8520m^2	埋地敷设，临时作业宽度约为12m

							）、工业用地（720m²）	
电力线	架空线路	km	8	32000	1620	30380	灌木林地（22400m²）、天然牧草地（9600m²）	①施工期临时性占地为线路轴线两侧 4m 宽；②砼电杆 180 根，每杆 9m²
道路区	新建道路	km	2	13000	9000	4000	灌木林地	路面宽 4.5m，施工扰动两侧各拓宽 1m
合计				404984.84	19024.84	385960	/	/

3.6.8.3 工程投资

项目总投资 3146.3 万元，环保投资约 631.4 万元，占总投资的 20.07%。

3.6.8.4 能源物料消耗

（1）原辅材料消耗量

①钻井液

根据钻井工程设计，本项目新配水基钻井液用量为：单井钻井液使用量约 317m³，本项目有 12 口钻井，则本项目钻井液用量为 3804m³。

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本项目钻井采用无毒无害的水基钻井液，一开采用坂土-CMC 钻井液，主要成分是坂土、重晶石、CMC（中）和 Na_2CO_3 等；二开钾钙基聚合物钻井完井液，主要成分为重晶石、坂土、Na_2CO_3、NaOH、复配铵盐、YB-1、阳离子乳化沥青等。

②射孔液

本项目选用 2%的 KCl 溶液或防膨性能达到要求的其他防膨液。射孔液不在现场调配，由钻井公司调配好入罐拉运至现场。

根据建设单位提供资料，单井射孔液用量约 28m³，需射孔的井数 18 口，则射孔液用量 504m³。

③压裂液

对区块内的油井采用连续油管压裂，改善开发效果。压裂液选择免配变黏压裂液，支撑剂设计全部采用石英砂，压裂管柱采用坐压多层压裂管柱。压裂液成分主要有水、支撑剂、稠化剂、粘稳剂、助排剂、破乳剂和破胶剂。

压裂液用量见表3.6-14。

表3.6-14　储层改造工程压裂液用量一览表

类别	名称	井数（口）	单井数量		合计	单位
			数量	单位		
压裂液	压裂液	26	500	m^3/口	13000	m^3
支撑剂	石英砂	26	50	m^3/口	1300	m^3
注：井数18口为新钻井12口、勘探井转采油井5口、勘探井转注水井1口。						

④柴油

本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，每个井队配备钻井钻机（电钻）2台，柴油发电机2台，柴油消耗量平均2t/d，本项目钻井周期225d、修井周期60d，施工期间共耗柴油570t。

（2）主要原辅材料理化性

①钻井液

钻井液主要成分理化性质见表3.6-15。

表3.6-15　钻井液主要成分理化性质

类型	成分	理化性质
水基钻井液	坂土	又称膨润土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
	CMC（中）	羧甲基纤维素（CMC）属阴离子型纤维素醚类，外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无臭无味，无毒；易溶于冷水或热水，形成具有一定黏度的透明溶液。溶液为中性或微碱性，不溶于乙醇、乙醚、异丙醇、丙酮等有机溶剂，可溶于含水60%的乙醇或丙酮溶液。有吸湿性，对光热稳定，黏度随温度升高而降低，溶液在pH值2~10稳定，pH低于2，有固体析出，pH值高于10黏度降低。
	Na_2CO_3	碳酸钠，白色粉末结晶，易溶于水，水溶液呈碱性，在空气中易吸潮结块。
	NaOH	氢氧化钠又称烧碱、火碱或苛性钠。白色结晶，有液体、固体片状三种产品，纯度从50%至99%不等，密度2g/cm^3～2.2g/cm^3，易吸潮，有强烈的腐蚀性。
	SP-8	聚丙烯酰胺钾盐，一种无色无味的结晶体，常见于粉末状或颗粒状。其分子结构含有聚丙烯酰胺基团和钾离子，具有良好的溶解性和稳定性。聚丙烯酰胺钾盐在水中具有高度的吸水性，能迅速形成胶体溶液。此外，它还具有较好的胶凝性和黏附性，可用于沉淀、固化和黏合等多种用途。
	PMHA-2	复合金属两性离子聚合物，由复合金属离子与乙烯基单体，阳离子单体聚合而成。产品外观呈白色或灰色细颗粒或粉末。
	复配铵盐	淡黄色粉末，溶于水，含有-COOH、-$COONH_4$，-CONH、-$CONH_2$、-CN等基团，分子量在10000~50000之间，有降低高压差失水的功能和良好的热稳定性。
	HY-2	降滤失剂，外观为黑褐色或灰色粉末，水分≤15%，pH值7~11。

	阳离子乳化沥青	沥青粉，又称沥青沉淀物，是一种从石油沥青中提取的黏稠物质，主要由芳香类和环烷烃类组成。
	超细碳酸钙	化学式为 $CaCO_3$，是石灰石、大理石等的主要成分。碳酸钙通常为白色晶体，无味，基本上不溶于水，易与酸反应放出二氧化碳。白色微细结晶粉末，无味、无臭。有无定形和结晶两种形态。结晶型中又可分为斜方晶系和六方晶系（无水碳酸钙为无色斜方晶体，六水碳酸钙为无色单斜晶体），呈柱状或菱形，密度为 2.93g/cm^3。
	液体润滑剂	主要成分为醇醚类、酯类等，或选择同类型润滑剂，密度 0.94g/cm^3～1.04g/cm^3，pH 值 7~9。
	YB-1	油气层保护剂，外观为固体粉末或粉粒，水分≤10%，密度≤1.5g/cm^3，pH 值 6~9。
	黄原胶	又名汉生胶，是由野油菜黄单胞杆菌以碳水化合物为主要原料（如玉米淀粉）经发酵工程生产的一种作用广泛的微生物胞外多糖。它具有独特的流变性，良好的水溶性、对热及酸碱的稳定性、与多种盐类有很好的相容性，作为增稠剂、悬浮剂、乳化剂、稳定剂。
	WC-1	石灰石粉 WC-1 密度≥2.7g/cm^3，碳酸钙含量≥90%，酸不溶物含量≤10%，水溶物含量≤0.1%。
	重晶石	化学组成为 $BaSO_4$，常呈厚板状或柱状晶体，多为致密块状、板状或粒状集合体。质纯时无色透明，含杂质时被染成各种颜色，条痕白色，玻璃光泽，透明至半透明。

②射孔液

本项目射孔液采用 2%的 KCl 溶液或防膨性能达到要求的其他防膨液，射孔液主要成分理化性质见表 3.6-16。

表3.6-16　拟建项目射孔液主要成分理化性质

序号	射孔液主要成分	理化性质
1	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。

③压裂液

压裂液主要成分理化性质见表 3.6-17。

表3.6-17　拟建项目压裂液主要成分理化性质

序号	压裂液主要成分	理化性质
1	支撑剂	主要为石英砂、陶粒等，保持裂缝处于张开位置，获得高导流能力，增大排油面积，降低流体流动阻力，起到增产效果。
2	稠化剂	主要为胍胶类，用以提高水溶液的粘度，以便输送支撑剂、降低滤失、增大裂缝宽度，是使液体具备压裂液功能的主要材料。
3	粘稳剂	主要为有机聚合物、无机盐类和阳离子活性物，作用是通过改变粘土的结合离子，从而破坏双电层粒子之间的斥力或破坏离子交换能力达到稳定粘土矿物的作用。
4	助排剂	在压裂液中加入助排剂的主要目的是降低表面张力，降低返排压裂液需要克服的地层喉道毛管力，从而促进压裂液返排。在

		致密油、气和页岩油、气的开采过程中，压裂液的滞留会对储层造成严重的水相圈闭损害，因此助排剂在这些开采过程中不可或缺。
5	破乳剂	防止或破坏因压裂与地层液体（油）接触形成水包油或者油包水乳化液。
6	破胶剂	利用破胶剂的氧化分解作用，在预定的地层温度下使稠化剂分子链氧化降解断裂，从而破坏聚合物分子与交联剂形成的交联结构彻底降粘水化返排出来。

3.6.8.5 劳动定员

本项目施工期施工人数为20人，运营期不新增定员，运营期人员均依托公司现有人员，由准东采油厂沙南作业区负责管理运行。

3.6.9 公辅工程

3.6.9.1 防腐保温

新建非金属埋地管线采用钢接头，接头外壁防腐层采用弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度≥0.6mm，表面处理要求达到St3级。

新建单井出油管线和集油支线采用保温层采用60mm保温橡塑海绵，防护层采用2mm高密度聚乙烯粘胶带，管线均埋至冻土深度以下，集油管线地面设标志桩。非金属管线均埋至冻土深度以下，集输支线地面设标志桩。

3.6.9.2 供配电工程

（1）井场

采用单变带多井的配电方式。每个平台设1座杆架式变电站，变压器容量均设为200kVA（3座），100kVA（1座），采用电缆直埋地敷设至井口配电箱。

（2）计量撬、配水间

采用0.4kV电压等级配电，电源依托平台新建杆架式变电站，采用电缆埋地敷设引至计量橇。

（3）油气均衡增压一体化装置

为油气均衡增压一体化装置设1座杆架式变电站，变压器容量为315kVA（1座），采用电缆直埋地敷设至井口配电箱。

（4）注水站

注水站采用橇装式，与计量橇合建，考虑注水工况变化较大，合用变电站影

响变压器使用效率和经济性，因此在站场附近单独设置1座杆架式变电站，负责注水站用电。变压器容量为100kVA，采用电缆直埋地敷设至注水撬控制柜。

（5）西泉1注水站转水泵

西泉1注水站新增两台转水泵（11kW）采用直接启动方式，配电依托已建低压配电室，电源由低压配电柜备用回路引出。

主要工程量见表3.6-18。

表3.6-18　供配电主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	10kV单回架空线路 3×JL/G1A-95/20	km	8	
2	柱上真空断路器 ZW32A（G）-12/T630-20	套	2	
3	避雷器 HY5WS2 -17/50TLB	组	1	
4	故障在线监测装置	只	2	
5	杆架式变电站（315kVA）	座	1	
6	杆架式变电站（200kVA）	座	3	
7	杆架式变电站（100kVA）	座	2	
8	井口部分 每口井内含	座	14	
1）	户外配电箱	只	1	
2）	电力电缆 ZA-VV_{22}-0.6/1kV	m	375	
9	计量橇（单座含以下工程量）	座	2	
1）	户外配电箱	只	1	
2）	电力电缆 VV_{22}-0.6/1kV 5×16	m	100	
10	混输装置	座	1	
1）	箱式开关站	只	1	橇上安装
2）	电力电缆 VV22 -0.6/1kV	m	650	
11	橇装注水站	座	1	
1）	户外落地式配电箱	只	3	橇上安装
2）	电力电缆 VV_{22}-0.6/1kV	m	300	
12	注水泵房新增转水泵			
1）	电力电缆 YJV_{22} -0.6/1kV 4×10	100	m	
13	不停电作业	次	6	

3.6.9.3 仪表自动化工程

本次工程采用先进、适宜的计算机测控技术对井、站生产过程进行集中监测、控制和管理，完成主要工艺参数的数据采集、重要工艺过程的自动控制和关键生产设备的联锁保护，满足生产过程监控和管理的需要。

新建采油井口、计量橇等实现“无人值守、远程监控、故障巡检”的自控水平。

主要工程量详见表3.6-19。

表 3.6-19　总体方案仪表自动化设备主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	采油井场			
1	无线压力变送器（Lora+）	台	28	含在标准井图集 18125 中
2	无线电参采集模块（Lora+）	台	14	含在标准井图集 18125 中
3	一体化示功仪（Lora+）	台	14	含在标准井图集 18125 中
二	计量橇（新建 2 座）			
1	新建 RTU 接入系统组态	套	2	
2	含水分析仪装置（静态分析电容式）	台	2	
3	仪表电缆 KVV22RP-4*1.5mm^2	km	0.2	
4	RS485 电缆	km	0.2	
三	注水井			4 口
1	无线压力变送器（Lora+）	台	4	
四	橇装注水站（1 座）			3 台柱塞泵
1	磁翻板液位计+磁致伸缩液位变送器	套	1	储水罐
2	仪表电缆 KVV22RP-4*1.5mm2	km	0.3	
3	RS485 电缆	km	0.3	
五	输水泵站、配水间			2 座离心泵
1	压力变送器	台	6	
2	电磁流量计	台	2	
3	PLC 控制系统；配机柜、液晶显示屏等	套	2	
4	仪表电缆 KVV22RP-4*1.5mm2	km	0.2	
5	RS485 电缆	km	0.2	
六	沙南作业区系统扩容、组态	套	1	
七	准东采油厂系统扩容、组态	套	1	

3.6.9.4 道路工程

本次新建道路为已建道路至新建计量站的巡检路。计量站站外道路总长 2000m，其中新建 1 号站站外道路 1200m，新建 2 号站站外道路 800m。集油区公路、站外道路采用公路四级标准，设计时速 20km/h，采用砂石路面。路基宽 6.5m，路面宽 6.0m，路面结构采用砂砾路面。路面结构为：25cm 级配砾石，侧设 25cm 宽土路肩，采用 15cm 厚天然砂砾加固。路基填方边坡为 1：1.5，挖方边坡为 1：1.0，路基压实度不低于 94%。道路沿线设置交通标志、标线等交通工程的情况及设置数量。

3.6.9.5 供排水

（1）供水

①施工期

本项目施工期用水就近从滋泥子镇由罐车拉运至项目区，在钻井过程中生产用水主要为泥浆配比用水，根据建设单位提供的资料，泥浆配比用水约为泥浆用量的90%，则整个钻井周期单井用水量285.3m^3，28口井预计用水量3423.6m^3。

施工期管道试压用水量52.75m^3。

射孔液用水主要来自北三台联合站处理达标后的水，单井射孔液用量约28m^3，需射孔的井数18口，则射孔液用量504m^3。射孔液配比用水约为射孔液的90%，则射孔液用水量约453.6m^3。

压裂液用水主要来自北三台联合站处理达标后的水，压裂液在项目现场配置，项目最大压裂液用量9000m^3，压裂液配比用水约为压裂液的90%，则压裂液用水量约11700m^3，用水由罐车拉运至项目区。

项目施工人员不设生活营地，施工人员食宿依托周边村庄（东泉西村，位于项目南侧约9km），生活用水及排水均依托村庄供排水设施，本环评不再进行核算。

②运营期

运营期不新增劳动定员，无生活用水，用水节点主要为井下作业用水，洗井液为提前配置，无需单独供水。

（2）排水

①施工期

施工人员食宿本项目施工人员生活用水依托周边村庄，不再进行单独核算及评价。施工期管道试压产生量21.61m^3，试压废水用于场地降尘。射孔液与采出液一起管输至北三台联合站处理，不外排。压裂返排液的产生量按照用量的20%计算（压裂液总量约13000m^3），本项目共产生压裂返排液2600m^3，由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

②运营期

运营期井下作业废水、采出水依托北三台联合站处理达标后用于回注油藏，不向外环境排放。

3.6.9.6 消防

井区内部消防采用移动消防，共计配备 8kg 干粉灭火器 28 具，详见表 6.8-3；混输泵站的 14 井式一体化自动选井计量装置消防见通集 18146，需配备 8kg 干粉灭火器 4 具。

消防部分主要工程量见表 3.6-20。

表 3.6-20　消防主要工程量表

序号	设备名称	数量	消防器材	数量	型号
1	油气均衡增压一体化装置	1座		8具	MFZ8
2	注水				
（1）	柱塞泵撬	3座	干粉灭火器	12具	MFZ8
3	供水				
（1）	离心泵	2台	干粉灭火器	8具	MFZ8

3.6.10 依托工程

本项目原油、伴生气及采出水均依托北三台联合站进行处理。注水依托西泉 1 接转注水站的水（水源来自北三台联合站处理后的水）。

3.6.10.1 北三台联合站

（1）基本情况

北三台联合站由中国石油新疆油田分公司准东采油厂管辖，于 1990 年建成投产，位于北三台油田中部，是一座集原油处理、储存、外输、污水处理等于一体的联合处理站；目前北三台联合站来液主要分管输密闭来液和卸油系统来液。管输来液主要包括北 16、北 307、北 31、北 75 区块等；卸油系统来液主要包括西泉、北 32、北 83、北 10、台 19、台 28 区块等。

①北三台联合站原油处理系统

北三台联合站原油密闭改造原油设计处理能力 40×10^4t/a（操作弹性 120%，最大可处理 48×10^4t/a），采出水处理设计处理规模为 2500m^3/d，伴生气处理规模为 10×10^4m^3/d。

北三台联合站由处理站已改为密闭处理站。原油通过“1#、2#三相分离器热化学脱水+5#、6#多功能处理器热沉降、电脱+压力缓冲罐缓冲”工艺，具体为：北三台、西泉管输密闭来液和沙南原油处理系统来液进入 1#、2#三相分离器；卸油系统来液通过密闭卸油系统进入 1#或 2#多功能处理器，与管输来液一起处理；在多功能处理器内进行油气水分离，分离出的低含水油经换热后进入 5#或

6#多功能处理器热沉降脱水和电脱水阶段；脱出含水率合格原油经压力缓冲罐缓冲后，通过外输泵外输至北三台油库。

表 3.6-21　北三台联合站装置一览表

序号	设备名称	单位	数据	备注
1	净化油罐2000m³	座	1	在用
2	卸油缓冲罐500m³	座	1	在用
3	卸油罐45m³	座	3	在用
4	1#、2#多功能处理器φ3.0m×16m-0.6MPa	具	2	在用
5	5#、6#多功能原油处理器 φ3.0m×16m-0.6MPa	具	2	开1备1
6	除油器φ2.2m×7m-0.6MPa	具	1	在用
7	卸油泵 q_v=810m³/h，h=50m	台	1	在用

（2）采出水处理系统

设计处理规模为2500m³/d，实际处理能力为1600m³/d（52.8×10⁴t/a），采出水处理系统采用长江大学的“高效水质净化与稳定技术”，具体工艺流程为：原油系统来水（T≤35℃，含油量≤500mg/L，悬浮物≤300mg/L）进入2座1000m³调储（除油）罐及进行水量、水质调节，来水经初步沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证出水含油量≤150mg/L，悬浮物≤120mg/L。调储除油罐出水经反应提升泵提升进入2座100m³反应罐，在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入药剂，采出水经过物理化学反应、絮凝沉降后，出水可达到含油≤20mg/L、悬浮物≤20mg/L。反应单元出水经2座300m³过滤缓冲罐，由过滤泵提升至过滤器处理，出口水质含油≤10mg/L、悬浮物≤15mg/L，处理后的水进入注水系统。

污水处理系统工艺装置排污、排泥以及站内各种废水首先进入两座污泥沉降池，回收原油、排出部分污泥后，剩余污水进入200m³污水回收池，然后经泵提升返回到调储（除油罐），重新进入采出水处理系统。污泥经离心脱水机脱水处理后暂存在600m³污泥存储场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

3）天然气处理系统

伴生气处理装置采用“分子筛脱水+丙烷制冷”工艺，具体为：多功能处理器分离出的伴生气（20℃～30℃ 0.2MPag）经过压缩机增压至5.5MPag～5.6MPag，35℃～50℃，随后与脱乙烷塔顶气换热至约27℃～42℃进入两相分离器进行气、液分离，分离出的气相去分子筛脱水，控制天然气水露点低于-45℃，随后进入预冷换热器预冷至-4℃进丙烷蒸发器，冷却至-35℃去低温分离，分离后的低温

干气进预冷换热器复热至约37℃，5.35MPa去下游，其中0.7～1.28×10⁴Nm³/d干气经调压后去站内自用气系统，剩余干气进CNG压缩机增压至25.0MPag，经加气柱充装槽车外运。

低温分离器分离出的-35℃液烃节流降压至1.0MPa～1.5MPa进脱乙烷塔，脱乙烷塔塔顶气约-35℃，与进分子筛前的原料气换热至40℃汇入压缩机入口。脱乙烷塔塔底的液体51℃～62℃，经空冷后进入混烃储罐。

表3.6-22　北三台联合站新建伴生气处理系统设备规格一览表

序号	设备规格	数量（台）
1	进站分离器橇 Q=13×10⁴m³/d，设计压力1.0MPa	1座
2	原料气压缩机橇 Q=6.5×10⁴m³/d，$P_{进}$=0.2MPa,$P_{出}$=5.8MPa	2座
3	分子筛脱水撬 Q=13×10⁴m³/d，设计压力6.3MPa	1座
4	混烃回收橇（含低温分离器、脱乙烷塔等）Q=13×10⁴m³/d，低温分离器设计压力6.3MPa，脱乙烷塔设计压力2.5MPa	1座
5	丙烷制冷橇 Q=13×10⁴m³/d，设计压力6.3MPa	1座
6	CNG压缩机橇 Q=5×10⁴m³/d，$P_{进}$=5.5MPa,$P_{出}$=25MPa	1座
7	CNG计量加气机双枪，加气压力20~22MPa	1座
8	混烃储罐规格Φ2400×12000×18，设计压力1.8MPa	3座
9	自用气调压计量橇 Q=2×10⁴m³/d，P_1=5.4~5.6MPa,P_2=1.0MPa	1座
10	污油泵 Q=10m³/h，H=60m N=15kW	1台
11	埋地污油罐 5m³	1座

（2）环保手续

北三台联合站设有原油处理系统、天然气处理系统、采出水处理系统等，具体的环保手续履行情况详见下表3.6-23。

表3.6-23 北三台联合站主要环保手续履行情况

工程名称	主要建设内容	环评机关、批复文号及时间	验收批复及时间
新疆东部油田开发和配套工程	/	原自治区环境保护厅 新环自字〔1990〕141号 1990年10月1日	资料丢失
沙南、探井作业区含油污泥标准化贮存设施（场所）建设	新建沙南、探井作业区含油污泥标准化贮存设施（场所）。	原昌吉回族自治州环境保护局 2012年9月19日	原昌吉回族自治州环境保护局 2012年9月19日
中国石油新疆油田分公司（准东采油厂）沙联站	电解盐杀菌装置1套，离心脱水机2台、双料过滤器3台、纤维束过滤器7台、调储罐2座、反	新环函〔2014〕926号 2014年8月1日	2019年11月3日完成自主验收

污水处理系统扩容改造工程	应沉降2管、过滤缓冲罐、反应提升泵2台、自动收油装置2套、机房和加药间等设施。		
准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程	新建1套电解盐杀菌装置。	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2018〕53号 2018年9月21日	2019年11月23日通过企业自主验收
中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书	/	自治区生态环境厅 新环环评函〔2021〕870号 2021年9月26日	/
准东采油厂北三台-沙南原油处理系统整体优化工程	对北三台联合站原油处理系统进行密闭改造，采用“不加热预脱水＋热电化学脱水”密闭处理工艺，原油处理能力为40×10⁴t/a拆除1#、2#多功能处理器，在原位新建2台三相分离器，利旧5#、6#多功能处理器，更换多功能处理器出油、出水管线合计210m，将3#多功能处理器改造为压力缓冲罐、卸油系统700m³缓冲罐由拱顶罐改为内浮顶罐；新建1套10×10⁴t/a浅冷伴生气处理橇装装置及配套设施和1座原油计量间。配套建设站内供配电、仪表自动化、通信、消防、供暖、给排水等公用工程。	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2024〕67号 2024年4月8日	2026年5月24日通过企业自主验收

（4）依托可行性分析

北三台联合站依托系统能力平衡见表3.6-24。

表3.6-24 北三台联合站依托系统能力平衡表

依托工程名称	设计处理能力	实际处理能力	剩余处理能力	本项目预测量	新增负荷	平衡情况
原油处理	40×10⁴t/a	17×10⁴t/a	23×10⁴t/a	2.1×10⁴t/a	9.13%	可满足
天然气处理	10×10⁴Nm³/d	2.0×10⁴m³/d	8.0×10⁴m³/d	1.23×10⁴m³/d	15.38%	可满足
采出水处理	2500m³/d	1600m³/d	900m³/d	30.69m³/d	3.41%	可满足

