

春光油田（乌苏境内）区块建设项目

环境影响评价报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油化工股份有限公司河南油田分公司

新疆采油厂

编制日期：2021 年 9 月

中华人民共和国生态环境部制

1 概述

1.1 项目概况

春光油田地处克拉玛依市和塔城地区，位于克拉玛依市五五新镇西北约 13.2km。该区紧邻车排子、小拐和红山嘴油田，区块面积 1023km²。春光油区（乌苏地区）位于春光油田西部。

春光油田于 2005 年 9 月由胜利油田开发，区域构造上位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起东部 2 号构造。区内为新疆生产建设兵团第七师和车排子镇农田，部分为戈壁、荒漠地带，修建的公路主干线基本形成，交通较为便利。

在中石化集团公司大力支持下，春光油田由胜利油田划归中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂管理开发。按照中石化股份公司“创新制度强基础、滚动一体找商储、增量择优增收益、存量精管创效益、科学开发可持续”的整体要求，坚持“产量—效益—安全”三统一理念，突出发展的“质量和效益”，合理有效开发。

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂以持续提高采收率和经济效益为中心，强化勘探开发一体化程序，加快新增探明储量的评价和动用步伐，做到整体优化、效益最大化，最大限度利用成熟配套技术提高油区采收率，提高油藏精细管理水平，统筹投资、储量、产量、工作量、成本、效益等各项要素的关系，努力实现西部油区效益开发。

本次工程深化地质综合研究，精细油藏描述，摸清剩余油分布规律，优化方案部署、合理调整产量结构，降本增效，提高油田开发经济效益；优先推广应用成熟的提高采收率技术与井网加密调整协调统筹安排，保持油区产量和阶段储采比基本稳定；继续强化勘探开发一体化，加快新增控制储量的评价、动用步伐。

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂拟投资 13612.67 万元，在排 10、排 400 区块于 2021 年-2023 年部署完善井 90 口，10 年末累积产油 2.2×10^4 t，配套建设单井集输管线总长 9.0km，新建井场道路总长 18.0km；建设通信、电气、自控等。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，位于乌苏市，按照《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年 12 月 29 日修正）》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 077 陆地石油开采 0711”中的“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。

为此，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂于 2021 年 7 月委托我单位开展本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 7 月 14 日在乌苏政府网站对本项目进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

本项目为油气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号），本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目区块周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，因此，本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

（2）规划符合性判定

本项目属于中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂油气勘

探开发项目，本项目位于准格尔盆地油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和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。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、土壤的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本项目各井场无组织废气非甲烷总烃可满足《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， H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表1二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目废水主要为采出水和修井废水，其中采出水随采出液一起最终进入联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；修井废水送至联合站妥善处理，均不外排，不会对周围地表水环境产生影响。

(3) 本项目生产过程中废水主要为采出水和修井废水，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。项目管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

(4) 本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，各井场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求。

(5) 本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，类比同类石油开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

(6) 本项目井场无人值守，营运期固体废物主要为落地油泥，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(7) 本项目东部区域为绿洲农田，存在一定的植被覆盖，区域未见大型野生动物出没，井场钻探及管线敷设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完

成后生态环境的影响通过 2~3 年可自然恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本项目涉及的风险物质主要包括原油（采出液）、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到公众反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（修订版），2015.1.1；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修正版），2018.12.29；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（修正版），2018.10.26；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（修正版），2018.1.1；
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（修正版），2020.9.1；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1；
- (7) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（修订版），2018.12.29；
- (8) 《中华人民共和国水法》（修正版），2016.7.2；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（修订版），2011.3.1；
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》（修正版），2018.10.26；
- (11) 《中华人民共和国可再生能源法》（修正版），2009.12.26；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（修正版），2016.05 修订；
- (13) 《中华人民共和国节约能源法》（修正版），2018.10.26；
- (14) 《中华人民共和国矿产资源法》（修正版），2009.08.27；
- (15) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1；
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》（修正版），2018.10.26；
- (17) 《中华人民共和国环境保护税法》（修正版），2018.10.26；
- (18) 《中华人民共和国防沙治沙法》（修正版），2018.10.26。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（修订版），2017.10.1；
- (2) 《中华人民共和国土地复垦条例》，2011.3.5；
- (3) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》，2013.3.1；