根据上表3.6-24，本项目新增原油、采出水和伴生气均能在北三台联合站处理，故依托可行。

3.6.10.2 西泉1接转注水站

西泉029井区未建设注水系统。距西泉029井区5.5km的临近已开发油藏西泉1井区建有注水站1座，共建有高压柱塞泵2台，储水罐2座，系统设计压力20MPa，总注水能力550m³/d。目前，西泉1井区地质停注。注水设备参数详见表3.6-25。

表3.6-25　西泉1接转注水站注水设备情况表

注水站设备情况					设计压力（MPa）	设计规模（m³/d）	运行压力（MPa）	实际注水量（m³/d）	本项目新增水量（m³/d）
设备设施名称	型号	参数	单位	数量					
柱塞泵	5ZB-23/20	Q=23m³/h，P=20MPa，N=160kW	台	2	20	550	地质停注		296
注水罐	100m³	/	座	2					

本次8口注水井，合计每天最大注水量为296m³，西泉1接转注水站注水规模满足本项目注水量需求，依托可行。

3.7 工程分析

3.7.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

3.7.1.1 施工期

（1）占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道施工作业带宽度约12m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧2m～3m内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，可逐步恢复原有使用功能。

（2）破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有NOx等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

（3）破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

（4）扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，属于项目区属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.7.1.2 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.7.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.7.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.7.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、修井、井场、管线建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（井场、管线、计量站/配水站）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井、修井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

3.7.2.2 运营期

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

3.7.2.3 退役期

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

主要污染源构成见表3.7-1。

表3.7-1　环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井、储层改造工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	钻井废水、射孔液、压裂返排液	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	钻井岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
			而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
修井工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	试压废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油平台、站场建设、管线施工	施工扬尘、车辆尾	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水、施工生产废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油、油气集输	采出水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	废润滑油、落地油、清管废渣、含油污水泄漏、废弃防渗膜等	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

3.7.3 施工期主要施工工艺及产污环节

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、修井工程、储层改造工程、管线等地面工程。根据建设单位提供资料，老井转注主要为修井作业。

3.7.3.1 钻前工程

钻前准备工作中，在预选井位前首先根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来进行平整井场，修建进场道路，进行设备基础施工（包括钻井、井架、钻井

泵等基础设备），其次是搬运钻井设备及安装。

本次新建道路为已建道路至新建计量站的巡检路，长度2km、路面宽6m。

道路建设方案：在完成线路勘测、工程设计并获得施工许可后，施工人员进驻现场，进行清场，清除施工场地内杂草等植物残体，然后平整路面，用振动压路机进行碾压；路面施工摊铺碎石基层，压路机压实。

3.7.3.2 钻井工程

本项目新钻开发井12口，其中9口采油井，3口注水井。

钻井工艺主要包括：钻进、录井、测井、固井和完井。钻井过程中产生的污染物主要有施工扬尘、车辆设备尾气、柴油机废气、管道焊接废气、钻井废水、射孔液、试压废水、生活废水、生活垃圾、钻井岩屑、废防渗膜、建筑垃圾等。

（1）钻进

一开钻进为保证井身质量，刚开钻时钻压10kN~20kN，以后逐渐增加钻压，其原则为不超过钻铤浮重的80%。每钻完一根单根洗井2min~3min，上下划眼2次修好井壁再接单根，提钻时抓好灌钻井液工作，确保井内压力平衡。做到早开泵、晚停泵，接单根要迅速，防止堵水眼蹩泵。钻进中必须开动振动筛、除砂器，控制固相含量，防止坍塌和沉砂。表层容易漏失、垮坍和发生窜槽，钻进过程中要求平稳操作，缓慢开泵，及时灌好钻井液。

二开前对套管以及井口装置进行试压，试压合格后方可钻水泥塞，钻套管附件时，钻压20kN~40kN，转速60r/min，以防下部套管脱落；二开第一只钻头前50m用小于50kN钻压钻进，待新井眼形成后再加至设计钻压钻进。

（2）录井

二开及以后各开次下套管（含尾管）前，应换装与套管尺寸匹配的半封闸板。下套管、注水泥过程中，钻井队、录井队安排专人坐岗，观察并记录灌入、返出量，及时发现井漏、井涌及其他异常情况。

（3）测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

1）若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环再电测。

2）测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，立即实施剪断电缆。

3）由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

（4）固井

1）Φ244.5mm 表层套管

①采用 G 级水泥双胶塞固井；下套管前采用原钻具或带扶正器通井，确保畅通无阻卡、洗净井底沉砂后提钻下套管。

②下完表层套管后要循环洗井、找正并固定好井口后再固井；注水泥前注入 2m^3 清水作隔离液。

③现场注水泥施工要连续进行，套管外水泥浆应返出地面。

④注水泥时，要随时观察井口钻井液返出情况，若发生井漏，水泥浆未返至地面，井口应打水泥帽子至地面。注水泥结束后候凝 24h 后进行固井质量检测，再动井口。

2）Φ139.7mm 油层套管

①采用（超低密度+低密度）双凝双密度水泥浆体系常规固井。

②为确保完井固井正常施工和固井质量，电测完后根据实际完钻钻井液密度和使用的水泥浆密度，要求稳压 15min 以上，压降不大于 0.5MPa。大排量洗井要求按照固井最大排量循环 15min，无井漏，井口液面稳定可见为准；

③下套管前换Φ139.7mm 防喷器芯子并按照井口装置试压要求试压合格，提前准备好防喷单根和循环洗井接头。下完套管后要进行循环洗井，循环洗井不少于 2 个循环周；

④采用过渡灌注水泥，水泥浆密度允许偏差范围±0.02g/cm^3，采用流变学注水泥方法进行固井施工，注水泥施工连续进行，水泥浆返至地面。

⑤固完井候凝 48h 后进行固井质量检测，再进行套管内试压。

（5）完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式采用Φ245mm×Φ140mm×21MPa 正规套管固井完井。

1）完井要求：保持钻井井场面积，井场内平整无杂物及材料，以井口为中心，30m×30m 范围内井场水平度高差≤10cm；天然气井、评价井及油气生产单位有特殊要求的井应保留方（圆）井，井壁完整，井底清洁；井场及周边环境保护符合安全环保法规要求。

2）完井井口要求：交接的采油（气）井口装置附属附件齐全完好、各类标识应清晰，安装后井口装置表面无明显掉漆并留好影像资料；套管头、油管头、采油（气）树严格按《钻井工程设计》《采油工艺方案》的型号及压力级别安装，各附件配备齐全；天然气井、评价井及接收单位有特殊要求的，按照要求执行。未安装采油（气）树的井口应加装井口保护装置，并注明建设方和井号标志；其余井口装置按照《SY/T 5678-2017 钻完井交接验收规则》执行；冬季交接应做好井口及井筒防冻工作。

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放钻井液及岩屑的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后，剩余的少量液相由钻井施工单位回收至钻井液配制站，用于其他区块井场的钻井液配制，固相（水基岩屑）收集于储罐内，直接委托岩屑公司处置。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a.钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）收集于储罐内；

b.初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

3.7.3.3 修井工艺流程

本项目4口采油井转注水井，对老井无需新钻井，需进行修井。

（1）校井口：将修井设备搬家至注水井场，接井，立架子，井场标准化布置，填井口；

（2）试压：注水净水试压，试吸收性以及井控装置试压，安装SFZ16.5-35手动单闸板防喷器，紧固平整所有螺栓，配下Φ115mm双皮碗封隔器，对防喷器、防喷管线及放喷阀试压10MPa；

（3）提结构：提单管，检查全井油管是否完好，喇叭口是否被堵死，是否存在偏磨、结蜡或结垢；

（4）探井底、通井：探砂面深度，检查油管及通井是否完好；

（5）试压、下结构：注水净水对上部套管试压，下入油管，以油管传输射孔，注水净水试吸收性是否合格；

（6）完井：架子、收尾，完善井口流程，打扫井场卫生、交井完修。

3.7.3.4 储层改造工程

油层改造工程一般在采油井投产前进行。根据建设单位提供资料，本项目储层改造主要为射孔和压裂。

（1）射孔作业

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目18口井均进行射孔作业。本项目采油井采用DP-89射孔枪，油管传输射孔，布孔方式为螺旋布孔，相位角60°，孔密16孔/m；注水井采用SDP-102型射孔枪、90°相位角、16孔/m、螺旋布孔。

（2）压裂作业

压裂是油气井增产的一项主要措施，油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定黏度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加产油量。拟建项目26口油井采取压裂作业方式。其中压裂工艺具体为：泵注桥塞射孔连作→压裂→焖井→排液→测试生产→正常采油生产。

3.7.3.5 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、计量站、注水站等建设、设备安装、管线敷设等内容。

（1）井场、计量站、配水间、注水站建设

拟建项目新建井场、计量站、配水间、注水站地面拟全部采用素土压实。

（2）井口设备安装

本工程新建采油井场9座，采用25MPa的采油井口、10型游梁式节能抽油机。井口均设置保温盒保温，保温盒内设0.3kW电加热器，压力表置于保温盒

内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

其中19座采用30~80m³的防腐防垢变频潜油电泵机组，配套电机功率27kW，8座采用8型节能抽油机，配套电机功率18.5kW，1座采用10型抽油机，配套电机22kW，井口均设置保温盒保温，保温盒内设0.25kW防爆电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌，采油井口采用标准化设计通集20141。

新建注水井场8座，最大注入压力为25MPa。

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

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

注水井井口安装DN50 25MPa采油树即可。

（3）管线敷设

①场地平整

管线工程施工首先进行施工放线，现场施工放线确定路由后，即进行施工作业带线路的清理，对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植物等进行清点造册。

清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水填平。施工完毕之后，要注意施工作业带的恢复工作，使土地恢复原有状态。

②管沟开挖

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程新建单井出油管道采用DN50 2.5MPa柔性复合管，长度12.1km，新建集油支线采用DN100 3.5MPa高压玻璃纤维管，长度合计4.2km，管道均保温埋地敷设，保温层采用30mm厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用2mm厚聚乙烯胶粘带，管线埋深-1.80m。本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路及路政部门要求顶管穿越路段采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土

路采用大开挖穿越方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

新建单井注水管道选DN50 25MPa热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，长度3.5km。新建供水管线选DN80 3.5MPa塑料合金防腐蚀复合管，长度8.4km。均为埋地不保温敷设，管线埋深-2.0m。本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路面（通车量大）的公路采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护。

④试压回填

管道回填时，先用细土回填50cm，再用其他土回填并夯实，原有熟土最后恢复。回填土中不得有坚硬土石、垃圾、腐殖质等，管道两侧及管顶0.5m内的回填土，不得含有碎石砖块等杂物，且不得用灰土回填，距管顶0.5m上的回填土中的石块不得多于10%，直径不得大于0.1m，且均匀分布。主管道警示带敷设前应将敷设面压实，并平整地敷设于管道顶正上方0.5m，且不得敷设于路基和路面里。

⑤场地恢复

施工结束后，进行生态恢复，及时清除施工垃圾，对施工现场进行回填平整，尽可能覆土压实，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，以减少风蚀量。

（5）输配电工程施工

架空输电线路施工主要为：塔坑开挖前，先进行定位，确定位置后采用机械及人工辅助开挖。开挖后将杆塔采用流动式起重机组立，导线放线方法是将导线沿电杆根部放开后，再将导线吊上电杆。

3.7.3.6 产污环节分析

（1）废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆废气及钻井时柴油机排放的废气。

施工扬尘主要产生于管线施工、井场施工以及施工机械及运输车辆往来；施工车辆废气主要为施工过程中各类车辆尾气；钻井时柴油机排放的废气、钻井柴油发动机废气。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、废射孔液、废压裂返排液和管道试压废水。

钻井废水循环使用；射孔作业过程产生的废液；压裂返排液钻井完成后，压裂作业过程产生的返排液；管道试压废水是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生废水。

（3）噪声

施工噪声为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

（4）固废

施工期产生的固体废物主要有钻井固废（钻井岩屑）、机械设备废油及废油桶、废弃防渗膜、施工土方、建筑垃圾和生活垃圾等固废。

钻井固废主要为钻井过程中产生的钻井岩屑；其他固废主要是产生于钻井、射孔、压裂等作业过程中，主要有废弃防渗膜、钻机更换的机械设备废油、废油桶、含油抹布、劳保用品；管道敷设开挖产生的施工土方；计量站、配水间、注水站、线路等施工产生的废包装材料；施工人员生活垃圾主要是施工现场人员产生的生活垃圾。

3.7.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有采油、油气集输及处理、注水、井下作业等作业过程。

3.7.4.1 采油

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。本区块开井后直接转抽生产。

3.7.4.2 油气集输及处理

本项目运营期油气集输采用密闭集输工艺，根据对西泉029井区已建集输系统现状的分析，结合新建采油井部署位置，18口采油井采用二级布站输送工艺，即：井口→计量站→油气混输装置→处理站（北三台联合站）的布站方式，采用加热集输工艺。

3.7.4.3 回注工艺

本项目运营期注水工艺流程描述如下：西泉1接转注水站来水直接进029井区新建注水站注水泵，利用转水泵来水余压直接给注水泵喂水，经注水泵增压

后输送至注水井注水。注水井口设保温盒，保温盒内单井注水管道设止回阀，防止高压水倒流。

3.7.4.4 井下作业

井下作业主要包括维护性作业和措施性作业。

维护性作业主要以井下故障维修和产能恢复为目的，从而恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

措施性作业主要包括压裂作业、改造、修井、洗井等，其主要作业环节基本相同，污染物主要为起管柱过程散落的少量落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及洗井环节产生的洗井废水，压裂改造作业的主要废水为压裂返排液。

压裂改造主要针对低产采油井，通过改造实体提高产量。作业时长约30d，压裂改造的工艺步骤与新钻井相同，主要包括：井架安装，试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井、刮削，压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管，试抽等环节。

目前准东采油厂沙南作业区范围内已有运营期进行压裂的油井。

3.7.4.5 产污环节分析

（1）废气

本项目运营期产生大气污染物的主要环节为油气集输处理过程中挥发的无组织烃类气体和温室气体。

（2）废水

本项目运营期产生废水的主要环节为采出液在中心井场内进行油气水分离而产生的油田采出水、井下作业过程中产生的井下作业废水、洗井液。

（3）噪声

项目运营期噪声主要来自井场和井下作业设备的各类机泵等。

（4）固废

本项目运营期产生的固体废物主要包括生产过程中产生的危险废物；其中危险废物主要来自井下作业时产生的落地油、废弃防渗膜和含油污泥、各类机械设备更换下来的废润滑油及其清管废渣，还有设备维护保养产生的废油桶、含油抹布、劳保用品。

3.7.5 退役期主要工艺过程及产污环节

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

3.7.5.1 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

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

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

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

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

（5）封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

（7）建立报废井档案。每年至少巡检1次，并记录巡井资料。

3.7.5.2 设备清洗

报废管线清洗后，采用盲板进行封堵，原地弃置不挖出。为减轻废弃管线处置对周边环境的不利影响，管段均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及管壁清洗，清洗废水输送至或由密闭罐车拉运至附近站场采出水处理系统进行集中处

理。

3.7.5.3 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由中石油新疆油田分公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

3.7.5.4 场地清理及修复

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

3.7.5.5 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工机械废气、施工噪声、清管废水、废弃建筑残渣等。

3.7.6 施工期污染源及源强核算

本次施工期环境影响因素主要表现在钻井工程、站场建设、集输管线及电力线建设等施工活动中。废气主要为大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、施工扬尘及汽车尾气；废水主要为射孔液、压裂返排液、管道试压废水和生活污水；噪声主要为钻井设备、施工机械及施工车辆噪声；固体废物主要为钻井岩屑、废土石方、生活垃圾、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜和建筑垃圾，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.7.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为井场建设、管线敷设、场站工程等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气等。

（1）施工扬尘

项目施工扬尘主要是场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会

导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

（2）柴油发电机燃油燃烧废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，本项目钻井周期 225d，修井周期 60d，施工期间共耗柴油 570t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E=(Y\times EF)\times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 CO、HC、NO_X、$PM_{2.5}$ 和 PM_{10} 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EY—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E=2\times Y\times S\times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 SO_2 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.7-2。

表 3.7-2　柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量（t）	排放量（t）
CO	10.722	570	6.11
NOx	32.792		18.69
HC	3.385		1.93
SO_2	0.02		0.011
PM_{10}	2.09		1.19
$PM_{2.5}$	2.09		1.19

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（3）车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO_2 为 5.78kg/d，SO_2 为 0.064kg/d。本次施工期以 665d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.7-3。

表 3.7-3　施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放（t）

	烃类	CO	NOx	SO_2
车辆尾气	1.43	0.84	3.84	0.043

3.7.6.2 废水污染源

本项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，无钻井废水产生。项目施工期废水主要为：射孔液、压裂返排液、管道试压废水。施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，施工现场无生活污水产生。

（1）射孔液

本项目18口井需进行射孔，根据建设单位提供资料，在射孔完井过程中，单井射孔液用量约28m^3，则射孔液用量504m^3。射孔液与采出液一起管输至北三台联合站处理，不外排。

（2）压裂返排液

油井试油是在油井钻井完成后，把油、气、水从地层中抽到地面并经过专门测试取得试油资料，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性数据及温度数据等。压裂是利用地面高压泵组，将前置液注入井中，通过井底高压在地层中产生裂缝，将带有支撑剂的携砂液注入缝中，并在缝中填入支撑剂。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排至地面，并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝，有利于原油从地层渗入井筒。压裂结束后，试油废水与压裂液集中返排，井下作业过程产生的废水具有粘度高、COD高等特点，且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质，如果返排至地面的试油压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境造成污染。页岩油水平井压裂阶段产液量大、液量波动大、含水率早期高的特点，根据区块油藏开发经验，本项目压裂作业中单井压裂液用量约为500m^3，本项目26口井均需压裂，压裂液总量约13000m^3，根据建设单位提供资料，压裂返排液的产生量按照用量的20%计算，本项目共产生压裂返排液2600m^3，产生的压裂返排液由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

（3）管道试压废水

项目集输管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目建设单井管线12.1km、支线4.2km、单井注水管线3.5km、供水管线长度为8.4km。试压水可循环使用，水质不满足试压

要求时，再补充试压用水。经核算，实际试压用水为52.75m³，废水产生率取80%，则管道试压废水产生量约为21.61m³，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在40mg/L～60mg/L。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

项目试压废水产生量见表3.7-4。

表3.7-4　本项目试压废水产生量统计表

序号	管线半径/mm	管线长度/km	系数取值	试压废水量/m³
1	单井采油管线/50	5.1	1.5	15.01
2	单井采油管线/50	7.0		20.61
3	集油支线/100	4.2		49.46
4	单井注水管线/50	3.5		52.75
5	供水管线/80	8.4		10.55
按80%循环量，则废水产生量：				21.61
注：1.试压废水计算公式为：管线容积×1.5。 2.管线试压废水优先考虑循环使用，5条不同管径的集输管线试压废水产生量最大为52.75m³，每次循环水量按80%计，则5条不同管径试压后，最终废水产生量为52.75×80%×80%×80%×80%=21.61m³。				

3.7.6.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表3.7-5。

表3.7-5　施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度（dB（A））
1	钻井	钻机	1台/队	90-110
		柴油机	3台/队	95-100
		柴油发电机	2台/队	100-105
		泥浆泵	2台/队	80-90
2	储层改造	压裂泵车	1台/队	90-100
		仪表车	1台/队	70-80
		管汇车	1台/队	70-80
		测井车	1台/队	70-80
		提液泵	1台/队	70-80
3	地面工程建设	运输车辆	2辆	80-95
		推土机	1台	90-100
		挖掘机	2台	80-95
		电焊机	1台	90-100

3.7.6.4 固体废物

施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄（东泉西村，位于项目

南侧约9km），集中收集后由环卫部门清运处置；施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井期产生的钻井岩屑、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜和建筑垃圾。

（1）生活垃圾

本项目施工周期665天，施工人数合计20人。项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，依托住宿每人每天产生生活垃圾按0.5kg计，整个油田施工期间产生的生活垃圾为6.65t，集中收集后由环卫部门清运处置。

（2）钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水外排。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

式中：W－钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开311.2mm，二开215.9mm；

h－井深，m；

d－所钻岩石的密度（g/cm^3），取2.5g/cm^3；

α－岩石膨胀系数，取4.0。

本工程产生岩屑量见表3.7-6。

表3.7-6　本工程钻井岩屑产生量

井数	结构	D井眼直径（m）	h深度（m）	单井岩屑量（t）	总岩屑量（t）
12口	一开	0.3112	450	342.11	4105.32
	二开	0.2159	2350	859.89	10318.68
合计					14424

计算得知：本项目12口新钻井共产生水基岩屑14424t，经不落地系统收集、压滤脱水后，进入岩屑储罐内，随钻随拉，委托岩屑处置单位综合利用。按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）要求：聚合物钻井岩屑和磺化钻井岩屑应根据相关生态环境标准和技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土及道路铺设等；清水钻井岩屑可直接用于油气开采生产作

业区的井场铺垫、道路铺设；对井场周围的环境影响较小。

（3）管线施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场、计量站、注水站、配水间阀池等建设产生；开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

（4）机械设备废油及废油桶

钻井及修井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等。根据建设单位提供数据，一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足0.5t，本项目新钻12口井，4口采油井转注水井需进行修井，则16口井产生量约8.0t，暂存于井场的危废贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（5）含油抹布、劳保用品

机械设备检修维护过程中产生的含油抹布、劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》中的HW49其他废物（废物代码为900-041-49，危险特性为毒性和感染性）。预计总产生量为0.5t。在井场设置的危废贮存点收集，定期委托具有相应危废资质单位清运处置。

（6）废弃防渗膜

本项目钻井、修井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，暂存于井场的危废贮存点，最终委托有资质单位处置。

废弃防渗膜根据《国家危险废物名录》（2025年版）“HW08废矿物油与含矿物油废物类”，属于使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，危废代码为900-249-08。

（7）建筑垃圾

本项目计量站、配水间、注水站、线路等施工产生的废包装材料尽量回收利用，不能回收利用的建筑垃圾由施工单位清运至当地建筑垃圾填埋场处理。

结合施工期工艺流程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2025）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），判定是否属于危险废物，见表 3.7-7，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.7-8。

表 3.7-7　固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	水基岩屑	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	14424t	√	/	《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2025）
2	机械设备废油及废油桶	机械设备维修、保养等	液态	机油	8.0t	√	/	
3	废弃防渗膜	地面防渗	固态	石油类	/	√	/	
4	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	0m^3	√	/	
5	含油抹布、劳保用品	机械设备检修保养	固态	油类物质	0.5	√	/	
6	生活垃圾	施工人员生活	固态	塑料纸、纸屑等	6.65t	√	/	
7	建筑垃圾	安装设备	固态	/	少量	√	/	

表 3.7-8　项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
1	水基岩屑	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	一般工业固废（071-001-S12）	14424t	钻井岩屑进入岩屑储罐内，委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置。按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式
2	管线施工土方	一般工业固废	管线施工	固态	土	/	/	/	900-001-S70	0m^3	回填管沟、管廊
3	机械设备废油及废	危险废物	机械设备维修、保养等	液态	机油	危险废物鉴别标准	毒性T 易燃性I	HW08	900-214-08	8.0t	暂存于井场的危废贮存点，交由有相应危险废物

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
	油桶										处置资质的单位进行回收处置
4	废弃防渗膜		地面防渗	固态	石油类		毒性T易燃性I	HW08	900-249-08	少量	暂存于井场的危废贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置
5	含油抹布、劳保用品		机械设备维修、保养等	固态	废布		毒性T易燃性I	HW49	900-041-49	1.87t	先收集在井场危废贮存点收，定期委托具有相应危废资质单位清运处置
6	生活垃圾	生活垃圾	施工人员生活	固态	废塑料等	/	/	/	900-002-S62	9.6t	集中收集后由环卫部门清运处置
7	建筑垃圾	一般固废	安装设备、拆除	固态	/	/	/	/	900-001-S72	少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运至当地建筑垃圾填埋场处理

（5）施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表3.7-9。

表3.7-9 本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量（完钻后）	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
		钻井期柴油机组燃烧废气	NOx	18.69t	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
			SO_2	0.011t	
			CO	6.11t	
			HC	1.93t	
			PM_{10}	1.19t	
			$PM_{2.5}$	1.19t	
		施工期运输车辆尾	烃类	1.43t	使用符合国家标准的燃料，施工期废气排放时段较为集
			CO	0.84t	

项目	工程	污染源	污染物	产生量（完钻后）	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
		气	NOx	3.84t	中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放
			SO_2	0.043t	
废水	集输管线	射孔液	/	/	与采出液一起管输至北三台联合站处理，处理达标后用于回注油藏，不外排
		压裂返排液	/	2600m^3	由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后用于回注油藏，不外排
		试压废水	废水量	21.61m^3	沉淀后洒水降尘
固体废物	井场	水基岩屑	/	14424t	钻井岩屑进入岩屑储罐内，委托有处置能力的岩屑处置单位进行处置。按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式
	管线工程	施工土方		0m^3	回填管沟、管廊
	机械设备维修、更换	机械设备废油及废油桶		8.0t	暂存于井场的危废贮存点，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置
	机械设备维修	含油抹布、劳保用品		0.5t	暂存在井场危废贮存点，定期委托具有相应危废资质单位清运处置
	钻井施工区域铺垫防渗膜	废弃防渗膜		/	暂存于井场的危废贮存点，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	水瓶、纸屑等		6.65t	集中收集后由环卫部门清运处置
	设备安装、拆除	建筑垃圾		少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
噪声	井场	钻井设备	噪声	90dB(A)	对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
		泥浆泵	噪声	90dB(A)	

3.7.6.5 生态影响

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。

临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

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

根据估算，本工程总占地面积为404984.84m^2，其中临时占地385960m^2，永久占地19024.84m^2。占地类型为灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地。

3.7.7 运营期污染源分析及源强核算

运营期环境影响因素主要体现在采油、集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水、采出水、废洗井液等；固体废物主要为含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品和废弃防渗膜。噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声等。

3.7.7.1 废气污染物

（1）油气集输过程中无组织挥发有机废气

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，在油气集输过程中产生烃类尾气，包括采油井场和集输无组织挥发的烃类尾气。

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

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

式中：

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

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（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取70%）；

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

采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$e_{TOC,i}$一密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000μmol/mol），kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8760h。取值详见表 3.7-10。

表 3.7-10　密封点 TOC 泄漏排放速率 eTOC 取值

序号	设备类型	排放系数/（kg/h/源）
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085
4	泵	0.074
5	压缩机	0.073

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.7-11。

表 3.7-11　油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型		排放系数/（kg/h/源）	设备数量（个/套）	污染物排放量（t/a）	备注
单井井场	阀门	0.064	17	0.029	采油井井号：XQD4003
	法兰	0.085	8	0.018	
	连接件	0.028	36	0.026	
单井井场小计				**0.073**	
2 井平台#1	阀门	0.064	17	0.029	此 2 井平台包含 1 口注水井，注水井运营期不产生有机废气，采油井井号：XQD4005
	法兰	0.085	8	0.018	
	连接件	0.028	36	0.026	
	1 组 2 井平台#1 小计			**0.073**	
2 井平台#2	阀门	0.064	28	0.047	采油井井号：XQD4006、XQD4007
	法兰	0.085	16	0.036	
	连接件	0.028	41	0.030	
	1 组 2 井平台#2 小计			**0.113**	
3 井式平台	阀门	0.064	28	0.047	此 3 井平台包含 1 口注水井，注水井运营期不产生有机废气，采油井井号：XQD4009、XQD4010
	法兰	0.085	16	0.036	
	连接件	0.028	41	0.030	
	1 组 3 井式平台小计			**0.113**	
5 井式平台	阀门	0.064	57	0.096	此 2 组五井式平台中各含 1 口注水井，单组 5 井
	法兰	0.085	30	0.067	
	连接件	0.028	61	0.045	

	1 组 5 井式平台小计			0.208	式平台采油井各为 4 口
	2 组 5 井式平台			**0.416**	
油气均衡增压一体化装置	阀门	0.064	8	0.013	/
	法兰	0.085	12	0.027	
	连接件	0.028	16	0.012	
	泵	0.074	1	0.0019	
	压缩机	0.073	1	0.0019	
	小计			**0.056**	
计量站	阀门	0.064	20	0.034	/
	法兰	0.085	10	0.022	
	连接件	0.028	30	0.022	
单座计量站小计				0.078	
2 座计量站合计				**0.156**	
阀池	阀门	0.064	4	0.0067	/
	法兰	0.085	3	0.0067	
	连接件	0.028	10	0.0074	
单座阀池小计				0.0208	
2 座阀池合计				**0.042**	
总计				**1.042**	/

3.7.7.2 废水污染物

运营期工作人员对油井定期进行巡检，不新增劳动定员，工作人员由准东采油厂沙南作业区调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为油气开采井下作业废水（废洗井液）和采出水。

（1）井下作业废水

本工程运营期注水井井场不产生废水。本项目采油井属于低渗油井，运营期井下作业主要包括大小修井、洗井等。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1）计算井下作业废水的产生量。

表 3.7-12　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	用于回注油藏	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679.3		0
				石油类	g/井次-产品	6112.1		0

注：洗井废水全部用于回注油藏，不外排，故排污系数为 0。

本项目为低渗透油藏，井下作业每 2 年 1 次。计算结果详见表 3.7-13。

表 3.7-13　井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/次）	产生浓度（mg/L）
工业废水量	27.13t/井次－产品	705.38	/
化学需氧量	34679.3g/井次－产品	0.90	1275.91
石油类	6112.1g/井次-产品	0.16	226.83

本项目井下作业废水产生量为705.38t/次（26口井，352.69t/a）。化学需氧量产生量为0.90t/次，产生浓度1275.91mg/L；石油类产生量为0.16t/次，产生浓度226.83mg/L。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数核算详见表3.7-14。

表3.7-14　井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	产生量t	排放量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m^3/井	无害化处理/处置/利用	3983.46m^3	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井		657.54t	0

作业区井下作业每2年1次，经计算26口井下作业过程中产生的废洗井液657.54t/次（328.77t/a）。

井下作业（洗井）废水严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废水收集罐收集后运至北三台联合站处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排。正常情况下井下作业废水不会对地下水产生不利影响。

（2）采出水

根据开发方案，本项目新钻采油井9口、5口勘探井转采油井，14口油井采出液进入北三台联合站处理，14口井采出水最大产生量为10521m^3/a（28.82m^3/d），本项目采出液全部进入北三台联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，不外排。

3.7.7.3 噪声污染源

运营期噪声污染源主要包括：场站设备运转噪声、井下作业机械和巡检车辆等。噪声排放情况见表3.7-15。

表3.7-15　运营期噪声排放情况（单位：dB（A））

序号	正常/非正常	位置	声源源强	空间相对位置（m）			声源源强dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	*Y*	*Z*			

	状况								
1	正常状况	井场	抽油机	60	45	10	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
2		计量站、注水站、油气增压装置	机泵	20	20	0	80~90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	连续
3		配水撬	机泵	20	20	0	80~90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	连续
4		交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
5	非正常状况	井场	井下作业（修井等）	60	45	0	80~100	独立基础，加减振垫，采用软连接	连续

3.7.7.4 固体废物

（1）含油污泥

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 3.7-16。

表 3.7-16　石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨一万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

本项目最大产油量 2.1×10^4t/a，含油污泥最大产生量为 190.60t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，本工程产生的含油污泥属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥采用专用收集罐收集，先在沙南作业区含油污泥贮存设施，定期委托有资质的单位清运处置。

（2）落地油

运行期在修井等井下作业过程中可能产生少量落地油。油井修井周期通常为两年一次，估算每口井每次产生落地油约 0.1t，因此检修作业产生的落地油为 1.4t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，通过铺设防渗材料进行收集，回收率可达 100%。根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落

地油。因此，本项目井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油委托有资质的单位清运处置。

（3）清管废渣

集输管线每2～4a清管1次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为1.15kg，本工程新建管线28.2km，每次废渣量约0.032t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为HW08废矿物油和含矿物油废物，危废代码为071-001-08，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

（4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约0.05t/a，本项目14口采油井废润滑油产生量为0.7t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025版）HW08废矿物油和含矿物油废物，危废代码为900-214-08，委托有资质的单位进行清运处置。

（5）废润滑油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为0.025t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW08废矿物油和含矿物油废物，废物代码为900-249-08，危险特性为T、I，交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

（6）含油抹布、劳保用品

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、手套，产生量约为0.05t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025年版）》HW49其他废物，废物代码为900-041-49，危险特性为T/In，交由有相应危险废物处置资质的单位处置。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》中3.7设备检修与维护过程中产生的危险废物为废矿物油、废弃的含油抹布和劳保用品等，属于间歇产生，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

（7）废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用1-2a。单块防渗膜重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程14口油井作业1次

共产生废弃防渗膜约 7t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 3.5t/a。

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

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2025）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2025 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.7-17。

表 3.7-17 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量（t/a）	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	含油污泥	清罐	半固态	油砂混合物	190.6	√	/	《国家危险废物名录》（2025 年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	落地油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油	1.4	√	/	
3	清管废渣	定期清管	固态	油类物质	0.032t/次	√	/	
4	废润滑油	机械设备维护、保养	液态	油类物质	0.7	√	/	
5	废润滑油桶	机械设备维护、保养	固态	油类物质	0.025	√	/	
6	含油抹布、劳保用品	机械设备维护、保养	固态	油类物质	0.05	√	/	
7	废防渗膜	油井作业场地	固态	石油类	3.5	√	/	

综上，固体废物的产生和排放汇总见表 3.7-18。

表 3.7-18 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（t/a）	拟采取的处理处置方式
1	含油污泥	危险废物	清罐	半固态	油砂混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	190.6	收集后暂存沙南作业区含油污泥贮存设施，定期委托有资质的单位

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量（t/a）	拟采取的处理处置方式
											处置
2	落地油		井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油		毒性T 易燃性I	HW08	071-001-08	1.4	作业单位100%回收，回收的落地油委托有资质的单位处置
3	清管废渣		定期清管	固态	油类物质		毒性T 易燃性I	HW08	071-001-08	0.032t/次	委托有资质的单位处置
4	废润滑油		机械设备维护、保养	液态	油类物质		毒性T 易燃性I	HW08	900-214-08	0.7	委托有资质的单位处置
5	废润滑油桶		机械设备维护、保养	固态	油类物质		毒性T 易燃性I	HW08	900-249-08	0.025	委托有资质的单位处置
6	含油抹布、劳保用品		机械设备维护、保养	固态	油类物质		毒性T 感染性In	HW49	900-041-49	0.05	委托有资质的单位处置
7	废弃防渗膜		油井作业场地	固态	石油类		毒性T 易燃性I	HW08	900-249-08	3.5	委托有资质的单位处置

本项目运营期污染物产排情况汇总见表3.7-19。

表3.7-19　运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采油及集输	无组织挥发	非甲烷总烃	1.042t/a	1.042t/a	无组织排放至大气环境
废水	井场	井下作业废水	工业废水量	1362.92t/a	0	采用专用废水收集罐收集后运至北三台联合站处理，处理达标后用于回注油藏，废水不外排
			COD	0.90t/次	0	
			石油类	0.16t/次	0	
		采出水		10521m^3/a	0	采出液进入北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排
固体废物	集中处理站	含油污泥		190.6t/a	0	收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，定期委托有资质的单位处置
	井场	落地油		1.4t/a	0	井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
						回收后的落地油委托有资质的单位处置
	集输管线	清管废渣		0.032t/次	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	机械设备维护、保养	废润滑油		0.7t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	机械设备维护、保养	废润滑油桶		0.025t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	机械设备维护、保养	含油抹布、劳保用品		0.05t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	油井作业场地	废弃防渗膜		3.5t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声	井场	抽油机		75~80dB（A）		选用低噪声设备，减振垫、定期维护保养
		井下作业（修井等）		80~95dB（A）		选用低噪声设备
		巡检车辆		60~90dB（A）		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等

（5）污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表3.7-20。

表3.7-20　污染物排放“三本账”（单位：t/a）

类型		类别	单位	实施前污染物排放量	实施后污染物产生量	实施前后污染物增减量
废气	无组织	VOCs	t/a	5.2176	1.042	+1.042
废水		采出水	m^3/a	6549	10521	+10521
		井下作业废水	m^3/a	81.39	681.46	+681.46
固废		含油污泥	t/a	0	190.6	+190.6
		井场事故状态下落地油	t/a	0	1.4	+1.4
		废润滑油	t/a	0	0.7	+0.7
		废润滑油桶	t/a	0	0.025	+0.025
		含油抹布、劳保用品	t/a	0	0.05	+0.05
		清管废渣	t/a	0	0.032t/次	+0.032t/次
		废弃防渗膜	t/a	0	7.0	+7.0

3.7.7.5 服役期满环境影响分析

油田退役期并非所有油井都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭，油田运行结束。

（1）大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气产生，主要污染物为 SO_2、NOx、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

（2）水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至北三台联合站处理，处理合格后用于回注油藏，不外排。

（3）固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废按照危险废物进行管理，集中收集后交由资质单位转运及处置。

（4）噪声

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

3.7.8 碳排放分析

3.7.8.1 碳排放源强核算

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）》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO_2）排放、火炬燃烧 CO_2 和甲烷（CH_4）排放、工艺放空 CO_2 和 CH_4 排放、设备泄漏 CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

本项目为石油开采项目，按其指南中“油气开采业务温室气体排放”“油气储运业务温室气体排放”计算方法进行核算。

（1）油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空 CH_4 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开采放空}=\sum_{j}（Num_j\times EF_j）$$

式中：

$E_{CH4_开采放空}$为油气开采环节产生的工艺放空 CH_4 排放量，单位为吨 CH_4；

j 为油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

Num_j 为第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。

（2）油气开采业务 CH_4 逃逸排放

油气开采业务 CH_4 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH4_开采逃逸}=\sum_{j}(Num_{oil,j}\times EF_{oil,j})+\sum_{j}(Num_{gas,j}\times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH4_开采逃逸}$为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j 为不同的设施类型；

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

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

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

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

（3）油气储运业务 CH_4 逃逸排放

原油输送过程中产生的CH_4逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH4_油输逃逸}=Q_{oil}\times EF_{CH4_油输逃逸}$$

式中：

$E_{CH4_油输逃逸}$为原油输送过程中产生的CH_4逃逸排放，单位为吨CH_4；

Q_{oil}为原油输送量，单位为亿吨；

$EF_{CH4_油输逃逸}$为原油输送的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/亿吨原油。

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）》，参考附录二表2.2根据相应的装置类型选用缺省值。

表3.7-21　油气系统不同设施CH_4排放因子

油气系统	设施/设备CH_4排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a.）常规石油开采		
井口装置	0.23（吨/年·个）	—
单井储油装置	0.38（吨/年·个）	0.22（吨/年·个）
接转站	0.18（吨/年·个）	0.11（吨/年·个）
联合站	1.40（吨/年·个）	0.45（吨/年·个）
b.）原油储运		
原油输送管道	753.29（吨/亿吨）	—

根据计算公式和表3.7-21，可计算出本项目石油开采过程中CH_4的排放量为11.64吨。具体见表3.7-22。

表3.7-22　石油开采各工艺CH_4排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	$E_{CH4_开采放空}$	$E_{CH4_开采逃逸}$	$E_{CH4_油输逃逸}$
油气开采业务工艺放空	*Numj*	（个）	井口装置	18	0	/	/
			计量站	2	0.22		
			油气均衡一体化装置	1	0.11		
	EFj	CH_4/（年·个）	/	/	/	/	/
油气开采业务CH_4逃逸	$Num_{oil,j}$	（个）	井口装置	18	/	4.14	/
			计量站	2	/	0.36	
			油气均衡一体化装置	1	/	0.18	
	$EF_{oil,j}$	CH_4/（年·个）	/	/	/	/	/
油气储运业务CH_4逃	Q_{oil}	亿吨	/	0.00021	/	/	0.16
	$EF_{CH4_油输逃逸}$	（吨/亿吨）	原油输送管道	753.29	/	/	

逸							
小计					0.33	4.68	0.16
合计					5.17		

注：本项目计量站和油气均衡一体化装置参照表 3.7-21 表中的接转站设施/设备 CH_4 排放因子计算。

（4）二氧化碳

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）》，涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程的需要计算 CO_2，本项目为石油开采项目，不涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程，故未进行 CO_2 计算。

3.7.8.2 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目碳排放量汇总可用公式（1）进行计算，本项目碳排放情况见下表 3.7-23。

表 3.7-23　项目碳排放量汇总表

类别	$E_{CH4_开采放空}$	$E_{CH4_开采逃逸}$	$E_{CH4_油输逃逸}$	E
单位	tCH_4	tCH_4	tCH_4	tCH_4
排放量	0.33	4.68	0.16	5.17

3.7.9 非正常工况

1）油井停运

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

准东采油厂沙南作业区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

2）管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，按照危险废物进行管理，委托有资质的单位进行处置。管线泄漏具体见 5.3.4 章节。

3.8 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.8.1 清洁生产技术和措施分析

（1）钻井过程的清洁生产工艺

1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

2）在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

3）钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

4）作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良。

④在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。

⑤完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

6）设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

7）钻井废水、废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

8）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%。

（2）原油集输及处理清洁生产工艺

1）采用功能较强的PLC系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

2）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

3）油气集输、注水采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上，油气从井口至计量站，再输送至处理站，采用密闭流程，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

4）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油支线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

（3）运营期井下作业清洁生产工艺

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

2）原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

3）采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

4）在井下作业过程中，对产生的井下作业废水采用循环作业罐（车）收集，运至北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排；底泥交由有资质的单位进行无害化处置；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至北三台联合站进行处理。

（4）节能及其他清洁生产措施分析

1）采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

2）选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电

负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

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

（5）建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下：

1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

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

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

3.8.2 清洁水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标

的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

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

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.8-1～表3.8-3。

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si——第 i 项评价指标的单项评价指数；

Ki——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：P_2——定性评价二级指标考核总分值；

Fi——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：P——清洁生产综合评价指数；

P_1——定量评价指标考核总分值；

P_2——定性评价指标考核总分值。

表 3.8-1　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						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm^2	15	符合行业标准要求	40.50	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	52.75	0
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	本工程单井井深 2800m；钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	钻井液循环使用	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5

定性指标					本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标	得分
（1）资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	一开：坂土-CMC 钻井液体系；二开：钾钙基聚合物钻井完井液体系。	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5

		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	沙南作业区建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废弃钻井泥浆采用钻井不落地技术收集，本项目钻井期一开使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液，为环境友好的钻井液，二开使用钾钙基聚合物钻井完井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.8-2　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						本工程	
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重分值**	**评价基准值**	**本工程指标**	**得分**
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	40	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	压裂放喷返排入罐率 100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液排放量	m^3/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5

		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m^3/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m^3/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						**本工程**	
一级指标	**权重值**	**二级指标**			**指标分值**	**本工程指标**	**得分**
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油委托有资质的单位进行清运处置	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	沙南作业区建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他法律法规要求	20

表 3.8-3　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重值**	**评价基准值**	**本工程**	
						本工程指标	**得分**
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	＜65	30

（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	99	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	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	本工程	
								本工程指标	得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	井筒设施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式				采油方式经过综合评价确定	10	注水采油	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭集输工艺	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	沙南作业区建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划					5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	按要求执行	5

		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表3.8-4。

表3.8-4　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≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表3.8-1～表3.8-3计算得出：本工程钻井作业定量指标得分85分，定性指标得分100分，综合评价指数得分91分；井下作业定量指标得分90分，定性指标得分100分，综合评价指数得分94分；采气作业定量指标得分90分，定性指标得分100分，综合评价指数得分94分。清洁生产综合评价指数P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.8.3 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

（2）做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

（4）对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

3.8.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其他部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对的动态过程，因此，保持清洁生产的P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生

产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

（1）建立和完善清洁生产组织；

（2）建立和完善清洁生产管理制度；

（3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

3.9 污染物排放总量控制

3.9.1 总量控制原则

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

3.9.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本项目主要废气污染物为油气输送过程中无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢。

①总量控制指标：VOCs；

②建议考核指标：非甲烷总烃；

（2）废水污染物

本项目生产过程产生的废水主要为采出水、井下作业废水，均由北三台联合站进行处置，处理合格后用于回注油藏，不外排。

3.9.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，为无组织排放，无组织排放量估算量分别为 1.042t/a，本次环评建议本项目不核定污染物总量控制指标。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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°46′～88°44′，北纬43°45′～45°30′，行政区总面积11726km^2。

北三台油田西泉029井区位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距阜康市滋泥泉子镇北偏东约16km，属准东采油厂管辖。中心点经纬度坐标：***。

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。

4.1.3 地质构造

阜康市境内可分为两个构造单元，即南部高山、丘陵区；北部倾斜平原区。

在构造运动上分别为强烈地剥蚀上升区和沉积下陷区，两者之间为山前大断裂带。

山区属东天山北支褶皱山系，构造类型丰富、复杂，孕育着大的断裂带和褶皱带。构造总的分布形式是，从山区至山前为几列复向斜带与隆起破碎带相间排列，由南至北为：

复向斜带：北起煤矿区，南至中山带上界的二叠系沉积层边缘，东西横贯县境，主要由二叠系地层组成，部分轴部出露着三叠系地层。其构造形态十分复杂，总的构造是平行于博格达山的褶皱带，包括有以下构造褶区：三工河向斜、泉水沟背斜、泉水沟向斜、北黄山向斜。

隆起破碎带：位于上述复向斜带以北，并与其平行分布。东至大西沟东岸，形成倾伏拗下，西部在泉水沟地区被妖魔山大断裂超覆而消失，包括有：黄山北斜、大西沟北斜、大西沟向斜、中梧桐沟背斜。以黄山背斜为主体。

复向斜带：位于上述隆起破碎带以北，以黄山背斜北翼二叠纪地层为南界，东西横贯县境，由一系列形成完整的背斜、向斜组成，地层为三叠系——侏罗系地层，包括有：阜康背斜、阜康向斜、南阜康背斜、南阜康向斜、黄山—二工河向斜、中水西沟背斜、南水西沟背斜。

隆起破碎带：分布于上述复向斜带以北，丘陵山地的边缘，以二叠系地层组成的山脊为主体，走向平行于复向斜带，西部一半被第四纪沉积层掩盖，北部也被第四纪沉积层掩盖，出露部分狭窄。褶皱河断层普遍，破碎厉害。

平缓褶皱带：位于乌奇公路附近的倾斜平原区。构造平缓，绝大部分被第四系堆积物掩盖。

地层分布从南到北有由老至新的规律，天山不断上升，山前不断拗陷，使沉积层的沉降中心依照由老到新的顺序逐次北移，呈现明显的规律。出露地层有石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、第三系、第四系。

产业园主要位于平缓褶皱带和其南侧的隆起破碎带区，第四系地层。第四系地层分布于山前丘陵以北的广大地区，有洪积层、洪积—冲积层、冲积层、黄土沉积、沙土堆积。依从老到新的顺序分为中统、新统、现代统。

中统：以洪积层为主，多堆积在山地两旁，在三工河以东广泛分布，组成山岗和高阶地。主要是一套没有胶结或胶结疏松的浅灰绿色砾石层。分选差，砾石、泥沙相同，碎石大小混杂，滚圆度一般为角圆状。成分复杂，有变质岩、砂泥岩、

火成岩、砾径一般在5-10cm，最大的20-30cm。

新统：为洪积—冲积层，广泛分布于平原区与山地交接地带，各河流、干谷出山口处。成分十分复杂，主要为砂土沉积和黄土沉积，富含细砾石、砂。

黄土沉积：分布在甘河子地区的中新生代露头北，呈丘陵拢岗，朝北倾斜。自北向南呈超覆状沉积在老地层上。土黄色砂粒状，以石英、云母为主，具有粘土多孔隙的层理结构，为风成黄土。

现代统：有洪积—冲积沉积层和砂土堆积。

洪积—冲积层：分布在新统的洪积—冲击层以北，主要是一套砂质物质，含有角圆一次圆状小砾石，其成分有变质岩、火成岩。

冲积沉积层：分布在整个平原区，为沙土堆积，混有黄土状沉积。富含有机质的粘土沉积，夹砾石层透镜体以及胶结疏松的冲积淤泥沉积，由南往北，由粗变细。

沙土堆积：分布在唐朝路以北，面积广阔。主要成分是粒状石英，其含量达到90-95%，其次是长石、云母、绿泥石、碳酸盐类矿物，厚度一般在10-30m。

地震烈度：阜康市地震烈度为7度。

产业园规划区位于天山纬向构造带的次级单元——博格达弧形隆与乌鲁木齐沉降带的复合部位。影响产业园的主要地震构造有阜康地震构造带。西起甘泉堡、经大洪沟、甘河子以东沿山体前缘延伸至吉木萨尔，是盆地与山区地貌转折的分界线，全长约120km。该带由阜康南断裂带和有关褶皱组织逆冲褶皱带，晚更新世以来间歇活动，现今地震活动有频度低，强度弱的特点，为一条弱震构造带。规划区地震基本地震为VII度，地震动峰值加速度为0.15g。

4.1.4 水文条件

阜康市市域内地表水、泉水、地下水均发源于南部山区，向北流逝。

（1）地表水

阜康市域内共计有河流7条，自西向东分别为水磨河、三工河、四工河、甘河子河、白杨河、西沟河和黄山河，各河流均发源自山区、流逝于平原，河流主要补给为天山山区的降水和冰雪融水。

该区由于山高坡降大、山区面积小，又处于干旱地区，河流流程短、径流量小，年径流量在各季节内差异很大，7条河流总计年均径流量1.94亿m^3，平均

流量6.16m³/s，年径流量丰枯变幅1.84~1.92倍。河系水文特征参数见表3.1-1。

表3.1-1　阜康市各河系水文特征

河流	河源冰川		河道长度（km）	流域面积（km²）	年径流量（万m³）	年平均流量（m³/s）	年径流模数（l/s/km²）
	条数（条）	面积（km²）					
水磨河	3	0.73	40	228	2032	0.64	2.83
三工河	19	9.79	48	304	5199	1.65	5.42
四工河	4	8.13	40	159	2613	0.83	5.21
甘河子河	11	8.9	70	234	2672	0.85	3.62
白杨河	13	24.5	60	252	6016	1.91	7.57
西沟河	1	2	30		197	0.06	
黄山河	3	1	30	122	688	0.22	1.79

市域内山区和平原均有泉水分布。山区泉水分布在低山及山口一带，泉水以深层裂隙水和河床潜流出露为主要形式。平原泉水以潜水溢出为主要形式，由于地下水的大量开采，部分泉眼干枯或流量减少。

阜康产业园所在区域内有5条河流：四工河、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河，是产业园内企业用水部分水源。“引额济乌”南干渠近期为阜康分配水量5000万m³。产业园工业占用的下游农牧业用水的河系水量，则由“500”水库的供水量置换给下游农牧业同等水量。

阜康产业园规划建设用地范围内有4条河流：甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河。产业园企业地表水水源为四工河和白杨河。

（2）地下水

阜康市境内地下水分布较广，地下水补给源主要为河流的渗漏补给，其次是山区裂隙水和大气降水补给，地下水位埋深随地形坡度南深北浅。地下水随南部、中部、北部地质构造带不同，按分布地区及埋藏情况可划分为裂隙水区、潜水区、承压水区。

裂隙水区位于基岩地区，在高山带由冰川消融水渗漏形成地下潜流，在中下游通过裂隙流出补给河水；在中山带地下水多呈泉流形式补给河流；在低山丘陵带，二迭系砂岩裂隙十分发育，裂隙泉较多。

潜水区位于冲积洪积平原内，地下水埋藏深度由南向北逐步变浅，矿化度逐渐增高，由碳酸盐性水渐变为硫酸盐性水或氯化物性水。其含水层颗粒由上部（山前）卵砾石渐变成中部的粗砾石，到下部（北部平原）为细砾和粗、中、细、粉砂。随着含水层颗粒物的变小，渗透系数也随之变小。地下水埋藏深度南部最深处达100m以上，北部最浅处不足1m或成沼泽。该区域是阜康市地下水源的重

点开发区，70 年代以来，大量提取地下水，地下水位降低，矿化度下降，水质变好。承压水区位于平原北部，沙漠以南，含水层厚 40～60m，由中砂、细砂组成。往沙漠方向，含水层逐渐变薄以至尖灭。

承压水区分布于潜水溢出带以北，北沙漠以南的广大冲洪积平原，主要靠上游潜水侧向补给。其富水性及水质较好，向沙漠方向上，含水层逐渐变薄以至尖灭，富水性减弱，水头降低，在近沙漠地段，有部分承压水不能自流，只能越层补给潜水，排泄以蒸发为主。

根据《阜康市地下水资源评价暨开发利用保护规划》中对地下水的评价，阜康市平原区地下水资源现状可开采量 9206 万 m^3。

4.1.3 水文地质

项目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＞10g/l，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 Cl-SO_4-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 Cl-SO_4-Na 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90～500m^3/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。

4.1.4 气候气象

阜康市地处温带大陆性干旱气候区，但因存在着山地、平原、沙漠的巨大差异，气候也各不相同。在北部的平原、沙漠区呈现出明显的大陆性干旱气候，四季分明，热量丰富，降水稀少，春温高于秋温，年较差、日较差大。在南部山区，不完全具有温带大陆性干旱气候的特征，而表现为冬暖夏凉，无明显的春季和秋季，降水充足，热量不足，冬夏等长的特征，

春季：通常在3月中下旬开春持续到5月下旬末。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，春季多风。

夏季：6月上旬到九月上旬。炎热干燥，空气湿度很小，无闷热感。降水较集中，多阵性风雨天气。

秋季：9月上中旬到11月中下旬。秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。

冬季：11月中下旬到翌年3月中下旬。寒冷漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小，多阴雾天气出现。

阜康市气象站近50年主要气象参数见表3.1-2。

表3.1-2　阜康市区域主要气象参数

气象要素	数据	气象要素	数据
平均气温	7.3℃	年平均风速	1.9m/s
历年极端最高气温	41.1℃	年平均降水量	237.0mm
历年极端最低气温	-34.4℃	日最大降水量	64.0mm
年平均雷暴日数	7.5天	年均相对湿度	62%
年平均雾日数	27.3天	年平均大气压	956.7hPa
年主导风向	西南风	年均蒸发量	1652.2mm
十分钟平均最大风速	15.7m/s	最大冻土深度	1.44m
年最大风速	21m/s	最大积雪深	33cm

4.1.5 矿产资源

阜康市矿产资源主要有煤、石油、铁、溶剂石灰岩、白矾、石灰石、芒硝、石膏、油页岩、硼砂等，其中煤和石油的储量极为丰富。煤矿位于区域内海拔800～1100米的丘陵山区，东起大黄山，西至水磨沟，东西长53km，南北宽5km，

矿区面积280k ㎡。全市煤炭远景储量达84亿吨，其中：炼焦配煤（焦煤）56亿吨，占总储量的66．7%，其主要分布在四工河以东、大黄山以西范围内。动力煤为28亿吨，主要分布在黄草沟至水磨沟之间。煤矿煤层气（瓦斯）储量450亿立方米。新疆准东油田开发基地位于阜康境内，油田储量2．1亿吨，预测储量15亿吨；天然气预测储量1502亿立方米。其他矿产储量：菱铁矿7亿吨，溶剂石灰岩2717万吨，石灰石2068万吨，油页岩11．87亿吨，芒硝2126万吨，磷矿325万吨。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量达标性评价

4.2.1.1 区域环境空气质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选取阜康市天山天池监测站的数据，阜康市2025年SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度分别为7μg/m³、25μg/m³、67μg/m³、37μg/m³；CO 24小时平均第95百分位数为1.6mg/m³，O_3日最大8小时平均第90百分位数为131μg/m³。监测结果及评价见表4.2-1。

表4.2-1 区域空气质量现状评价表 （单位：μg/m³）

项目	平均时段	现状浓度	过渡阶段浓度限值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO_2	年平均	7	60	11.7	/	达标
NO_2	年平均	25	40	62.5	/	达标
PM_{10}	年平均	67	60	111.7	/	超标
$PM_{2.5}$	年平均	37	30	123.3	/	超标
CO（mg/m³）	日平均	1.6	4	40	/	达标
	1小时平均	/	10	/	/	达标
O_3	日最大8小时平均	131	160	81.88	/	达标
	1小时平均	/	200	/	/	达标

由上表可知，阜康市2025年PM_{10}、$PM_{2.5}$年均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表1中过渡阶段二级标准浓度限值，其余各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表1中过渡阶段二级标准浓度限值，项目所在区为不达标区。

4.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

4.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在项目所在地及主导风向下风向范围内设置 2 个监测点进行补充监测，详见表 4.2。

表 4.2-2 项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1	***	项目区下风向 623m	非甲烷总烃、硫化氢
G2	***	项目区下风向 430m	

4.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为特征污染物，为非甲烷总烃、硫化氢。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温等常规气象参数值）。

4.2.2.3 监测时间及频次

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2026 年 9 月 24 日至 9 月 30 日共 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。采样时间及频次见表 4.2-3。

表 4.2-3 各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时间
非甲烷总烃、硫化氢	一次采样	2026 年 9 月 24 日至 9 月 30 日

4.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及国家环保局颁发的《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017））	0.07mg/m^3（以碳计）
2	硫化氢	可见分光光度计 722N	0.005mg/m^3

4.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用占标率法作为评价方法。

$$P_i=\frac{C_i}{Co_i}\times 100\%$$

式中：*Pi*—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci：采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

Coi：第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m^3。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^3 标准进行评价。

（3）评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 4.2-5。

表 4.2-5　项目特征污染物监测结果汇总

污染物	监测点位	平均时间	评价标准/mg/m^3	监测浓度范围/mg/m^3	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
非甲烷总烃	G1	1h	2.0	***	93.5	——	达标
	G2			***	91.5	——	达标
硫化氢	G1	1h	0.01	***	/	——	达标
	G2			***	/	——	达标

由表 4.2-5 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在***mg/m^3 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m^3 标准，未出现超标现象；硫化氢均未检出，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的要求，评价区域现状环境空气质量较好。

4.3 水环境现状调查与评价

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

4.3.1 地下水环境质量现状调查与评价

4.3.1.1 地下水监测点位

本项目位于沙漠腹地，地下水评价范围内地下水源井较少，W4 引用《新疆油田“十五五”发展规划》监测数据，W1~W3、W5~W10 采用实测，地下水监测点与本项目的位置关系详见表 4.3-1。

表 4.3-1　地下水环境监测点布置

编号	监测点位坐标	上下游位置关系	与本项目方位关系与距离	地下水类型	监测类型	水位（m）	采样时间	备注
W1	***	上游	南侧约1.03km	承压水	水质、水位	***	2026年9月29日	实测
W2	***	项目区两侧	XQD4020井东侧约1.4km	承压水	水质、水位	***		实测
W3	***	项目区两侧	供水管线南侧约1.94km	承压水	水质、水位	***		实测
W4	***	下游	XQD4003井北侧约2.7km	承压水	水质、水位	***	2025年10月31	引用
W5	***	下游	B1048井北侧约11.1km	承压水	水质、水位	***	2026年9月29日	实测
W6	***	上游	XQD4005井西南侧约2.5km	承压水	水位	***		实测
W7	***	上游	集油支线南侧约2.1km	承压水	水位	***		实测
W8	***	项目区两侧	供水管线西南侧约4.5km	承压水	水位	***		实测
W9	***	下游	B1048井北侧约12.5km	承压水	水位	***		实测
W10	***	下游	B1048井北侧约13.6km	承压水	水位	***		实测

注：项目所在区域地下水主要为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深＜50m，深部承压水含水层的顶板埋深一般＞100m。项目区域无潜水层。

4.3.1.2 监测项目

pH值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、六价铬、氰化物、挥发酚、氟化物、硝酸盐氮、硫酸盐、汞、砷、铁、锰、铅、镉、石油类、水位。

4.3.1.3 采样及分析方法

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

4.3.1.4 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值对地下水水质进行评价。

（2）评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \left(pH \le 7.0\right)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \left(pHj > 7.0\right)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

（3）监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 4.3-2。

表 4.3-2　地下水监测点监测及评价结果（单位：mg/L，pH 值无量纲）

项目	III类标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH	6.5-8.5	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
总硬度	≤450	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
溶解性总固体	≤1000	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
耗氧量	≤3.0	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氨氮	≤0.5	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
亚硝酸盐氮	≤1.0	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
六价铬	≤0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氰化物	≤0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
挥发酚类	≤0.002	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
氟化物	≤1.0	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硝酸盐氮	≤20	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
硫酸盐	≤250	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
汞	≤0.001	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
砷	≤0.01	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铁	≤0.3	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
锰	≤0.1	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
铅	≤0.01	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
镉	≤0.005	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
石油类	≤0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

由上表结果得：根据各采样井水位，各监测点位于承压水层，监测项目总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、硫酸盐有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

III类标准；超标原因：由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

4.3.2 包气带监测

为了解项目区包气带污染现状，本次环评分别在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近区域设置包气带监测点位。

监测点位置见表 4.3-3。

表 4.3-3　地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	监测点位置	备注
B1	***	西泉 029 井
B2	***	B1037 井
B3	***	XQHW602 井

（1）监测时间与频次

采样日期 2026 年 9 月 25 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

（2）采样方法

每个监测点分别在空地的 0~20cm 埋深处各取 1 个土壤样品，对样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分，监测特征因子。

（3）监测因子

pH 值、汞、砷、六价铬、铅、镉、铜、镍、石油烃等特征污染物浓度。

（4）监测结果

包气带监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　包气带监测及评价结果　单位：mg/L（pH 除外）

检测因子	单位	西泉 029 井（B1）	B1037 井（B2）	XQHW602 井（B3）
		20cm	20cm	20cm
pH 值	无量纲	***	***	***
汞	μg/L	***	***	***
砷	μg/L	***	***	***
铅	mg/L	***	***	***
镉	mg/L	***	***	***
铜	mg/L	***	***	***
镍	mg/L	***	***	***
锌	mg/L	***	***	***
六价铬	mg/L	***	***	***
可萃取性石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/L	***	***	***

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

（1）监测布点

本项目对区域进行现场监测，监测点共9个。

表4.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位		监测点位坐标	监测因子
N1	采油井	XQD4003井	***	LAeq
N2		XQD4011井	***	LAeq
N3		XQD4016井	***	LAeq
N4		XQD4007井	***	LAeq
N5	老井转注	XQHW601井	***	LAeq
N6	12井式一体化自动选井计量装置		***	LAeq
N7	衡撬装配水间		***	LAeq

（2）监测日期、频率

2026年9月24日、25日进行了现场监测，连续一天，昼间、夜间各监测1次，每次20分钟。

（3）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定执行。

4.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表4.4-2。

表4.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB（A））

测点序号	测量时段	等效A声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N2	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N3	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N4	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N5	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N6	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0
N7	昼间	***	60	0
	夜间	***	50	0

由检测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声环境

质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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），拟建工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目布设土壤监测点。

根据 2.5.4 小结，本项目占地类型为小型，评价范围内有牧草地，周边的土壤环境为敏感，为污染影响型一级评价，则污染影响型布设 11 个采样点，占地范围内布设 5 个柱状样点，2 个表层样，占地范围外布设 6 个表层样（1.0km 范围内）；根据以往报告书土壤为生态影响型敏感区域，为生态影响型一级评价，生态影响型共布设 11 个采样点，占地范围内布设 5 个表层样，占地范围外布设 6 个表层样（5km 范围内）。污染影响型和生态影响型可重复样点，因此，本项目共布设 16 个样点，占地范围内布设 5 个柱状样点，5 个表层样，占地范围外布设 6 个表层样。监测项目及布点见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤监测点位布设表

编号	位置/井号	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	XQD4016 井	***	***	柱状样	项目占地范围内	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T2	XQD4011 井	***	***	柱状样		
T3	XQD4009 井	***	***	柱状样		
T4	B1048 井	***	***	柱状样		
T5	XQD4005 井	***	***	柱状样		
T6	油气均衡增压一体化装置	***	***	表层样（灰漠土）		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油
T7	B1036 井	***	***	表层样（风沙土）		

						烃、土壤盐分含量
T8	12 井式多通阀撬	***	***	表层样		pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T9	2#阀池	***	***	表层样		
T10	XQHW601 井单井集油管线	***	***	表层样		
T11	12 井式多通阀撬南侧约 210m	***	***	表层样	项目占地范围外	pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌、土壤盐分含量
T12	衡撬装配水间东南侧约 311m	***	***	表层样		
T13	B1047 井西南侧约 253m	***	***	表层样		
T14	XQD4019 井北侧约 500m	***	***	表层样		
T15	XQHW602 井东南侧约 600m	***	***	表层样		
T16	注水支线东侧约 527m	***	***	表层样		

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

4.5.2 监测时间及频次

监测时间：委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，采样时间为 2026 年 9 月 24 日。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

4.5.3 采样要求及分析方法

要求：①表层样：在 0~0.2m 处取样；②柱状样：在 0~0.5m、0.5m～1.5m、1.5m～3m、3m 以下处分别采样。

监测分析方法：①占地范围内建设用地：按《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）；②项目占地范围外土壤环境质量参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 4 中的土壤污染物分析方法执行。

4.5.4 监测结果及评价

项目区土壤颜色为黄色，质地为砂土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表 4.5-2。土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-2 至表 4.5-7。

表 4.5-2　土壤理化性质调查表

点号	实验室测定				
	氧化还原电位（mV）	渗滤率（mm/min）	容重（g/cm³）	总孔隙度（%）	阳离子交换量（cmol+/kg）
T1	***	***	***	***	***
T2	***	***	***	***	***
T3	***	***	***	***	***
T4	***	***	***	***	***
T5	***	***	***	***	***
T6	***	***	***	***	***
T7	***	***	***	***	***
T8	***	***	***	***	***
T9	***	***	***	***	***
T10	***	***	***	***	***
T11	***	***	***	***	***
T12	***	***	***	***	***
T13	***	***	***	***	***
T14	***	***	***	***	***
T15	***	***	***	***	***
T16	***	***	***	***	***

表 4.5-3　土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值		筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T6（0-0.2m）	T7（0-0.2m）		
重金属和无机物					
1	砷	***	***	60	达标
2	镉	***	***	65	达标
3	铬（六价）	***	***	5.7	达标
4	铜	***	***	18000	达标
5	铅	***	***	800	达标
6	汞	***	***	38	达标
7	镍	***	***	900	达标
挥发性有机物					
8	四氯化碳	***	***	2.8	达标
9	氯仿	***	***	0.9	达标
10	氯甲烷	***	***	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	***	***	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	***	***	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	***	***	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	***	***	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	***	***	54	达标
16	二氯甲烷	***	***	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	***	***	5	达标

序号	污染物项目	检测值		筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T6（0-0.2m）	T7（0-0.2m）		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	6.8	达标
20	四氯乙烯	***	***	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	***	***	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	***	***	2.8	达标
23	三氯乙烯	***	***	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	***	***	0.5	达标
25	氯乙烯	***	***	0.43	达标
26	苯	***	***	4	达标
27	氯苯	***	***	270	达标
28	1,2-二氯苯	***	***	560	达标
29	1,4-二氯苯	***	***	20	达标
30	乙苯	***	***	28	达标
31	苯乙烯	***	***	1290	达标
32	甲苯	***	***	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	***	***	570	达标
34	邻二甲苯	***	***	640	达标
半挥发性有机物					
35	硝基苯	***	***	76	达标
36	苯胺	***	***	260	达标
37	2-氯酚	***	***	2256	达标
38	苯并[a]蒽	***	***	15	达标
39	苯并[a]芘	***	***	1.5	达标
40	苯并[b]荧蒽	***	***	15	达标
41	苯并[k]荧蒽	***	***	151	达标
42	䓛	***	***	1293	达标
43	二苯并[a,h]蒽	***	***	1.5	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	***	***	15	达标
45	萘	***	***	70	达标
其他项目					
46	pH 值	***	***	/	/
47	石油烃	***	***	4500	达标
48	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	/	/

注：ND 表示未检出。

表 4.5-4　土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值												筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T1 (0-0.5m)	T1 (0.5-1.5m)	T1 (1.5-3m)	T1 (3m 以下)	T2 (0-0.5m)	T2 (0.5-1.5m)	T2 (1.5-3m)	T2 (3m 以下)	T3 (0-0.5m)	T3 (0.5-1.5m)	T3 (1.5-3m)	T3 (3m 以下)		
重金属和无机物															
1	砷	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	60	达标
2	镉	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	65	达标
3	铬（六价）	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	5.7	达标
4	铜	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	18000	达标
5	铅	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	800	达标
6	汞	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	38	达标
7	镍	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	900	达标
其他项目															
8	pH 值	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/
9	石油烃	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	4500	达标
10	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/

注：ND 表示未检出。

表 4.5-5　土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值								筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T4 (0-0.5m)	T4 (0.5-1.5m)	T4 (1.5-3m)	T4 (3m 以下)	T5 (0-0.5m)	T5 (0.5-1.5m)	T5 (1.5-3m)	T5 (3m 以下)		
重金属和无机物											

序号	污染物项目	检测值								筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T4 (0-0.5m)	T4 (0.5-1.5m)	T4 (1.5-3m)	T4 (3m 以下)	T5 (0-0.5m)	T5 (0.5-1.5m)	T5 (1.5-3m)	T5 (3m 以下)		
1	砷	***	***	***	***	***	***	***	***	60	达标
2	镉	***	***	***	***	***	***	***	***	65	达标
3	铬（六价）	***	***	***	***	***	***	***	***	5.7	达标
4	铜	***	***	***	***	***	***	***	***	18000	达标
5	铅	***	***	***	***	***	***	***	***	800	达标
6	汞	***	***	***	***	***	***	***	***	38	达标
7	镍	***	***	***	***	***	***	***	***	900	达标
其他项目											
8	pH 值	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/
9	石油烃	***	***	***	***	***	***	***	***	4500	达标
10	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	***	***	***	***	***	***	/	/

表 4.5-6　土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值			筛选值 GB 36600-2018	是否达标
		T8 (0-0.2m)	T9 (0-0.2m)	T10 (0-0.2m)		
重金属和无机物						
1	砷	***	***	***	60	达标
2	镉	***	***	***	65	达标
3	铬（六价）	***	***	***	5.7	达标
4	铜	***	***	***	18000	达标
5	铅	***	***	***	800	达标
6	汞	***	***	***	38	达标
7	镍	***	***	***	900	达标
其他项目						
8	pH 值	***	***	***	/	/
9	石油烃	***	***	***	4500	达标
10	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	***	/	/

注：1.ND 表示未检出；

表 4.5-7　土壤检测结果表（占地范围外）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值						筛选值 GB15618-2018	是否达标
		T11 (0-0.2m)	T12 (0-0.2m)	T13(0-0.2m)	T14(0-0.2m)	T15(0-0.2m)	T16(0-0.2m)		
重金属和无机物									
1	砷	***	***	***	***	***	***	25	达标
2	镉	***	***	***	***	***	***	0.6	达标
3	总铬	***	***	***	***	***	***	250	达标
4	铜	***	***	***	***	***	***	100	达标
5	铅	***	***	***	***	***	***	170	达标
6	汞	***	***	***	***	***	***	3.4	达标
7	镍	***	***	***	***	***	***	190	达标
8	锌	***	***	***	***	***	***	300	达标
其他项目									
9	pH 值	***	***	***	***	***	***	/	/
10	石油烃	***	***	***	***	***	***	4500	达标
11	水溶性盐总量（g/kg）	***	***	***	***	***	***	/	/

根据监测结果，占地范围外土壤环境质量监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值（pH＞

7.5）要求，占地范围内的土壤监测点的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能定位

根据《新疆生态功能区划》（2004年8月），本工程所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，II5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，28．阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。主要生态功能区目前存在的问题，生态敏感性及保护发展方向如下表4.6-1。

表4.6-1　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	II5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	28．阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理	农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

4.6.1.2 荒漠生态系统

评价区域属于新疆北部地区准噶尔盆地荒漠生态系统，调查评价范围面积540.43hm^2。准噶尔盆地荒漠生态系统中的灌木荒漠以梭梭林群系荒漠植被为主，以及地带性沙漠植被、非地带性草甸、灌丛和疏林等植物群落组成，含沙生、耐沙植被、盐土植被。土壤为典型沙土和盐渍化土，属于典型的沙生荒漠。

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

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

4.6.2 植被现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。该区域植被组成简单、分布不均，种类贫乏。评价区常见的高等植物隶属于 13 科 41 种，见表 4.6-2。

表 4.6-2　区域内主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布	
		沙丘	丘间地
一、麻黄科	*Ephedraceae*		
蛇麻黄	*Epheda* distachya*a*	+	+
中麻黄	*Ephedra intermedia*	+	+
二、禾本科	*Gramineae*		
东方旱麦草	*Eremopyrum orientale*	++	-
羽毛三芒草	*Aristida pennata*	++	
施母草	*Schismus arabicus*	++	
沙生蝇子草	*Silene olgiana*	+	
三、莎草科	*Cyperaceae*		
囊果苔草	*Carex physodes*	++	
四、蓼科	*Polygonaceae*		
白杆沙拐枣	*Calligonum leucocladum*	++	+
红皮沙拐枣	*Calligonum mongolicum*	++	+
五、藜科	*Chenopodiaceae*		
沙米	*Agriophyllum* squarrosum	++	+
犁苞滨藜	*Atriplex dimorphostegia*）	++	+
细枝盐爪爪	*Kalidium gracile Fenzl*	++	-

角果藜	*Ceratocarpus arenarius*	++	+
对节刺	*Horaninowia ulicina*	++	
白梭梭	*Haloxylon persicum*	++	-
梭梭	*Haloxylon a modendron*	-	++
钠猪毛菜	*Salsola nitraria*	++	-
浆果猪毛菜	*Salsola foliosa*	-	+
碱蓬	*Suaeda spp.*	+	+
叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	+	
绒藜	*Londesia erantha*	+	
短叶假木贼	*Abrevifolia*	++	
六、十字花科	*Cruciferae*		
荒漠庭荠	*Alyssum desertorum*	++	+
四齿芥	*Tetracme quadricornis*	++	+
长齿四齿芥	*Tetracme recurvata*	++	+
灰白糖芥	*Erysimum cheiranthides*	++	+
螺喙荠	*Goldbachia sabulosus*	++	+
扭果芥	*Torularia torulosa*	++	+
卷果涩芥	*Malcolmia scorpioides*	++	+
七、柽柳科	*Tamaricaceae*		
琵琶柴	*Reaumuria soongorica*		+
多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*		+
八、菊科	*Compositae*		
苦艾蒿	*Artemisia santolina*	++	-
沙蒿	*Artemisia desertorum Spreng*	++	+
绢蒿	*S.santolinum*	++	-
散枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*	++	+
糊涂粉苞菊	*Chondrilla ambigua*	+	+
九、百合科	*Liliaceae*		
独尾草	*Eremus anisopterus*	++	
十、伞形科	*Umbelliferae*		
簇花芹	*Ferula sibirica*	++	
十一、大戟科	*Euphorbiaceae*		
沙生大戟	*Euphorbia turczaninowii*	++	
十二、蒺藜科	*Zygophyllaceae*		
白刺	*Nitraria sibirica*		+
十三、豆科			
混黄芪	*Astragalus commixtus*	+	

注：++多见，+少见，-偶见。

项目所在地区内分布的是典型的荒漠植物及优良固沙植物，根据现场踏勘，本项目占地范围内为红皮沙拐枣荒漠，结合《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号），本项目不占用、不破坏国家及新疆地方重

点保护植物。

4.6.2.2 项目区植被现状评价

（1）项目区植被概况

根据现场调查及资料分析表明，项目区组成群落的植物种类很少，群落结构比较简单。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，评价区植被类型主要为红砂荒漠、紫花苜蓿草原和戈壁针茅草原等，植物群落结构为水平结构，覆盖度约30%～40%。评价区域内植被类型见表 4.6-3。

表 4.6-3　评价区植被类型统计表

植被类型	面积（hm^2）	占评价区面积比例（%）
红砂荒漠	407.45	52.12
戈壁针茅草原	184.46	23.60
紫花苜蓿草原	89.06	11.39
小蓬荒漠	6.55	0.84
栽培植被	62.69	8.02
无植被区	31.49	4.03
合计	781.7	100

（2）植物多样性调查

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态影响二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个。项目位于地方公益林地，地表植被主要以荒漠植被为主，通过建设单位协助，2026 年 10 月 19 日在项目区共设置 3 个 5m×5m 的灌木样方（样方法），记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度等信息。植被覆盖度采用目测法和照相法相结合的方式观测。利用较高像素相机获取植被覆盖的数码照片，重复拍摄 2～3 次，最后分别计算每张相片植被覆盖度，取其平均值作为样方植被覆盖度。对于相机不易识别的区域，采用目测法观测植被覆盖度。样方调查见表 4.6-4。结合调查结果和区域相关资料，明确项目区植被类型和生物多样性。

表 4.6-4　本项目样方调查表

样方	坐标	海拔（m）	植被类型	样方尺寸	植被种类	盖度（%）	高度（cm）	多度（株、丛）
样方 1	***	534	灌木林地	5m×5m	细枝盐爪爪	50	69	5
样方 2	*** ***	539	灌木林地	5m×5m	多枝柽柳	77	178	4
					叉毛蓬	3	49	27

样方 3	***	539	灌木林地	5m×5m	多枝柽柳	35	193	1
					琵琶柴	10	52	1
					叉毛蓬	5	31	42

通常选择物种丰富度指数（S）、物种多样性指数、均匀度指数三类作为衡量植物多样性的方法。其中：物种丰富度指数（richness index），用一定样方大小内的物种数（S）表示。物种多样性指数（species diversity index），采用 Simpson 多样性指数（DS）和 Shannon-Wiener 指数（H）。均匀度指数（Evenness index），采用 Pielou 均匀度指数，以 Shannon-Wiener 指数为基础的 Pielou 均匀度指数（JP）。

Simpson 多样性指数（DS） $DS = 1 - \sum_{i=1}^{s} p_i^2$

Shannon-Wiener 多样性指数（H） $H = -\sum_{i=1}^{s} p_i \ln p_i$

Pielou 均匀度指数（JP） $JP = H/\ln S$

上述式中，Pi 为第 i 种的个体在样方中占全部个体的比例；S 为样方内出现的物种数。

表 4.6-5 评价区样方生物多样性指数

地点	样方	物种数（S）	Simpson 多样性指数	Shannon-Wiener 多样性指数	Pielou 均匀度指数
西泉 029	样方 1	1	0	0	-
	样方 2	2	0.2248	0.3845	0.5548
	样方 3	3	0.0878	0.2164	0.1970

从表 4.6-4、表 4.6-5 可以看出，样方 1 仅细枝盐爪爪 1 个物种，群落为单优种群落，多样性指数为 0，物种多样性最低，群落结构最简单。样方 2 包含多枝柽柳、叉毛蓬 2 种，Shannon、Simpson 指数高于样方 1；均匀度 0.5548，两个物种多度差距较大（叉毛蓬占绝大多数），均匀度中等。样方 3 虽然物种数最多（3 种），多度上叉毛蓬占绝对优势（42 丛），柽柳、琵琶柴仅各 1 丛，个体数量极不均衡；因此 Shannon、Simpson 指数反而低于样方 2，均匀度很低（0.1970）。

该区域盐生荒漠群落总体多样性偏低；多度分布均匀程度对多样性影响很大；调查区域以盐生灌木+一年生盐生草本构成，优势种突出，伴生种个体稀少，是新疆盐碱荒漠典型特征。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物类型

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。项目区及周围区域共栖息主要野生脊椎动物35种，其中爬行类3种、鸟类7种、哺乳类10种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。具体见表4.6-6。

表4.6-6　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、爬行类			
变色沙蜥	*Phrynocephalus versicoloor*	+	+
东疆沙蜥	*P．grumgriximaloi*	++	+
快步麻蜥	*Eremisa velos*	++	+
二、鸟类		+	+
毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	+	+
黑腹沙鸡	*Pterocles orientalis*	+	+
短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	+	+
小沙百灵	*C．rufescens*	+	+
凤头百灵	*Galerida cristata*	+	+
沙即鸟	*Oenanthe isabellina*	+	+
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	+	+
三、哺乳类		+	+
大耳虫胃	*Hemiechinus auritus*		
草兔	*Lepus capensis*		+
小五趾跳鼠	*Allactage elater*	+	+
西伯利亚五趾跳鼠	*A．sibirica*	+	+
小地兔	*Alactagullus pygnaeus*	+	+
毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*	+	+
大沙鼠	*Rhombomys opimus*	+	+
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	++	+
红尾沙鼠	*M．libycus*	++	+
柽柳沙鼠	*M．tamariscinus*		+

注：++多见，+少见，-偶见。

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021年版）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75号，项目区无国家和自治区重点保护野生动物。

（2）野生动物现状评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态影响二级评

价每种生境类型设置的野生动物调查不少于3条。本项目设置3条野生动物调查样线，项目样线设置情况见表4.6-7。

样线调查要求：根据设定好的路线，人工现场沿线调查，观测周边是否有野生动物出没，发现野生动物时，通过及时抓拍并保留影像资料，单条样线来回2次，记录所见到的动物种类和数量。

表4.6-7　项目区沿线样线调查表

序号	起点坐标	终点坐标	行程距离（m）	海拔高度（m）	平均速度（km/h）	调查方式	样线内观测内容
样线1	***	***	709	539	1.6	徒步	无
样线2	***	***	1012	536	2.3	徒步	无
样线3	***	***	739	540	1.1	徒步	小五趾跳鼠4只

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

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

4.6.4 土壤类型及特征

根据现场调查和新疆土壤类型分布图，本项目所在区域土壤类型主要为灰漠土和风沙土。

表4.6-8　评价区土壤类型统计表

土壤类型	面积（hm^2）	占评价区面积比例（%）
灰漠土	644.41	82.44
风沙土	137.29	17.56
合计	781.7	100

灰漠土：是石膏-盐层土中稍微湿润的类型。分布在漠境边缘地带内蒙古河套平原、宁夏银川平原的西北角，新疆准噶尔盆地沙漠的南北两边山前倾斜平原、古老冲积平原和剥蚀高原地区，甘肃河西走廊的西段也有一部分，实际分布的面积并不大。在相邻关系上，东面北段连接荒漠草原的棕钙土，南段连接灰钙土，

西边和南边与灰棕漠土和风沙土连接，北边直抵国界；新疆准噶尔盆地的北边、南边均与棕钙土连接，中心部分为固定、半固定风沙土组成的古尔班通古特沙漠。

土壤的砾质化程度很弱，这主要是它的成土母质大多数是黄土的原因。砂砾石母质也有一部分，但含砾石比较少。在草长得比较多的地段，还可见到少量鼠类活动的洞隙和小土包，这在其它漠土上是很少有的。表土孔状结皮发育得很好，上边具有不规则或多角形的裂纹，沿纹生长一些黑色地衣、藻类低等植物，使附近形成粗糙的黑色薄皮；下边的孔隙像蜂窝，从上到下变小和减少。结皮厚度1cm~4cm不等，浅灰或棕灰色，干燥松脆，易顺着上边的裂纹开裂散碎。下面的薄片或鳞片状结构厚1cm~5cm，孔隙更少，松散易碎。在沙性大和积沙较多地段，这种结皮发育不好，甚至没有。紧实层厚5cm~15cm，呈褐棕色或黄棕色，结构为块状或柱状，粘粒含量达20%~28%，比上下土层约多5%~10%。铁稍多一点。中、下部常有斑点状、假菌丝状或斑块状不明显的钙积层，碳酸钙含量为10%~20%，比上部孔状结皮中的多1倍左右，说明它具有轻微淋溶作用。石膏和盐分聚积在40cm或60cm以下，以80cm~100cm深处较多，有的还出现几层石膏。石膏一般呈白色小结晶或晶簇状态，含量高低不一。内蒙古地区的偏低，不足1%；新疆地区的偏高，在2%~8%之间，最高的可达14%。盐分呈脉纹状乳白色结晶，含量为0.5%~2%，也是内蒙古地区偏低。盐分组成多属氯化物为主或硫酸盐为主的混合类型，但含重碳酸盐较多，一般为0.03%~0.08%。包括表土孔状结皮在内，都有一定碱化现象，碱化度10%~20%。土壤呈强碱性反应，pH8.5~10，以紧实层为最高。

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

风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的80%～90%以上，而粗砂粒、

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

4.6.5 土地利用现状与评价

根据现场踏勘及相关资料，本项目区位于油田已开发区，部分埋设了输油、注水管线，以及伴行公路、电力线及处理站等。并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，评价区土地利用类型主要包括灌木林地、天然牧草地、人工牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地等，其中灌木林地占总评价区面积的52.12%。

本项目占用的土地利用类型为灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）、采矿用地和工业用地。

表4.6-9　评价区土地利用类型统计表

植被类型	面积（hm^2）	占评价区面积比例（%）
灌木林地	407.45	52.12
天然牧草地	184.46	23.60
人工牧草地	89.06	11.39
其他草地	6.55	0.84
水浇地	62.69	8.02
村庄	0.97	0.12
工业用地	23.28	2.98
道路用地	1.03	0.13
采矿用地	4.22	0.54
裸地	1.99	0.25
合计	781.7	100

4.6.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查

4.6.6.1 区域沙化现状调查

根据《新疆第六次沙化监测报告》，新疆国土总面积为16648.97万公顷，本次沙化监测区面积为15689.13万公顷，沙化监测区分布在14个地州市，88个县市（区）、10个自治区直辖市共98个行政区域。监测结果显示：沙化土地

面积 7468.21 万公顷，占监测区总面积 47.60%，具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万公顷，占监测区总面积 2.79%，非沙化土地面积 7782.95 万公顷，占监测区总面积 49.61%。沙化土地面积占比较大的地州市主要有巴音郭楞蒙古自治州、和田地区、哈密市、阿克苏地区和吐鲁番市，这五个地州市沙化土地总面积 5837.19 万公顷，占全区沙化土地总面积 78.17%，其中巴音郭楞蒙古自治州为 2492.12 万公顷，占新疆沙化土地面积 33.37%；和田地区为 1308.88 万公顷，占新疆沙化土地 17.53%；哈密市为 929.55 万公顷，占新疆沙化土地面积 12.45%，阿克苏地区 615.56 万公顷，占新疆沙化土地面积 8.24%，吐鲁番市 491.08 万公顷，占新疆沙化土地面积 6.58%。其它九个地州市及自治区直辖县级市行政区沙化土地总面积 1631.02 万公顷，占新疆沙化土地面积的 21.83%。

本项目属于古尔班通古特沙漠，古尔班通古特沙漠面积 57473 平方千米，占全疆沙漠的 13.04%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由五片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。沙漠中的沙化土地面积 521.58 万公顷，其中：流动沙地 11.53 万公顷，半固定沙地 107.34 万公顷，固定沙地 396.65 万公顷，沙化耕地 6.06 万公顷。

该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。盆地具有同心圆的环带状形式的地质结构和地貌特征，由外向内可有规律的划分为山地—丘陵—山前洪积、冲积砾质戈壁-下陷盆地砂质荒漠的地貌基质带。由山地产生的河流向盆地中心汇集成向心水系，地下水主要是山麓侧向渗透补给和平原降雨与积雪入渗补给。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月型沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100~120mm（沙漠中年蒸发量 1400~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、柽柳和一些草本植物。

阜康市沙化土地面积统计情况见表 4.6-10。

4.6.6.2 水土流失现状调查

根据新水水保〔2019〕4号文件，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目位于昌吉回族自治州阜康市，阜康市属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

表4.6-10　项目涉及区域沙化土地动态变化情况　　（单位：公顷）

统计单位	监测总面积	沙化土地面积												具有明显沙化趋势的土地	其他土地类型面积
		小计	流动沙地（丘）	半固定沙地（丘）			固定沙地（丘）			沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘（劣地）	戈壁		
				计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地						
阜康市	852991.23	452736.28	5711.89	108886.64	6828.48	102058.16	31652 3.89	57906.54	258617.35	3457.99	/	/	18155.8	7999.09	392255.86

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）在管线敷设、计量站建设、供配电线路架设等在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为NOx、SO_2、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设、计量站建设、注水站建设、配水间建设及供配电线路架设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

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

（1）风力扬尘

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

堆场扬尘量的经验计算公式为：

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

式中：Q—起尘量，kg/t·a；

V_{50}—距地面50m处风速，m/s；

V_0—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表5.1-1。由

表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250μm 时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1　不同粒径尘粒的沉降速度

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

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

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

（2）车辆行驶扬尘

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

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

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m^2。

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

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量

越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2　不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m²)	0.2 (kg/m²)	0.3 （kg/m²）	0.4 （kg/m²）	0.5 （kg/m²）	1.0 (kg/m²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

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

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

表 5.1-3　施工场地洒水抑尘实验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/m³）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO_2。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO_2 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，

均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

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

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

5.1.2 运营期环境影响分析

本项目运营期正常工况下注水井、注水管线、配水间无大气污染物排放。

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

（1）预测模式

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

（2）预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-4。

表 5.1-4　本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

序号	污染源名称	海拔（m）	矩形面源			年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率（kg/h）	
			长度（m）	宽度（m）	有效高度（m）			污染物	排放速率
1	单井井场	536	85	65	1.5	8760	正常	NMHC	0.0083
2	2 井平台#1	537	95	65	1.5	8760	正常	NMHC	0.0083
3	2 井平台#2	535	35	25	1.5	8760	正常	NMHC	0.013
4	3 井式平台	536	45	25	1.5	8760	正常	NMHC	0.013
5	5 井式平台	534	125	65	1.5	8760	正常	NMHC	0.024
6	油气均衡增压一体化装置	535	35	29	1.5	8760	正常	NMHC	0.0064
7	计量站	536	30	20	1.5	8760	正常	NMHC	0.0089
8	阀池	541	2.0	2.0	1	8760	正常	NMHC	0.0024

（3）估算模型参数

本项目估算模型参数见表5.1-5。

表5.1-5 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/℃		41.4
最低环境温度/℃		-34.4
土地利用类型		灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（4）预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表5.1-6。

表 5.1-6　非甲烷总烃预测结果表（1）　　单位：μg/m³

下风向距离/m	单井井场		2 井平台#1		2 井平台#2		3 井式平台	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
25	24.494	1.22470E+000	23.384	1.16920E+000	133.56	6.67800E+000	118.75	5.93750E+000
50	33.414	1.67070E+000	31.53	1.57650E+000	135.51	6.77550E+000	134.56	6.72800E+000
75	37.973	1.89865E+000	36.239	1.81195E+000	103.52	5.17600E+000	104.03	5.20150E+000
100	37.68	1.88400E+000	32.123	1.60615E+000	88.174	4.40870E+000	88.245	4.41225E+000
150	26.489	1.32445E+000	26.114	1.30570E+000	66.06	3.30300E+000	66.114	3.30570E+000
200	22.632	1.13160E+000	22.623	1.13115E+000	53.186	2.65930E+000	53.239	2.66195E+000
500	11.303	5.65150E-001	11.311	5.65550E-001	20.362	1.01810E+000	20.369	1.01845E+000
1000	5.1756	2.58780E-001	5.1762	2.58810E-001	8.6568	4.32840E-001	8.6574	4.32870E-001
1500	3.1269	1.56345E-001	3.1274	1.56370E-001	5.0841	2.54205E-001	5.0845	2.54225E-001
2000	2.2176	1.10880E-001	2.2178	1.10890E-001	3.4708	1.73540E-001	3.471	1.73550E-001
下风向最大质量浓度及占标率	37.973	1.89865E	36.264	1.81320	144.52	7.22600	139.86	6.99250
D10%最远距离/m	0		0		0		0	
最大浓度落地点距离/m	70		74		37		40	

表 5.1-6　非甲烷总烃预测结果表（2）　　单位：μg/m³

下风向距离/m	5 井式平台		油气均衡增压一体化装置		计量站		阀池	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
25	62.454	3.12270E+000	58.655	2.93275E+000	116.35	5.81750E+000	95.302	4.76510E+000

50	80.452	4.02260E+000	62.418	3.12090E+000	104.55	5.22750E+000	53.962	2.69810E+000
75	95.892	4.79460E+000	48.833	2.44165E+000	77.632	3.88160E+000	38.772	1.93860E+000
100	92.289	4.61445E+000	41.796	2.08980E+000	64.938	3.24690E+000	30.272	1.51360E+000
150	76.063	3.80315E+000	31.748	1.58740E+000	47.95	2.39750E+000	19.927	9.96350E-001
200	65.901	3.29505E+000	25.788	1.28940E+000	38.171	1.90855E+000	14.306	7.15300E-001
500	33.007	1.65035E+000	10.081	5.04050E-001	14.261	7.13050E-001	4.5163	2.25815E-001
1000	15.087	7.54350E-001	4.3277	2.16385E-001	6.0126	3.00630E-001	1.805	9.02500E-002
1500	9.1126	4.55630E-001	2.5417	1.27085E-001	3.5312	1.76560E-001	1.048	5.24000E-002
2000	6.4598	3.22990E-001	1.7351	8.67550E-002	2.4106	1.20530E-001	0.7113	3.55650E-002
下风向最大质量浓度及占标率	97.187	4.85938	65.44	3.27200	118.53	5.92650	139.4	6.97000
D10%最远距离/m	0		0		0		0	
最大浓度落地点距离/m	82		39		28		11	

根据表5.1-6预测结果可知，各井场、计量站、油气均衡增压一体化装置、阀池非甲烷总烃最大贡献浓度为144.52μg/m³，最大浓度出现的距离为下风向37m，最大占标率为7.2260%。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（4.0mg/m³），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.1 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表5.1-7。

表5.1-7　大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输	非甲烷总烃	采用密闭集输流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0mg/m³	1.042t/a

5.1.2.2 运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据大气环境影响预测评价结论，区域环境空气中非甲烷总烃满足《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（4.0mg/m³）。

5.1.2.3 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表5.1-8。

表5.1-8　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□	边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□	＜500t/a□
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃）		包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$☑

评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D□	其他标准□			
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□				
	评价基准年	（2025）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据☑	现状补充监测☑				
	现状评价	达标区□	不达标区☑					
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□			
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□	边长 5～50km□	边长=5km☑				
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）	包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑					
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑	$C_{本项目}$最大占标率＞100%□					
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大占标率＞10%□				
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□	$C_{本项目}$最大占标率＞30%□				
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h	$c_{非正常}$占标率≤100%□	$c_{非正常}$占标率＞100%□				
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□	$C_{叠加}$不达标□					
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□	k＞-20%□					
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测□ 无组织废气监测☑	无监测□				
	环境质量	监测因子：（非甲烷总烃）	监测点位数（1）	无监测□				

	监测				
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO_2：（0）t/a	NO_x：（0）t/a	颗粒物：（0）t/a	VOCs：（1.042）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.1.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

本项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，无钻井废水产生。项目施工期废水主要为：射孔液、压裂返排液和管道试压废水。

（1）废射孔液

本项目油井投产前需进行射孔作业以提高产量，射孔液与采出液一起管输至北三台联合站处理，不外排。

（2）压裂返排液

本项目油井投产前需进行压裂作业以提高产量，进行压裂作业过程中将产生废压裂液，本项目共产生压裂返排液2600m^3，产生的压裂返排液由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

（3）管道试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 运营期废水影响分析

（1）正常状况

在运营期内，项目产生的采出水、井下作业废水经北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排，不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的废水对地表水无影响。

（2）事故状况

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响的事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油100%回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 区域水文地质条件

项目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＞10g/L，水化学类型主要以Cl-Na型和Cl-SO_4-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Cl-SO4-Na型为主；富水性极不均匀，单井涌水量90～500m^3/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。

评价区域地下水主要以地面河流的渗漏及田间渗漏为主要补给来源。地下水埋深约10~50m，地下水储藏丰富，其水质较好，矿化度小于1g/L，水化学类型为HCO_3-Na-Ca型。地下水径流方向基本由南向北，含水层以粉细砂、粗砂为主。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工对地下水的影响。

5.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目钻井采用水基钻井液，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有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-1.8m，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。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响很小。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

中国石油新疆油田分公司开发公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合站处理，不会对地下水产生不利影响。

5.3.3.2 油田采出水对地下水的影响

根据开发方案，本项目采出水进入北三台联合站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。

北三台联合站采出水处理系统设计处理规模为2500m^3/d，目前实际处理量约1600m^3/d，本项目采出水和井下作业废液产生量日最大为30.69m^3，因此北三台联合站可满足本区块新增采出废水处理要求，采出水经北三台联合站处理达标后用于回注油藏，不排入外环境。

5.3.3.3 落地油对地下水的影响

本项目钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行100%的回收。本项目地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在0～20cm的表层，最大下渗一般不会超过1m。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油100%回收。

5.3.3.4 含油污泥对地下水的影响

本项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，定期委托有资质的单位处置。正常情况下不会对当地地下水产生影响。

5.3.3.5 开采、回注前后对地下水流场的影响

本项目油井、注水井在施工过程中采用二开井身结构，钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染，表层套管采用G级水泥浆双胶塞固井，水泥浆返至地面，技术套管采用（超低密度+低密度）抗水侵双凝双密度水泥浆体系常

规工艺固井，水泥浆返至地面，确保安全封闭此深度内的地下水层，完井方式采用Φ245mm×Φ140mm×21MPa正规套管固井完井。根据地下水赋存条件、水力性质及水力特征，北三台油田区域主要赋存第三系碎屑岩类承压水，其中浅层承压水含水层顶板埋深小于50m，含水层为泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于100m，含水层岩性为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。本项目注水井选用25MPa的注水井口，注水井井口最大注入压力不超过23.72MPa，井口装置结构完整、密封良好，压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求，注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面，注水井开注前应进行试注，要求注入水与注入层岩性及地层水配伍性好、不会形成二次沉淀堵塞地层，同时本项目开采油藏及注水层位在地下2800m，远超出项目区地下水含水层深度，注入水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），能注入目的层。因此，项目开采、回注前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

5.3.4.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含Ca、Na等离子，且pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

评价区内浅层承压水含水层顶板埋深＜50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般＞100m。

本项目采油和注水目的层深约2800m内，采油与注水目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

5.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

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

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

5.3.4.4 原油泄漏对地下水的影响

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

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，

结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

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

①泄漏源强

A.管线输送全管径泄漏

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

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

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

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

式中：V_{rel}—集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

V_{pipe}—管段体积，ft^3（$1ft^3=0.0283m^3$），按最大计算，r取0.05m，长度取3km；

f_{rel}—最大泄漏量，取0.2；

f_{GOR}—压力衰减系数，取0.2；

$V_{pre-shut}$—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（Vpre-shut）计算公式如下：

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

式中：Q—管道流量（标准桶/天），流速 1.0m/s；

t—关闭阀门时间（分钟），取 5min。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大原油泄漏量为 2.738394t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.273894t。

B.油井套管破损泄漏

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单油井设计产能为 5.0t/d，根据中国石油新疆油田分公司开发公司多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此，该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 500kg/d。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级按照二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

m_M—瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

n_e—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数（m^2/d）；

D_t—横向 y 方向的弥散系数（m^2/d）；

π—圆周率。

④参数选取

本次弥散系数及渗透系数的取值主要参考同地区地下水研究成果《准东采油厂北三台-沙南原油处理系统整体优化工程环境影响报告书》中数据，根据潜水含水层的岩性主要为粉细砂、粗砂为主，模型中所需参数选取见表5.3-1。

表5.3-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	集输管线参考数值	油井套管破损
1	m_M	瞬时注入的质量	273.84kg	500kg
2	t	时间	100d、500d、1000d	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	100m	100m
4	u	水流速度	0.25m/d	0.25m/d
5	D_L	纵向弥散系数	$0.5m^2/d$	$0.5m^2/d$
6	D_T	横向y方向的弥散系数	$0.05m^2/d$	$0.05m^2/d$
7	n_e	有效孔隙度	0.12	0.12

（4）预测结果

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，输送管线发生全管径泄漏和油井套管发生破损后100d、500d和1000d的污染物最大浓度对应运移距离分别为25m、125m、250m。随着时间增加，污染范围有所增加。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的落地油最多可下渗到20cm。本项目区域浅层地下水深度在10m以下，泄漏的原油进入地下水的可能性很小。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求建设单位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。

综上，在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。

5.3.5 小结

运营期产生的井下作业废水拉运至北三台联合站污水处理系统处理，采出水管输至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，防止管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、缓冲罐发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r_0—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.4-1。

表 5.4-1　各种施工机械在不同距离的噪声预测值　　单位：dB（A）

距离（m）	源强	隔声后	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	160
钻机	105	90	76	70	66	64	62	60	58	56	54	52	50	46
泥浆泵	90	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
柴油机	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
测井车	80	75	61	55	51	49	47	45	43	41	39	37	35	30
管汇车/仪表车	80	75	61	55	51	49	47	45	43	41	39	37	35	30
压裂泵车	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
推土机	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
挖掘机	95	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
电焊机	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 60m 处噪声值可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）的要求。

（2）昼间施工噪声在 30m 处，夜间施工噪声在 100m 处满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须做好劳动防护措施。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场的各类机泵以及井下作业设备噪声。

（1）预测源强

项目正常状况噪声源主要为抽油机、机泵，非正常状况下有井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB（A）计。项目工程主要噪声源强见表 5.4-2。

表 5.4-2　项目主要噪声源强情况表（单位：dB（A））

序号	正常/非正常状况	位置	声源源强	空间相对位置（m）			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	*Y*	*Z*			
1	正常状况	井场	抽油机	60	45	10	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
2		配水撬	机泵	3.4	3.5	0	80~90	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	连续
3		交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
4	非正常状况	井场	井下作业（修井等）	60	45	0	80~120	独立基础，加减振垫，采用软连接	连续

（2）预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

（3）预测模式

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

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20\lg（r/r_0）$$

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 LAin,i，在 T 时间内该声源工作时间为 tin,i；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 LAout,j，在 T 时间内该声源工作时间为 tout,j，则预测点的总等效声级为

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级（Leq）计算公式：

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

式中：L_{eqg}——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}——预测点的背景值，dB(A)。

（4）预测结果

项目建成后，正常工况下，井场场界噪声预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3　厂界噪声影响预测结果　　单位：dB(A)

预测点编号	测点位置	固定声源距厂界距离/m	贡献值	现状监测值		预测值		评价标准	达标情况
				昼间	夜间	昼间	夜间		

单口井	东侧外 1m	43	45.36	52	42	52.85	47.01	昼间 60，夜间 50	达标
	南侧外 1m	33	47.66	52	42	53.36	48.70		
	西侧外 1m	42	45.57	52	42	52.89	47.15		
	北侧外 1m	32	47.93	52	42	53.44	48.92		

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

（5）声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.4-4。

表 5.4-4　声环境影响评价自查表

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

5.4.3 小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，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，本项目周边200m范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.5 固体废物影响分析

油田开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的钻井岩屑、施工弃土、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜、少量的建筑垃圾及施工生活垃圾等；②运营期产生的含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品和废弃防渗膜等。

5.5.1 施工期固体废物影响分析

（1）钻井岩屑

采用泥浆不落地技术收集，经泥浆不落地装置固液分离后，泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入收集罐，用于后续钻井配液等环节使用；岩屑经不落地系统收集暂存在岩屑暂存罐内，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。

（2）机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜

在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设HDPE土工膜，同时HDPE土工膜敷设外延0.5m以上，以防止落地油污染土壤环境，因此正常工况不会产生落地油。

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废润滑油、废机油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜等，暂存于井场的危废贮存点，定期委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

（3）施工土石方：施工土方在管线及输电线路铲杆塔施工结束后全部用于回填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

（4）建筑垃圾：主要包括土建工程垃圾、建筑材料包装、安装工程的金属废料等，采取有效措施及时收集、清理。采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可送当地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

（5）施工生活垃圾：项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，集中收集后由环卫部门清运处置。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

（1）含油污泥

该废物来自联合站内井下作业废液除油预处理装置以及检修清罐等工艺；该废物属于危险废物，含油污泥采用专用收集罐收集，暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

（2）落地原油

油田在钻井、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油100%进行回收，回收后的落地原油委托有资质的单位进行清运处置。

（3）废润滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜

井下作业和采油过程中机械设备维修中产生少量废润滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品，委托具有危险废物运输及处理资质的单位处理。

采油井进行井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，对于不可利用的废防渗膜委托具有危险废物运输及处理资质的单位处理。

（4）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每2年清管1次，清管废渣的主要成分为石油类、SS等，属于危险废物，在作业过程严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集，委托有危废处置资质单位进行处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不

会对周围环境产生影响。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运建筑垃圾填埋场处理。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

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），拟建工程采油井场等地面设施属于I类项目，集油管线、注水管线等管线工程属于II类项目。

根据“2.5.4 土壤环境”小结确定，本项目所处区域属于盐化区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建工程集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目影响类型表

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

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”。

拟建工程输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此污染影响型选取石油烃作为代表性污染物

进行预测，生态影响型价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-2　运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

影响型	污染源	工艺流程/节点	污染途径	特征因子	备注
污染影响型	井场	采油过程发生井喷事故	垂直入渗	石油类	事故工况
	集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油类	
生态影响型	集输管线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	盐分含量	

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.6.1.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%～40%，土壤养分将下降 30%～50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.6.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.6.1.3 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.6.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴

漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.2 事故状态下污染影响型土壤环境影响分析

（1）井喷对土壤环境的影响分析

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

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明：岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验，结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好，龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱，盐土的渗透性非常小；风沙土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，向风沙土内输入石油类物质100d后，石油类集中分布在0~20cm表层土壤内，0~5cm土壤截留了约90%以上的输入原油，由此可以推断其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过20cm。

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

（2）集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间

越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

本项目重点预测管线泄漏对土壤环境影响。

①预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

②预测评价时段

重点预测时段为运营期。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油烃。

④预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录E或进行类比分析，本次评价采用类比分析。

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中10min、20min、1h、2h后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见下表。

表5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	20min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度			
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏2h的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在0~20cm的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始5h内石油蒸发强烈，24h后石油在土壤表面多呈黏稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运营期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补；故在项目运营期间，需加强管理和监

督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.6.2.3 事故状态下生态影响型土壤环境影响分析

考虑事故状态下，本次以最不利的输油管线泄漏对土壤环境进行预测分析。输油管线破裂后，采出液进入表层土壤中，输油管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在1h内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从输油管道中泄漏的采出液量为16.87m³。根据表3.3-6可知，该区域地层水矿化度最大值为33241.65mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为560786.64g。

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

$$\Delta S=\frac{n（I_S-L_S-R_s）}{（\rho_b\times A\times D）}$$

式中：ΔS——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；取值0；

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；取值0；

ρ_b——表层土壤容重，kg/m³；取值1.59g/cm³；

A——预测评价范围，m²；预测评价范围为以泄漏点为中心5km范围；

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。本次取1a、5a、10a、20a、30a。

（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。4.2g/kg。

表5.6-4　土壤环境挥发性有机物沉降累积影响预测结果

参数 时间	IS (g)	ρb (kg/m³)	A (m²)	D (m)	△s (g/kg)	Sb (g/kg)	S (g/kg)
1 年	560786.64	1590	78500000	0.2	0.000022	4.2	4.200022
5 年					0.00011		4.20011
10 年					0.00022		4.20022
20 年					0.00044		4.20044
30 年					0.00066		4.20066

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，油田公司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。

5.6.2.4 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.6-5。

表 5.6-5　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型☐；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地□				/
	占地规模	（40.5）hm²				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	石油烃、盐分含量				
	特征因子	石油烃、盐分含量				
	所属土壤环境影响评价类别	I 类☑；II类☑；III 类□；IV类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感☐；不敏感☐				
评价工作等级		一级☑；二级☑；三级☐				
现状调查内容	资料收集	a）□；b）□；c）□；d）□；				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	0~20cm	
		柱状样点数	5	0	在 0~0.5m、0.5m～1.5m、1.5m～3m、3m 以下分别取样	
	现状监测因子	（GB36600-2018）表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值、土壤盐分含量，共 48 项 （GB15618-2018）表 4 中 8 项因子和石油烃和 pH 值、土壤盐分含量，共 11 项				

<table>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="3">GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）+pH 值、石油烃、土壤盐分含量
（GB15618-2018）表 4 中 8 项因子+石油烃、pH 值、土壤盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="3">GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="3">各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="3">石油烃、盐分含量</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="3">附录 E☑；附录 F□；其他（类比法）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="2">污染影响范围：井场周围；
影响程度：较小</td><td>生态影响范围：单井集输管线泄漏点；
影响程度：盐化程度加剧</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a）☑；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>2（井场、站场）</td><td>石油类、土壤盐分含量、pH 值</td><td>1 次/5 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">采取环评提出的措施，影响可接受</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、回注、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除井场、计量站、油气均衡增压一体化装置、注水站、配水间、阀池为永久性占地外，其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

（2）在开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如井场等）和线状（如

集输管线等）分布，影响范围明确。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表5.7-1。

表5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

（1）占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.7.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井及修井

本项目共井数26口（新钻开发井12口，老井利用8口（其中4口采油井转注水井需进行修井），勘探转产6口），井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）28.2km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（3）地面构筑物的修建

本工程计量站、油气均衡增压一体化装置、注水站、配水间、供配电、消防等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表5.7-2。

表5.7-2　生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

井场、计量站、油气均衡增压一体化装置、注水站、配水间、阀池构筑物等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保持的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地404984.84m^2，其中永久占地面积19024.84m^2，临时占地面积385960m^2。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、站场、集输管道建设是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

（1）工程占地对植被的影响及生物量损失

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

项目位于荒漠地区，占地类型为灌木林地（310662.84m^2）、天然牧草地（70130m^2）、一般耕地（23472m^2）和工业用地（720m^2），植被多为盐爪爪、盐穗木、梭梭荒漠等，植被覆盖度为30%~40%。本项目对开发区域植物生物量损失量影响下表5.7-3。

表5.7-3　评价区域永久占地情况及生物量损失

占地类型	永久占地（m^2）	生物损失量（t/a）	临时占地（m^2）	生物损失量（t/a）	备注
灌木林地（井场、计量站、注水站、阀池、管线、道路、架空线路等）	18974.84	26.38	291688	405.45	《我国森林植被的生物量和净生产量》（新疆地区疏林、灌木林平均生物量13.900t/hm^2。）
天然牧草地（配水间、管线、架空线路等）	50	0.0038	70080	5.26	《新疆草地资源及其利用》，产草量按照750kg/hm^{2}计算。
合计	19024.84	26.38	361768	410.71	/

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为385960m^2，永久占地面积为19024.84m^2，在油田开发初期的3～5年中，荒漠植被破坏后不易恢复，项目施工过程预计将造成26.38t永久性植被损失和

410.71t临时性植被损失。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

（2）管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。本项目新建采油管线16.3km，新建注水管线11.9km，管线长度相对较短，管径较小，项目区植被覆盖度较低，因此对植被影响较小，管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（3）道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建油区简易道路2km。在道路修建过程中，除了路基永久性地占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

（4）供配电线路架设对植被的影响

本项目架空线路长度8km，立杆塔180根，杆塔基座永久占地1620m^2，临时占地30380m^2，占地类型为灌木林地和天然牧草地，永久占地面积相对较小，相对生物损失量较小，临时占地生物损失量施工完毕后可自然恢复。

（5）人类活动对植被的影响

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

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

5.7.2.3 对草地影响分析

项目区在施工过程中管线占其他草地的面积为70130m^2，在完井后的2～3年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。占地类型为天然牧草地，植被为荒漠植被，其生物损失量按0.75t/（hm^2·a）计算，生物损失量约为5.26t/a。本项

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

5.7.2.4 对公益林影响分析

工程共计占用公益林面积310662.84m^2，永久占地面积18974.84m^2，临时占地面积291688m^2。工程占用的公益林均为地方公益林，类型均为灌木林地，植被盖度约为20%～30%，主要作用为防风固沙。

管道、井场、站场等占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在12m范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内。

5.7.2.5 对一般耕地（水浇地）的影响分析

项目施工期扬尘污染物主要通过气孔进入细胞，布满植物叶片的整个叶面，堵塞气孔，妨碍光合作用、呼吸作用和蒸腾作用，从而危害植物，微尘中的一些有毒物质可通过溶解渗透，进入植物体内，产生毒害作用。

①对光合作用的影响：叶片表面上覆盖的灰尘越多、时间越长，其受到灰尘的影响也越严重，光合作物受影响的程度也越明显。根据相关实验结果，植物叶片覆尘后光合速率均受到不同程度的影响，表现为下降的趋势。

②对气孔开放的影响：有研究说明，蒙尘后叶片的气孔导度比未蒙尘叶片的明显下降，有的甚至下降了50%。

③对色素含量代谢的影响：植物中的色素含量对周围环境特别是大气污染的变化具有很强的敏感性，因此常常被用来指示大气污染物对植物生理状态的影响和改变。众多研究表明，尘污染能够降低叶片的叶绿素含量。

④对呼吸作用的影响：细小的灰尘颗粒覆盖在叶片上，堵塞了气孔，使叶片表面的温度升高，细胞内CO_2浓度升高O_2浓度降低，同时叶片的机械组织也受

到不同程度的损伤，导致叶片呼吸作用减弱，呼吸速率下降。

⑤对蒸腾作用的影响：当叶片被灰尘覆盖后，影响了叶片对光的吸收，植物的蒸腾作用下降。

⑥对叶片温度的影响：灰尘能够提高叶表温度主要是因为：一是灰尘吸收太阳的近红外光，导致叶片被灰尘覆盖后表面的温度上升。二是气孔堵塞使叶片不能与外界进行气体交换，从而引起温度升高。三是由于灰尘的覆盖，叶片对水分的利用效率降低，细胞内水分的含量比较多，热量不能释放出去，以致叶表温度升高。

本项目管线会占用一般耕地（水浇地），临时占地面积为23472m^2，项目不占用基本农田，项目区周边的农田主要种植一些棉花、玉米等作物，农作物产量按照平均3000kg/hm^2，计算工程实施总计将可能临时性损失7.04t。

本评价要求施工单位物料运输和施工范围严格控制在征地范围内，正常情况下，项目实施不会对周边农田造成不利影响。

5.7.2.6 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，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的减少。

（1）施工期对野生动物的影响

井场、站场构筑物建设、管道敷设、架空线路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，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类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区30m以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和

施工场地等人员活动较多的区域。

（2）对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠，原始动物类型中有荒漠型动物类群分布，开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

（3）对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.7.2.5 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目将建设28.2km的集输管线、8km架空线路，管线及塔基在设计选线时尽量避开植被长势良好、茂密的区域，同时要求严格控制作业范围，根据管径的大小尽可能少占地。管线施工完成后会造成一定的生境切割现象，但管线敷设均为临时占地，在施工完成后需及时对临时占地进行恢复，为防止区域水土流失，可在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。因此集输管线敷设引发的生境切割现象为暂时性影响，随着区域植被的恢复或人工防风固沙措施的实施而恢

复。

本项目开发过程中永久性占地面积为19024.84m^2，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了19024.84m^2。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.7.2.6 生态系统结构、功能完整性和生物多样性

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油田开发如井场、管线等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为5个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表5.7-4。

表5.7-4　本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎	轻微变化	重大变化	剧烈变	过度变化	适度

标准		生态系统完整性					
		高	好	适度	差	恶化	项目区域
	土壤状况	没有变化			化		
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出，项目评价区域生态完整性受本项目的影响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积404984.84m^2，其中永久占地面积19024.84m^2，临时占地面积385960m^2，占地类型为灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）和工业用地。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.7.3 运营期生态环境影响分析

5.7.3.1 对植被的影响

项目永久占地19024.84m^2，永久占地主要是井场、计量站、注水站、配水间、阀池占地。油田开发后，运营期间采出液均是管输至北三台联合站，减少了来往运油车辆的运输，降低了扬尘的扩散，对周边植被影响减小。

5.7.3.2 对野生动物的影响

在运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采油井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。

就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

5.7.3.3 突发性事故影响

（1）突发性事故对植被的影响

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

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

（2）突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生事故时，井场和处理站周围200m～500m范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

（2）侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

（3）人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

5.8.2 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、杆塔施工、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.8.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

5.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、站场、油气集输管线、架空线路杆塔基建设及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.8.2.3 管线建设

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆

放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.8.2.4 杆塔基建设

项目区杆塔塔基等工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧。

5.8.3 小结

项目区域水土流失类型以风力侵蚀为主，水力侵蚀为辅。在地面工程建设过程中，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.9 土地沙化影响分析

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随

沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠，施工期井场、计量站、站场、集输管线、架空线路等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

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

5.10 运输过程影响分析

5.10.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

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

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m^2。

表 5.10-1 为一辆 10t 卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.10-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.10-1　不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量　（单位：kg/km·辆）

清洁 车速	0.1 (kg/m²)	0.2 (kg/m²)	0.3 （kg/m²）	0.4 （kg/m²）	0.5 （kg/m²）	1.0 (kg/m²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.10-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20m～50m 范围。

表 5.10-2　施工场地洒水抑尘实验结果

距离（m）		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度（mg/m³）	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

5.10.2 噪声影响

运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB（A）的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32m 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB（A）的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.10.3 环境风险影响

要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见 7.5 节）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

（2）地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制1.8m以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟及杆塔塔坑挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。风速过大时，应停止施工作业。

⑤对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布以减少洒落。禁止露天堆放建筑材料，细颗粒散料要入库保存，搬运时轻拿轻放，防止包装袋的破裂。车辆行驶路线应首选硬化道路。

⑥施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

⑦加强对施工人员的环保教育，增强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。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物是油气集输过程无组织排放的烃类气体，挥发性有机物无组织排放控制管理措施如下：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用井口加热工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。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。

（3）加强对密闭管线及密封点的巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境，台账保存期限不少于3年。

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

（5）法兰及其他连接件、其他密封设备至少每12个月检测一次。

（6）设备或管线组件发生泄漏，应开展修复工作。

（7）场站边界非甲烷总烃浓度不应超过4.0mg/m^3。

上述针对无组织烃类物质采取的工艺控制措施和定期检查措施，可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求，上述在油田应用广泛，经济可行。

类比西泉029井区同类型井场污染源监测数据，具体见区块回顾性分析章节，

无组织废气可达标排放，因此拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

（1）节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到40%～50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，避免水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后剩余少量液相由钻井队交由专业公司回收处置。

6.2.1.2 射孔液

本项目射孔完成后，射孔液与采出液一起管输至北三台联合站处理，不外排。

6.2.1.3 压裂返排液

压裂结束后，压裂液集中返排，井下作业过程产生的废水具有粘度高、COD高等特点，且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质，产生的废压裂液由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

6.2.1.4 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

6.2.2 运营期废水防治措施

（1）采出水、井下作业废水经北三台联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注油藏，不外排。

（2）按照沙南作业区环境保护规定要求，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合站处理，对转移车辆全程GPS定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

（3）井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（4）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

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

（6）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸气吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3 地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

6.3.1 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，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对集输管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采

用优质耐腐蚀材料制成的产品，集输管道采用地下敷设，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置。

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

6.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点防渗区、一般防渗区。分区防渗内容可见表 6.3-1。

表6.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
井场泥浆不落地设施区、钻井柴油罐区、油水罐区、泥浆储备罐区、危废贮存点、岩屑储罐、预留防喷池、计量站、配水撬、阀池等	重点防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数 K≤1×10^{-7}cm/s；或按照 GB16889 执行
材料房、发电机房等	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10^{-7}cm/s；或按照 GB16889 执行

各分区应根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）的要求进行防渗处理：

①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

6.3.3 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本工程需布设 3 眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托北三台油田西泉 029 井区原有水井）。地下水监测计划详见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
W1	项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故	pH、石油类、挥发性

W2	项目区布设1个监测点	时加大取样频率。	酚、硫化物、COD
W5	项目区下游布设1个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a、预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b、工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c、建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d、按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e、定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于300m^3/d的回注井应每年至少进行1次井筒完整性检测，注入量小于300m^3/d的回注井应至少每2年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

f、油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

②技术措施

a、油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

b、定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c、回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回

注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求。

d、在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

6.3.4 应急响应

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能的将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的质量。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游30m、50m处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

（3）一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

（4）地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下：

应急预案的日常协调和指挥机构。

各部门在应急预案中的职责和分工。

确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

（1）泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

（2）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机等高噪声设备；

（3）泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；

（4）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

（5）少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

6.4.2 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备。

（2）对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段，如设置消音设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

（3）对于噪声强度大的作业（例如修井作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。

（4）尽量将发声源集中统一布置。

（5）切合实际的提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间。

（6）实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

（7）定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

类比西泉029井区同类型井场污染源监测数据，监测数据见区块回顾内容。根据噪声预测结果并类比同类型井场界噪声监测，运营期井场场界噪声可达标排放，因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井泥浆污染防治措施

（1）钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

（2）水基岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相进岩屑储罐，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。

（3）岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

（4）对项目产生的钻井岩屑设台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业

固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表1、附表2、附表3内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

6.5.1.2 其他固体废物污染防治措施

（1）施工土方

本项目新建管线及杆塔施工产生的土方在施工结束后回填在管堤上和用于塔基护坡，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

（2）废弃防渗膜：施工过程中产生的废弃沾油防渗布属于危险废物，暂存于井场危废贮存点，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（3）机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品：钻井期间使用的机械设备运行过程维护、保养、维修等工作产生的少量废油及废油桶，过程中产生的含油抹布、劳保用品，暂存于井场危废贮存点，定期委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（4）建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，尽量回收利用，不能回收利用的由施工单位清运至当地建筑垃圾填埋场处理，在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，尤其是那些已经建好的工程，如果不是万不得已，最好不要再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

（5）施工生活垃圾

项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，产生的生活垃圾集中收集后由环卫部门清运处置。

6.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期产生的废弃防渗膜、机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品，属于危险废物，暂存于井场危废贮存点，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率。

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物在固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。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；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

④在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑤完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

正常排放工况下，固体废弃物主要为含油污泥、落地原油、清管废渣、废润

滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品和废弃防渗膜。

6.5.2.1 固体废物污染防治措施

（1）落地油污染防治措施

①加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油100%回收。回收的落地原油和受到污染的土壤委托有资质的单位进行清运处置。

②地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

③在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

④加强管理，对井口装置、集输管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或避免“跑、冒、滴、漏”，以及油品泄漏事件的发生。

（2）含油污泥污染防治措施

①项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，定期委托有资质的单位清运处置。

②运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（3）废润滑油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜

运营期产生的废润滑油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜委托有资质的单位进行处置。

（4）清管废渣

本工程运营期产生清管废渣委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理

办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染环境防治信息。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2.2 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

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

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

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

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，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。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）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

（10）落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

（11）建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

（12）对于列入《国家危险废物名录（2025年版）》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

（13）危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

（14）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.6 土壤污染防治措施

6.6.1 施工期土壤污染防治措施

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

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

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

（4）项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查井场、站场、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应HW08危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控

措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每5年监测1次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.7 生态环境保护措施

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，尽量避让植被较多的区域；严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场、站场工程生态保护措施要求

（1）井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场和站场的建设。

（2）对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

（3）钻井废弃物100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

（4）一切作业尽量利用现有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。本项目周边油田道路交通便利，不修建道路。

（5）施工结束后，做到井场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，

使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，恢复原有生态环境，同时结合灌水，经常保持土壤表层湿度，使植物尽快繁殖定居，形成植物群落，促进其按正常演替规律进行发展，形成永久性的植被，以加速生态环境重建。减少地表裸露面积，防止水土流失。迅速恢复被破坏的地表形态，填埋废土坑、平整作业现场、改善植被更新生长条件，防止局部土地退化。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时调整，使之尽快恢复原貌。对于拟永久使用的伴行道以及各平台等，建设完成后，应因地制宜地进行地表原始景观恢复。加强管理工作，严禁车辆和人员践踏、碾压，车辆要严格行驶在已建的道路上。

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

（2）管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，管线施工作业带宽度控制在12m，开挖的土方堆放在施工作业带范围内，不单独设置临时堆土场，架空线路临时施工作业带宽度控制在4m，当遇到植被密集区域，可将机械施工改为人工施工，减少施工作业宽度，降低对区域植被的影响。

（3）管沟、塔基开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（4）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

（6）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

（7）施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.7.1.3 对荒漠植物保护措施要求

经调查，项目区域地表为荒漠植被，生态系统的特点是植被稀疏，有大片的裸露土地，植物种类单调，生物生产量很低，整个区域植被覆盖度在30%～40%左右，视地貌部位变化而异。

对于荒漠植物的生态保护要求如下：

①避让：设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，项目采油井口及井场、集输管线及供配电铃杆塔尽量避免植被，对破坏的区域开采结束后进行恢复。

②减缓：严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，运输车辆应结合植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用管线等施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

③补偿：本项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿。

④强化风险意识：确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物收集，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

6.7.1.4 对草地植物的保护措施要求

①设计选线过程中，避开植被较丰富的区域，避免破坏草地植物。

②本项目钻井、施工前，应向当地相关主管部门办理临时占地、永久占地审批手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

③对油田区域内临时性占地等合理规划，严格控制占地面积，井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

⑤施工结束后，对工程征占范围内的草地植被进行恢复，如播撒草籽。

6.7.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，经调查，项目评价区域气候极端干燥，为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一。

对于野生动物的生态保护要求如下：

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

（4）加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

（5）建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家、自治区重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

6.7.1.6 开展生态环境监理

建议委托第三方承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道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。

生态监理要求应落实在管线、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.7 其他生态保护措施要求

（1）在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训。

（2）严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

（3）施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

（4）施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到“工完、料净、场地清”，以利于植被的自然恢复。

类比西泉029现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，见区块回顾内容，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

（1）加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

（2）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

（3）在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

（4）加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

（5）对因施工而受到破坏的保护动物栖息地进行恢复。包括重新种植本地植被，对于被施工车辆碾压破坏的草地，可以通过播种本地草种等方式促进植被恢复。

（6）设立保护动物的宣传牌，提高人们对保护动物的保护意识。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

类比西泉029现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，见区块回顾内容，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，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。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。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域

环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

（4）确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

（5）井场地表恢复

临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

（6）管线保护

对退役井的管线会先进行清管，管线内残留油品进行多次清理，尽量降低管内油品残留量。同时，在管线两端及可能的泄漏点设置集油装置，收集拆除过程中泄漏的油品，统一运往有资质的处理单位进行回收再利用，避免油品随意排放污染环境，清管后将管线截断阀关闭，后期地表植被自然恢复。

（7）加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的植被有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到植被应进行避让。加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.8 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳”目标、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的40%以上，其中生产阶段的排放占20%，使用阶段的排放占80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

（1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以20年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的86倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的15%温室气体减排量当中，超过60%来自甲烷减排，剩下40%来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约10%，下游炼油减排占比约30%。

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决70%的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1）更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、

仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2）安装排放控制装置：通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制，从而减少甲烷排放，占甲烷总减排量的7%。然而排放控制设备（尤其是汽油油气回收系统）质量的不可靠，以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外，火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳，一定程度上还是产生了温室气体。

3）泄漏检测和修复（简称“LDAR”）：通过使用红外摄像头等技术定位和修复全价值链泄漏，占甲烷总减排量的26%。然而，由于“LDAR”提供商的服务质量和专业知识参差不齐，需要定期跟踪泄漏情况，劳动强度相对较大。

4）其他新兴技术：如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过90%的陆上油田已通过电网来为采油设备供电，采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

6.9 生态恢复方案

6.9.1 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）和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

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

（4）在建井结束和井场临时用地主体工程完毕后，应对井场临时用地实施地表废弃物清理工程；在井场闭井工程完毕，拆除砌体和剥离废渣后，应进行井场建设用地地表废弃物清理。

（5）应充分利用前期表土剥离的土源进行复垦修复，覆土时应分层回填，尽量确保新构土体剖面结构与原土地利用类型或周边的土源进行复垦修复。

（6）不再使用的管线临时用地应及时实施复垦修复工程，采用埋设方式布设管线的建设用地复垦修复应包括施工结束的临时复垦和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。管线平整工程应与管线开挖和回填同步进行。

（7）植被恢复工程建设标准按照周边相同土地利用类型执行，植被结构、物种选择以及种植方式等应与所在区域相同土地利用类型保持一致，景观上应与周边相协调。

6.9.2 生态环境分区恢复治理

油田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

6.9.2.1 井场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目新钻开发井12口，其中9口采油井，3口注水井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工共计385960m^{2}的临时占地内的土地进行平整，实施砾石覆盖等措施。

1）施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡。

2）钻井结束后治理措施

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，减缓水土流失，对抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水窜层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来3-5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

6.9.2.2 管线生态恢复治理

（1）管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类集输管线，共计临时占地328380m^2，该范围内需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

管道施工作业带宽度控制在12m范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被通过自然降水及温度等因素逐渐得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，

根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

6.9.2.3 植被恢复措施

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.9.2.4 闭井期生态保护恢复与重建措施

油田闭井期，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）》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）中的要求，所有施工范围需进行生态环境保护与恢复治理，因此提出如下生态恢复措施：

（1）井场生态恢复与重建措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭油井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦工程措施。

⑤若油井枯竭，则该井需封井，并进行地表及恢复工作。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）（HJ 651-2013）》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范（DZ/T0317-2018）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）中相关要求，采取的生态恢复措施及要求如下：

——闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

——不要求留存井口的钻井应在封填后按相关规定恢复地貌，并视情况设置标识。要求留存井口的钻井在封填后保留井口套管头，并设置相应的保护装置。

保证对钻井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

——采用正确的封堵方式，能够保证封堵效果，从而将永久性地阻止流体在井内运移。

——做好封堵施工作业记录，按照管理机构要求的格式以永久性文件存档，保存在永久性的井史文件中。

——对井口进行封井回填，回填前先摸清废弃井（筒）管现状。回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

④建立环境管理机构，配备专职或兼职环保管理人员；制定相关环境管理规定；加强环境检查，发现问题及时解决、纠正，加强宣传教育。

（2）站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后12个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，防止引发大量水土流失。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.9.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.10 水土保持方案

井场、管线等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格按照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.10.1 指导原则

（1）严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

（2）根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

（3）坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

（4）各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.10.2 防治目标和范围

根据新水水保〔2019〕4号文件，项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.10.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于阜康市管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.10.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）井场、站场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口、注水井及井场、计量站、注水站、配水间、集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，本项目不占用国家及自治区保护植物。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（3）道路区

新建道路选线尽量选择已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。进井道路修筑采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；运输过程采

取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为梭梭、盐穗木、盐爪爪等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.11 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.11.1 防治目标

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及的区域基本为原始的荒漠地带，植被覆盖度低，地表大面积裸露，景观单调。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.11.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。

项目地处准噶尔盆地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为盐土所覆盖，植被分布稀疏，主要为红皮沙拐枣灌丛，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在项目区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①集输管线与架空线路施工时，特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免在大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧；尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

④井场施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

⑤在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集—临时存放—施工结束后再覆盖—洒水的方式。

⑥站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填－平整－覆土－压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

⑦做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑧工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

（2）水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为2个分区：井场（站场）防治区、管线防治区。油田在建设项目实施过程中严格落实前述防沙治沙措施和水土保持措施，在管线边坡建设草方格，对场站进行硬化，相较于沙漠景观基底而言，增加了人工硬化地面斑块，但占比很小，作业区的开发建设活动未对区域土地沙化造成明显影响。

1）管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。

2）管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

3）管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

4）在管线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分，草方格常见做法为:将芦苇直接埋入沙层中,在流沙上扎成方格状半隐蔽式沙障。一般具体做法为：芦苇埋入深度约为150mm～200mm，露出地面高度约为200mm～300mm，草方格边厚为50mm左右，用铁锹拥沙踏实使之牢固。

5）本项目井场、计量站等永久占地采取地面硬化，减少风沙现象，硬化面积8404.84m^2。

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技

术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，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。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6.12 防洪措施

由于项目区域周边无常年性地表水体，因此，项目区防洪以防治暴雨山洪为主。

防洪标准：项目内防洪工程设计标准按100年一遇洪水重现期设计。

防洪措施：在项目占地范围内设置符合规定的挡水墙，并与项目区域进行联动，设置防洪渠道，不得影响整个区域的行洪通道。

6.13 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目总投资3146.3万元，环保投资约631.4万元，占总投资的20.07%。本工程环保投资估算见表7.2-1。

表7.2-1　环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	井场和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；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恢复平整。	10

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
	柴油发电机燃油燃烧废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	10
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	10
	钻井液、钻井固废、井控装置	回收罐若干	5
		不落地处理系统	268.8
		岩屑储罐围堰、防渗措施	15
		危险废物委托有资质的单位处置	25
		钻井防喷器、放喷管线、放喷池等安全措施	129.6
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	5
	防沙治沙措施	施工结束后，对施工迹地清理并平整压实，井场永久占地范围内地表水泥或砂石硬化处理，采取防风固沙工程	15
	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	10
运营期	无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	10
	其他废物（含油污泥、废弃防渗膜、废机油及废油桶、含油抹布、劳保用品、清管废渣）	定期委托有资质单位处理处置	30
	落地原油	回收罐若干，带罐作业，100%回收，定期委托有资质单位处理处置	20
	井下作业废水、废洗井液	回收罐若干	5
		由罐车送至北三台联合站污水处理系统处理	5
	井场噪声	采用低噪声设备、基础减振、隔声等	8
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家生态环境部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	10
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	5
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	15
环境管理	环境管理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	20
合计			631.4

6.14 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利

益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益，可以提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

6.14.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

大力开发石油工程是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源的新疆油田蕴藏了丰富的石油资源，石油资源的开发及石油产品的发展，将把新疆地区丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。因此，本项目具有良好的社会效益。

6.14.2 环境经济损益分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和外输（输油管线）管道占地建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状

态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.14.3 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资 631.4 万元，环境保护投资占总投资的 20.07%。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。

7 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，针对建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

7.1 评价依据

7.1.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目涉及的危险物质主要有原油、伴生气、柴油，以及火灾爆炸事故次生污染物SO_2、CO等，可能存在的风险单元包括钻采井场、原油集输管线、注水管线等。

（1）井场

①钻采作业

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。此外，钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

②采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；依托的回注井发生井管破裂，进而导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水。

（2）原油集输管线

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

（3）注水管线

注水管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管道破裂，导致液体泄漏，会对泄漏点周边大气环境造成影响。

7.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 7.1-2。

表 7.1-2　建设项目环境敏感特征表

<table>
<tr><td rowspan="2">类别</td><td colspan="6">环境敏感特征</td></tr>
<tr><td colspan="6">厂址周边 5km 范围内</td></tr>
<tr><td rowspan="11">环境空气</td><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>相对方位</td><td>距离/m</td><td>属性</td><td>人口数</td></tr>
<tr><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td colspan="5">厂址周边 500m 范围内人口数小计</td><td>0</td></tr>
<tr><td colspan="5">厂址周边 5km 范围内人口数小计</td><td>260</td></tr>
<tr><td colspan="6">输油、输水管线周边 200m 范围内</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>相对方位</td><td>距离/m</td><td>属性</td><td>人口数</td></tr>
<tr><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td colspan="5">每公里管段人口数（最大）</td><td>10</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气环境敏感程度 E 值</td><td>E3</td></tr>
<tr><td rowspan="9">地表水</td><td colspan="6">受纳水体</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>受纳水体名称</td><td>排放点水域环境功能</td><td colspan="3">24h 内流经范围/km</td></tr>
<tr><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td colspan="3">/</td></tr>
<tr><td colspan="6">内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>环境敏感特征</td><td colspan="2">水质目标</td><td>与排放点距离/m</td></tr>
<tr><td>/</td><td>/</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td colspan="5">地表水环境敏感程度 E 值</td><td>E3</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>序号</td><td>敏感区目标名称</td><td>环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td>包气带防污性能</td><td>与下游厂界距离/m</td></tr>
</table>

	1	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

7.2 风险潜势初判及评价等级

项目涉及的主要危险物质为原油、伴生气（天然气）。涉及的风险为运行过程中储存罐、集输管线破损造成的油类物质和天然气的泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \cdots \frac{qn}{Qn}$$

式中：q_1，q_2……q_n—每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1，Q_2…Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

本项目 Q 的确定见表 7.2-1。

表 7.2-1　建设项目 Q 值确定表

序号	时段	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 q_n	临界量 Q_n	Q 值	风险潜势等级
1	施工期	井场	机械设备废油	8.0	2500	0.0032	I
2			柴油	16.7	2500	0.00668	
3	运营期	采油管线	原油	19.0	2500	0.0076	
4			天然气	0.02	10	0.002	
合计				-	-	0.01948	-

注：①按截断阀之间最长管径和最长线路计算，根据设计单位提供数据，本项目截断阀之间最长线路和最大管径是 DN100mm 管线，长度 3.0km，原油密度按照 0.8066t/m³ 计，则计算可得管线中甲烷在线量最大值为 19.0t。

②天然气平均相对密度 0.854kg/m³，本项目截断阀之间最长线路和最大管径是 DN100mm 管线，长度 3.0km，则计算可得管线中天然气在线量为 0.02t。

③钻井期井场设有柴油罐（20m³），预计柴油存在量 16.7t。

综上，本项目 Q=0.01948<1，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本项目钻井、完井、修井、采油、油气集输、注水等生产过程中所涉及的危险物质主要有原油、伴生气、柴油以及火灾爆炸事故次生污染物 SO_2、CO 等。

（1）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

表 7.3-1　原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C_5 至 C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
应急	【急救措施】

处置原则	皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

（2）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气还有少量二氧化碳、氮气等气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 【环境危害】对环境有害。 【燃爆危险】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	【皮肤接触】如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38℃~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。 【有害燃烧产物】一氧化碳。			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。
储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">【工程控制】生产过程密闭，全面通风。
【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
【身体防护】穿防静电工作服。
【手防护】戴一般作业防护手套。
【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-161.4℃）
相对蒸汽密度（空气=1）；0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5%～15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LC_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。</td></tr>
</table>

	LD_{50}：无资料。
生态学资料	【其他有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

（3）柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，其主要理化性质见表 7.3-3。

表 7.3-3　柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	柴油
	化学品英文名称	Diesel oil
危险特性	【健康危害】皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。 【燃爆危险】本品易燃，具刺激性。	
急救措施	【皮肤接触】立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 【食入】尽快彻底洗胃。就医。	
消防措施	【危险特性】遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 【有害燃烧产物】一氧化碳、二氧化碳。 【灭火方法】消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">集器内，回收或运至废物处理场所处置。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">【操作注意事项】密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。充装要控制流速，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">【工程控制】密闭操作，注意通风。
【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。
【眼睛防护】戴化学安全防护眼镜。
【身体防护】穿—般作业防护服。
【手防护】戴橡胶耐油手套。
【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>稍有粘性的棕色液体</td><td>沸点</td><td>282-338℃</td></tr>
<tr><td>闪点</td><td>38℃</td><td>熔点</td><td>-18℃</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.87-0.9</td><td>主要用途</td><td>用作柴油机燃料</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">禁配物：强氧化剂、卤素。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LC_{50}：无资料。
LD_{50}：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">【其他有害作用】该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境。对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统。对海藻应给予特别注意。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">【废弃处置方法】处置前应参阅国家和地方有关法规。建议用焚烧法处置。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">【运输注意事项】运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。</td></tr>
</table>

（4）CO

原油、伴生气等发生火灾爆炸时产生次生污染物CO，其主要理化性质及危险特性见表7.3-4。

表 7.3-4　一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	一氧化碳
	化学品英文名称	Carbon monoxide
危险特性	【健康危害】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。 【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。 【燃爆危险】本品易燃。	
急救措施	【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。	
消防措施	【危险特性】是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。二氧化碳。 【有害燃烧产物】二氧化碳。 【灭火方法】切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
操作处置与储存	【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30C。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。	
接触控制/个体防护	【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。生产生活用气必须分路。 【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。
【眼睛防护】—般不需特殊防护。
【身体防护】穿防静电工作服。
【手防护】戴—般作业防护手套。
【其他防护】工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="8">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无臭气体</td><td>沸点</td><td>-191.4℃</td></tr>
<tr><td>闪点</td><td>＜-5038℃</td><td>熔点</td><td>-199.1℃</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.79
相对蒸汽密度（空气=1）：0.97</td><td>主要用途</td><td>用作柴油机燃料</td></tr>
<tr><td>临界温度</td><td>-140.2℃</td><td>临界压力</td><td>3.5MPa</td></tr>
<tr><td>引燃温度</td><td>610℃</td><td>爆炸上限</td><td>74.2（V/V）</td></tr>
<tr><td>爆炸下限</td><td>12.5（V/V）</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂</td></tr>
<tr><td>主要用途</td><td colspan="3">主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的还原剂</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">禁配物：强氧化剂、卤素。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LC_{50}：2069mg/m^3，4小时（大鼠吸入）。
LD_{50}：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">【其他有害作用】该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">【废弃处置方法】用焚烧法处置。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</td></tr>
</table>

（5）SO_2

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物SO_2，其主要理化性质及危险特性见表7.3-5。

表7.3-5　二氧化硫理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	二氧化硫
	化学品英文名称	Sulfur dioxide
危险特性	【健康危害】易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。	

	急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。 【环境危害】对大气可造成严重污染。 【燃爆危险】本品不燃，有毒，具强刺激性。			
急救措施	【皮肤接触】立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。 【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
消防措施	【危险特性】不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 【有害燃烧产物】氧化硫。 【灭火方法】本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。			
泄漏应急处理	【应急处理】迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捉捕器使气体通过次氨酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
操作处置与储存	【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿聚乙烯防毒服，戴橡胶手套。远离易燃、可燃物。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备泄漏应急处理设备。 【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与易（可）燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。 【眼睛防护】呼吸系统防护中已做防护。 【身体防护】穿聚乙烯防毒服。 【手防护】戴橡胶手套。 【其他防护】工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。			
理化特性	外观与性状	无色气体，特臭	饱和蒸气压	338.42kPa（21.1℃）

	沸点	-10℃	熔点	-75.5℃
	密度	相对密度（水=1）：1.43 相对蒸汽密度（空气=1）：2.26	主要用途	用作柴油机燃料
	临界温度	157.8℃	临界压力	7.87MPa
	溶解性	溶于水、乙醇	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等
稳定性和反应活性	禁配物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。			
毒理学资料	LC_{50}：6600mg/m^3，1 小时（大鼠吸入）。 LD_{50}：无资料。 家兔经眼：6ppm/4 小时/32 天，轻度刺激。			
生态学资料	【其他有害作用】该物质可严重污染大气，由其形成的酸雨对植物的危害尤为严重。			
废弃处置	【废弃处置方法】把废气通入纯碱溶液中，将次氯酸钙中和，然后用水冲入废水系统。			
运输信息	【包装方式】钢制气瓶；安瓿瓶外普通木箱。 【运输注意事项】本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶—般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与易燃物或可燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

7.3.2 全过程生产系统危险性识别

根据钻井、完井、修井、采油、油气集输、注水等工艺过程和储运设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、原油集输管线、注水管线等几个功能单元，分述如下：

（1）井场

①施工期

本项目新钻开发井 12 口，其中 9 口采油井，3 口注水井，在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，刚喷出的物质主要为水砂混合物，如未及时发现处理，后续会喷出油水混合物，烃类气体随之扩散，

当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，对周围环境造成影响。井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，井喷事故主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大。若采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

井漏事故风险：钻井期若施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发油气上窜造成地下水污染等。

项目建设期井场设置柴油储罐、钻井液储罐等罐体，由于储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在缺陷和失误，所有这些因素都可能导致罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、SO_2、CO等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油、回注水会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

根据钻井资料和采油资料，项目区钻井未发现硫化氢，但采油过程中会有硫化氢物质产生，硫化氢易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。如发生硫化氢泄漏事故，将对井场人员及周围环境造成严重影响。

（2）集油、注水集输管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境

造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程集油和注水管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患：这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成褶皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾难：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾难都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

（1）环境风险类型

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

①火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

②爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

③挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的

条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

④其他危险性

此外，工程危险性特征包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

（2）危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

①原油集输管线、采出水回注管线发生泄漏事故，泄漏的原油、采出水进入土壤，并通过包气带下渗进入地下水，从而对土壤、地下水环境造成不利影响；河流穿跨越处管线发生泄漏后，泄漏原油进入地表水体，对下游地表水、饮用水源保护区及两岸土壤造成污染。

②集油管线、注水管线发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响。

③井场发生井喷事故对周围空气、土壤等产生的不利影响。

④井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染；采出水回注井发生井管破裂导致套外返水，可能会污染地下水。

7.4 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生原油泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

7.4.1 原油泄漏对环境的影响分析

原油泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，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，送至主体装置区进行处理，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：盐土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0～10cm或0～20cm表层土壤中，其中表层0～5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

7.4.2 管线泄漏对环境的影响分析

管线泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

7.4.3 井喷对环境的影响分析

（1）对土壤的影响分析

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

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤。若发生井喷事故，污染土壤应及时收集，委托有危废处置资质单位处理。采取以上措施后，井喷对土壤的影响较小。

（2）对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要1～2d才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径300m左右时，井喷持续时间2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物

主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（3）对植被的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，井场周围半径 300m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、防止井喷事故风险发生。

7.4.4 储罐泄漏对环境的影响分析

（1）对大气环境影响分析

柴油储罐发生泄漏后，油类物质进入环境空气，其中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。由于项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质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，影响土地功能，进而影响项目区植被的生长，并可影响局部的生态环境。

储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入油类物质，泄漏的油类物质进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

钻井期井场采取分区防渗措施，各储罐采用钢质材料，同时在储罐与地表接触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐周边设立围堰，一旦发生泄漏，可及时

清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

（3）对地下水环境影响分析

储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。项目区地下潜水位埋深约在10～50m，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。

项目施工期单井井场施工期柴油最大储量为16.7t，作为停电应急备用电源燃料，柴油采用专用清洁储罐储存，储罐采用钢制材质且密封性较好；柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施，柴油储罐底部与室内地面接触处再次铺设防渗膜，防止发生泄漏污染地表；如柴油罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

7.4.5 井漏事故对环境的影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.4.6 运输风险对环境的影响分析

本项目运营期井下作业废水由罐车拉运至北三台联合站，项目钻井期使用的柴油燃料采用柴油罐车拉运至井场，运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生泄漏事故的风险。事故发生时罐车内液体溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

7.5 环境风险防范措施

7.5.1 钻井风险防范措施

（1）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/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第2部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第3部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《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、警戒组和环境保护组，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。本项目按照一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）在井场左右侧各设置1条放喷管线，要加强对放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（4）本项目钻井液为水基钻井液，施工期泥浆池位于井场泥浆不落地设施区，该区按照一般防渗要求铺设等效黏土防渗层Mb≥1.5m，渗透系数$K\leq1\times10^{-7}$cm/s，防止泄漏事故发生污染土壤、地下水环境。

（5）本项目区属于油田老区块，地层能量较弱，且项目无试油期，发生井喷的概率极小，但考虑到风险情况，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，防喷池需按要求铺设等效黏土防渗层Mb≥6.0m，渗透系数$K\leq1\times10^{-7}$cm/s的防渗膜，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理。

（6）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

7.5.2 井下作业风险防范措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规

定，在井口安装防喷器和控制装置，降低井喷发生的可能性。

（2）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

（3）钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵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。

7.5.3 H_2S 的防范措施

依据该区域原油物性，钻井期不含硫化氢，但为预防有硫化氢产生，项目应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配至少 3 套的便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。作业期间，应至少有一人携带便携式硫化氢检测仪，定时进行巡回检测。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m^3 时，应实时监视硫化氢浓度示值；当监测到硫化氢浓度达到安全临界浓度 30mg/m^3 或怀疑存在硫化氢氮浓度不清的区域之前，应使用正压式呼吸器呼吸，直到该区域安全或人员返回安全区域。按照《含硫化氢井测井安全防护规范》（Q/SY08311-2022）标准规定执行，按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）、《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T 6137-2024）要求进行 H_2S 监测与安全防护。

7.5.4 井场事故风险防范措施

（1）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（2）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。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

（6）在柴油储罐区铺设防渗膜并设置20cm的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

7.5.5 井喷预防措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（3）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（4）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

（5）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.6 油气集输事故风险防范措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处的焊接质量严格检验，防止套管缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性。

④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。

⑤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。

⑥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。

（2）运行阶段的事故防范措施

①严格控制油品质量，定期清管。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，避免火灾的发生。

⑧管线刺漏防范措施。输气管线采用复合高压输送管，并进行防腐。定期对管线进行壁厚检测，制作壁厚趋势图，计算管线腐蚀速率进而全面掌握管线腐蚀情况。如出现管线刺漏情况，及时关井、关闭管线截断阀进行抢修。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和

维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③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。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

7.5.7 原油泄漏事故防范措施

（1）所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）的要求。

（2）加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

（3）建设涉及的管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐。

（4）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油泄漏事故发生。

（5）完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，避免火灾的发生。

（6）确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

（7）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（8）操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

（9）制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

（10）管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。

7.5.8 运输车辆事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过

程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

7.5.9 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（2）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管

理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

（6）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（7）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

7.6 风险事故应急处理措施

7.6.1 火灾、爆炸事故应急措施

（1）火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

（2）值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

（3）事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

（4）设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

（5）进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

（6）根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

（7）组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

7.6.2 突发有毒气体扩散事件的处理

（1）采取有效措施，尽快切断污染源。

（2）迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

（3）布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、气压、风向、风力等）。

（4）做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

（5）对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

7.6.3 安全防护

（1）应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

（2）受灾群众的安全防护

（3）协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

7.6.4 油气泄漏应急措施

（1）管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的原油漫流。汇集在堤内的地表油，用罐车及时收集拉运至北三台联合站处理，将受污染的土壤委托有相应处置资质单位进行处理。

（2）发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

（3）泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

（4）若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

（5）事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

（6）严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

7.6.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控

制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油100%进行回收，委托有资质的单位进行清运处置。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

7.6.6 运输风险防范措施

项目运营单位应配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。车辆在采出液装卸过程中应安装隔热和熄灭火星装置，并配装导静电橡胶拖地带装置。行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。行车途中应勤检查，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤全部回收，送至有相应处置资质单位处置。

7.7 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

准东采油厂沙南作业区全面推行HSE健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的HSE方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及HSE安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表7.7-1。

表7.7-1　环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的	依托专职消防人员及机构

序号	检查项目	现有状态
	配备情况	
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

7.7.1 消防设施及安全管理

（1）消防设施

采油井场不设消防水设施。本项目的输送系统为管输方式，易燃易爆和可燃物料在操作条件下置于管道中，各个连接处采用密封措施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），采油井场属于五级站场，站场可不设置消防给水设施，初期火灾，由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救即可满足要求。

计量站配备一定数量的灭火器。采油井场依托周围计量站已建消防设施。

西泉029井区外部消防依托新疆油田公司应急抢险救援中心消防一大队五中队，该中队驻扎在沙南公寓，有14名消防队员，配备有4辆12吨～15吨水-泡联用消防车，1辆抢险破拆指挥车。距井区约30km，可在30分钟内到现场。

（2）消防安全管理

中国石油新疆油田分公司开发公司沙南作业区有较健全的消防安全制度和操作规程，设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

7.7.2 安全生产管理

中国石油新疆油田分公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，中国石油新疆油田分公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

7.8 突发环境事件应急预案

本项目投产后归属准东采油厂沙南作业区管辖。中国石油新疆油田分公司准东采油厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局的备案，备案编号为652302-2025-091-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司准东采油厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程应急预案应急处置措施如下：

7.8.1 井场泄漏处置

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.8.2 管道泄漏处置

（1）输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

（2）管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

（3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

（4）井喷失控

①伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b.监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

c.现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

d.条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

②引发火灾、爆炸时

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

b.条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

c.井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

d.依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

③遇险人员应急撤离条件

a.井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

b.空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度25%～30%、3%以上，且无法有效控制时；

c.由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

d.由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.9 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为集输管线和储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

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

表 7.9-1　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	北三台油田西泉 029 井区二叠系梧桐沟组油藏 2026 年产能建设项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市			
地理坐标	经度	***	纬度	***
主要危险物质及分布	原油、天然气			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减少事故造成的损失，避免当地环境受到污染。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。				

表 7.9-2　建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。				
风险调查	危险物质	名称	原油	伴生气	机械设备废油	柴油
		存在总量	19.0t	0.02t	8.0t	16.7t
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数 260 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） 10 人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1 □	F2 □	F3☑
			环境敏感目标分级	S1 □	S2 □	S3☑
		地下水	地下水功能敏感	G1 □	G2 □	G3☑

			性			
			包气带防污性能	D1□	D2 □	D3☑
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1☑	1≤Q＜10 □	10≤Q＜100 □	Q＞100 □
		M 值	M1 □	M2 □	M3□	M4 □
		P 值	P1 □	P2 □	P3 □	P4 □
环境敏感程度		大气	E1 □	E2 □		E3☑
		地表水	E1 □	E2 □		E3☑
		地下水	E1 □	E2□		E3☑
环境风险潜势		IV^+□	IV □	III □	II □	I☑
评价等级		一级□	二级□	三级□		简单分析☑
风险识别	物质危险性	有毒有害☑		易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄漏☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑		地表水□		地下水☑
事故情形分析		源强设定方法	计算法☑	经验估算法□		其他估算法□
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □		其他□
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__/__m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__/__m			
	地表水	最近环境敏感目标___/___，到达时间_____h				
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d				
		最近环境敏感目标_____，到达时间_____d				
重点风险防范措施		安装防喷器和控制装置				
评价结论与建议		项目正常运行下，不会有环境风险事故发生，环境风险事故发生均由管理制度不健全、生产管理疏忽等因素产生，运行中落实风险防范措施，完善风险管理制度和管理机构人员，项目环境风险可以接受。				

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

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

本项目的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作由新疆油田分公司沙南作业区完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。沙南作业区基层单位至少设一名环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完

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

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加

强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1　本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		植被	保护荒漠灌丛植被，收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		防沙治沙、水土保持	主体工程与水保措施和防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		重点区段	项目采油井口及井场及集输管线尽量避让，减少占用、破坏植物		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量，避免水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑、泥浆按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场；危险废物合规处置；建筑垃圾尽量回收利用		
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保持知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。 定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染防治	废水	对污水收集设施进行定期维护		
		废气	对机械设备、管线定期检测、维护； 对大气环境进行定期监测		
		固体废物	委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
	事故风险		制定事故应急预案，对重大隐患能够快速做出反应并及时处理		
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染防	废气	在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
	治	废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
		噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，降低生态环境影响，控制水土流失；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与昌吉回族自治州环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2　施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线敷设	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.3.2 运营期环境管理

（1）日常环境管理

1）定期开展污染源自行监测和环境质量监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水回注油藏，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

2）加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

3）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，

向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4）加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.3.3 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运，重新恢复地面植被。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.3.4 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表8.1-3。

表 8.1-3　闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。地面以上井口装置拆除，地面以下保留管道，避免二次生态影响。	中国石油新疆油田分公司开发公司	昌吉回族自治州生态环境局及所在行政区环境保护行政主管	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.4 其他环境管理要求

8.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

（1）根据国家环境保护总局环发〔1999〕24号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，

并列入环保竣工验收内容。

（2）废气排放口、噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按GB15562.1-1995执行。

（3）排污口立标：污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面2m。

（4）根据《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023），大气污染物排放口许可管理要求，包括污染物排放种类、污染物排放标准名称、许可排放浓度、许可排放速率、许可排放量、监测技术、监测频次等。工业固体废物贮存/处置设施信息包括工业固体废物贮存/处置设施名称、编号、类型、位置、利用/处置方式、贮存/利用/处置能力、贮存设施面积、贮存/利用/处置废物的类别、名称、代码、危险特性、物理性状、产生环节、去向、污染防控技术要求、台账记录等。

（5）根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险废物标签二维码的编码数据结构中应包含数字识别码的内容，信息服务系统所含信息宜包含标签中设置的信息。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位可利用电子标签等物联网技术对危险废物进行信息化管理。

（6）排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。

8.1.4.2 环境影响后评价要求

根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3～5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。石油开采建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入中国石油新疆油田分公司沙南作业区

整体开展环境影响后评价工作。

8.2 企业自主验收

（1）建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

（2）建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。

（3）建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

（4）建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起30个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表8.2-1。

表 8.2-1　拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施工期	废水	管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
		废射孔液	井场	废射孔液与采出液一同管输至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排	依托北三台联合站处理系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准
		压裂返排液	井场	由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排	回收罐若干 依托北三台联合站处理系统	
	废气	施工扬尘	钻井井场、管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		柴油发电机燃油燃烧废气、车辆废气	钻井井场、管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度要求
	噪声	施工噪声	钻井井场、站场、管线施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
	固废	钻井岩屑、泥浆	钻井井场	①钻井泥浆：泥浆均采用进入不落地系统处理后进罐回收，循环使用； ②钻井岩屑；岩屑均经不落地系统处置后进罐收集，交由岩屑处置单位处理，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式	回收罐若干 不落地处理系统，撬装式	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）
		废弃防渗膜、机械设备废油及废油	钻井井场	贮存于井场危废贮存点，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	——	零排放

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
		桶、）含油抹布、劳保用品				
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
		建筑垃圾	钻井井场	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运至当地建筑垃圾填埋场处理	——	零排放
		生活垃圾	钻井井场	项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，施工期间产生的生活垃圾集中收集后由环卫部门清运处置	由环卫部门清运处置	零排放
	生态恢复	水土流失、土地沙化	井场、管线	恢复地貌	永久占地：19024.84m^2 临时占地：385960m^2	恢复地貌
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
		工程占地	井场、管线	严格控制占地范围		
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况		
运营期	废水	采出水	依托的污水处理系统	采出液经北三台联合站污水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	依托北三台联合站处理系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准
		井下作业废水	井场	废水进罐收集后拉至北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排	回收罐若干 依托北三台联合站处理系统	
	废气	烃类无组织挥发	井场、站场、管线集输过程	密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	若干	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干	——
	固废	含油污泥	北三台联合站	采用专用收集罐收集，收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，定期委托有资质的单位清运处置。	——	《陆上石油天然气开采含油

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
					污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
	落地油	井场	井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油委托有资质的单位清运处置	回收罐若干	井场无落地油痕迹
	废润滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品	机械设备检修	定期委托有资质的单位进行无害化处置	——	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
	废弃防渗膜	采油井场或场站日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
	清管废渣	集输管线	定期委托有资质的单位进行无害化处置		
地下水污染防治措施	井场泥浆不落地设施区、钻井柴油罐区、油水罐区、泥浆储备罐区、危废贮存点、岩屑储罐、预留防喷池、计量站、配水撬、阀池等为重点防渗区，重点防渗层的防渗性能不应低于6.0m厚、渗透系数为1.0×10^{-7}m/s的黏土层的防渗性能，一般防渗区为其余设备区，防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚、渗透系数为1.0×10^{-7}m/s的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
环境管理	成立环保领导小组，安排环保管理工作人员 1 人				环境质量达标
	环保设施与措施、环境管理规章制度、环境风险事故应急预案				

8.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》的有关规定，并结合新疆的相关要求，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。公开内容应包括：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 环境监理人员要求

（1）环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

（2）必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

（3）具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 环境监理人员主要职责

（1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

（3）协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场、站场	（1）井位、站场布设是否满足环评要求 （2）各井场、站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； （3）施工作业是否超越了限定范围； （4）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	（1）集油气线路由是否满足环评要求 （2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； （3）施工作业是否超越了作业带宽度； （4）挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； （5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	（1）是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 （2）是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	（1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； （2）施工季节是否合适； （3）有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场和联合站，其在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故，则应开

展相应的应急监测及跟踪监测，并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》，并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《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）制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	执行标准	监测单位
环境质量	生态环境	1 次/年	井场、站场及集输管线沿线		植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复等	/	委托监测或建设单位自行监测
	大气	1 次/半年	项目区下风向		非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	
	地下水*①	1 次/半年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层		pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	
	土壤*②	1 次/年	根据土壤环境监测技术规范（HJ/T166-2004）在项目区井场、站场、管线及周边布点采样分析		pH、石油烃和土壤盐分含量	《土壤环境质量标准-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	
污染源	无组织废气	1 次/季度	井场、站场厂界		非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	
		1 次/半年	设备与管线组件泄漏检测*③	泵、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、法兰及其他连接件、/其他密封设备	泄漏监测值	/	

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	执行标准	监测单位
		1 次/年		法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	/	
	昼夜噪声	1 次/季度	井场厂界四周		等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	土壤	1 次/5 年	井场厂界		砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃、土壤盐分含量	《土壤环境质量标准-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	
	废水	1 次/年	北三台联合站污水处理系统处理后回注油藏的水		悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率、硫酸盐还原菌（SRB）、铁细菌（IB）、腐生菌（TGB）	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准	
	生态	1 次/5 年	井场、站场及集输管线沿线		对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等	/	

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的监测方法及其他相关要求按 HJ733、GB39728 的规定执行。

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

表 8.4-3　退役期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
地下水	1 次/5 年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	委托监测或建设单位自行监测
土壤	1 次/5 年	根据土壤环境监测技术规范（HJ/T166-2004）在项目单井管线、储罐及周边布点	pH、石油烃和土壤盐分含量	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试	

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
		采样分析		行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	

注：退役期地下水、土壤监测根据后期监测情况可适当减少监测频次。

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1　本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
施工期	废水	管道试压废水	SS	回用于施工场地降尘	21.61m³	0	—	—
		射孔液	SS、COD、石油类、挥发酚	废射孔液与采出液一同管输至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排	/	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	—
		压裂返排液	SS、COD、石油类、挥发酚	由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排	2600m³	0		
	废气	采油井、站场及输送管线施工	扬尘、机械和汽车尾气	洒水降尘、使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	作业面小，起尘量较少	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	—
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—
		施工人员	生活垃圾	项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，施工期间产生的生活垃圾集中收集后由环卫部门清运处置	6.65t	0	—	—
		钻井井场	钻井岩屑	泥浆均采用进入不落地系统处理后进罐回收，循环使用；钻井岩屑经不落地系统处置后进罐收集，交由岩屑处置单位处理，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式	14424t	0	—	—
			废弃防渗膜	暂存于井场的危废贮存点，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	/	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—
			机械设备废油及废油桶		8.0t	0		—
			含油抹布、劳保用品		0.5t	0		
			建筑垃圾	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运至当地建筑垃圾填埋场处理	少量	0	—	—
	噪声	施工机械	等效连续 A 声级	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理	80～105dB（A）	65~90dB（A）	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	—
运营期	废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	依托北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排	10521m³/a	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	——
		井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	依托北三台联合站处理达标后回注油藏，不外排	681.46t/a	0		——
	废气	油气储运、输送	NMHC	无组织排放	1.042t/a	2.538t/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	—
	固废	含油污泥		收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，委托有资质的单位进行处置	190.6t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	—
		落地原油		落地油 100%回收，回收后的落地油委托有资质的单位处置	1.4t	0		—
		废润滑油		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.7t/a	0		—
		废润滑油桶		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.025t/a			
		含油抹布、劳保用品		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.05t/a			
		废弃防渗膜		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	3.5t/a	0		—
		清管废渣		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.032t/次	0		—
	噪声	单井中各类机	等效连续 A 声级	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	60~90	35~65	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	—

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
		泵等						

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

项目名称：北三台油田西泉029井区二叠系梧桐沟组油藏2026年产能建设项目

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：北三台油田西泉029井区位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，距阜康市滋泥泉子镇北偏东约16km。中心点经纬度坐标：***。

建设内容：本项目计划新钻开发井12口，包括新钻采油井9口、注水井3口；5口勘探井转采油井，1口勘探井转注水井；4口采油井转注水井；4口老井采油井由单井拉油改为密闭集输；新建产能2.1×10^4t/a，单井最大注水量为50m^3/d；新建1座12井式多通阀橇，1座12井式一体化自动选井计量装置、油气均衡增压一体化装置、撬装注水站合建；新建2座阀池；新建单井集油管线12.1km、集油支线4.2km、单井注水管线3.5km、供水管线8.4km，新建道路2km。配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

产能规模：本工程建成投产后，产油2.1×10^4t/a、产气4.49×10^6m^3/a，单井最大注水量50m^3/d。

项目投资和环保投资：项目总投资3146.3万元，环保投资约631.4万元，占总投资的20.07%。

劳动定员及工作制度：新建各井场由中国石油新疆油田分公司沙南作业区负责管理运行，不新增劳动定员。

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

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

项目所在区域内 2025 年 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 1 中过渡阶段二级标准浓度限值，其余各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 1 中过渡阶段二级标准浓度限值，项目所在区为不达标区。非甲烷总烃小时均值满足《大气污染物排放标准详解》中 2.0mg/m³ 标准要求；项目所在地区环境空气质量总体状况良好。H_2S 浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准；项目所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.1.2.2 水环境质量现状

区域各地下水监测点的各监测项目中总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、硫酸盐有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

9.1.2.3 声环境质量现状

本次评价期间对声环境质量进行了现场监测，声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目建设场地土壤环境质量各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值；占地范围外评价区土壤环境质量的各监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 条件下的风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，项目区无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。项目区所属的阜康市属于天山北坡诸小河流域重点治理区。项目区土地利用类型主要为灌木林地、天然牧草地、一般耕地（水浇地）、采矿用地和工业用地，生态系统为荒漠生态系统，生态系统较为简单。该区域植被组成较为多样，植被多为耐旱型，以红砂荒漠、

紫花苜蓿草原和戈壁针茅草原为主，整个区域植被覆盖度在植被盖度约20%~30%，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于灰漠土和风沙土，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，分布较为稀疏，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

9.1.3 主要环境影响及环保措施

9.1.3.1 环境空气

（1）施工期废气：主要为井场、站场工程、管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：主要为油气集输过程无组织排放的烃类气体，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。经预测，各井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）的场界标准限值（NMHC无组织排放浓度限值4mg/m^3）。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境

施工期产生的废水主要是废射孔液、压裂返排液及管线试压废水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。射孔液与采出液集输至北三台联合站处理。压裂返排液由罐车送至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

本项目运营期的采出水及井下作业废水依托北三台联合站污水处理系统处理达标后回注油藏。

项目正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染

防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

9.1.3.3 声环境

项目区200m范围内无声环境敏感点，施工期、退役期噪声影响均是暂时性的，待工程结束后影响也随之消失。

工程运营期各噪声源源强较低，对周围声环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物

（1）施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托岩屑处置单位合规处置，按要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；机械设备废油及废油桶、含油抹布、劳保用品、废弃防渗膜作为危险废物，暂存于井场的危废贮存点，定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后由施工单位清运至当地建筑垃圾填埋场处理；项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托周边村庄，施工期间产生的生活垃圾集中收集后由环卫部门清运处置。

（2）运营期：主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布、劳保用品、清管废渣。含油污泥收集后暂存至沙南作业区含油污泥贮存设施，委托有资质的单位清运处置；落地原油由作业单位100%回收，回收落地油与其他危险废物委托有资质的单位进行无害化处置。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上分析，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及中国石油新疆油田分公司开发公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护

红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

9.1.3.6 环境风险

本工程发生风险事故的类型主要为管线破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

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

9.1.4 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国生态环境法典》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.5 总结论

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

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

（2）加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

（3）作业废水在环保部门监督下，处理满足标准后回注油藏，不外排。

（4）建立健全地下水动态监控机制，增设监测点，加大监测频次，掌握地下水水质动态变化情况，为水质保护提供动态信息和科学依据。

（5）含油污泥、落地原油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。

（6）项目采油井口、注水井井口及井场、站场及集输管线占地范围内尽量避让荒漠植被。

（7）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（8）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。