- (4) 《中华人民共和国自然保护区条例》（修订版），2017.10.7；
- (5) 《中华人民共和国基本农田保护条例》（修订版），1999.1.1；
- (6) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修正版），2018.09.21；
- (7) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（修正版），2018.9.21；
- (8) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（修正版），2012.03.28；
- (9) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019.1.1；
- (10) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（修订版），2017.7.1。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》（环发〔2015〕92号）；
- (2) 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）；
- (3) 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）；
- (4) 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）；
- (5) 《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）；
- (6) 《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办〔2013〕104号）；
- (7) 《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日起施行）；
- (8) 《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）；
- (9) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）；
- (10) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）；
- (11) 《产业结构调整指导目录》（2019年本）（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号）；

- (12) 《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号）；
- (13) 《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）；
- (14) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）；
- (15) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35号）；
- (16) 《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）；
- (17) 《关于加强矿产资源勘查开发监督管理工作的通知》（国土资发〔2001〕272号）；
- (18) 《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3号）；
- (19) 《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》；
- (20) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》（修订），新环发〔2017〕1号，2017年1月1日施行；
- (21) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21号）；
- (22) 《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）；
- (23) 《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）；
- (24) 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；
- (25) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）；
- (26) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号，2021年2月21日发布并实施）；
- (27) 《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48号）
- (28) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）。

2.1.4 技术依据

- (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 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011)；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)；
- (10) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)；
- (11) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)；
- (12) 《石油化工企业环境保护设计规范》(SH3024-1995)；
- (13) 《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)；
- (14) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；
- (15) 《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)；
- (16) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；
- (17) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号)；
- (18) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；
- (19) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) (2013 修正)；
- (20) 《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)；
- (21) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)。

2.1.5 其它相关依据

- (1) 《关于印发<全国生态功能区划（修编版）>的公告》（环境保护部公告 2015 年第 61 号）；
- (2) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (3) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020）》；
- (4) 《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005.12.21）；
- (5) 《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002.12）；
- (6) 《塔城地区乡镇级集中式饮用水水源保护区划分方案》（2014.1）。

2.1.6 基础资料

- (1) 《春光油区（乌苏地区）2021-2023 年地面框架方案》（2021 年 7 月）；
- (2) 中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂提供的其他技术资料；
- (3) 项目环境影响评价委托书。

2.2 评价目的与评价原则

2.2.1 评价目的

本次评价拟通过对以下几方面的评价，论证拟建项目在环保方面的可行性，为项目审批部门的决策、项目竣工验收及项目运行后的环境管理提供技术依据。

- (1) 查清评价区域内地表水及地下水、大气和声、土壤环境等环境质量现状，为环境质量评价和预测提供背景资料；
- (2) 分析石油开发过程中排放的污染物种类、数量以及对所在地区地表水和生态环境的影响情况；
- (3) 通过环境影响预测，评价石油开发活动对评价区内环境的影响程度和范围；
- (4) 对拟采取的污染防治和生态保护措施进行论证，提出区域环境污染和破坏的综合防治对策，为本地区环境管理和石油开发的生产管理提供依据。
- (5) 分析项目可能存在的环境风险，预测风险事故可能产生的环境影响，

提出环境风险防范措施。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

a) 依法评价

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

b) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

c) 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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素识别与评价因子筛选

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程在施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，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。生产运行期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运行期。服役期满后，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。

2.3.1 环境影响因素识别

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程建设对周围环境的影响因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境、生态环境及固体废物等。

施工期的环境影响主要表现为非污染生态影响，施工内容主要为钻井作业和管线敷设及道路建设等，施工活动将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在

占用土地及破坏土壤、地表植被等。运营期污染物排放主要集中在油气开采。与施工期相比，运营期对环境的污染影响较轻，但持续的时间较长。闭井期石油产量明显下降，油水井相继关闭，因此油田闭井期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低。闭井期环境的影响主要表现为井场拆除采油设备、封井等施工活动。本工程环境影响因素识别及筛选见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别及筛选矩阵

影响因素 环境要素	施工期						运营期					退役期		
	废气	废水	固体废物	噪声 震动	环境 风险		废气	废水	固体废物	噪声	风险 事故	废气	噪声	固体废物
	占地 柴油 机废 气、车 辆废 气、扬 尘	生活 污水	岩 屑、 弃 土、 建筑 垃圾	施 工 车 辆、 设备	井 喷、 井漏		放散管 废气、 无组织 挥发烃 类	井下 作业 废水	油泥	设备 运转	管线 等破 裂、 原油 泄漏	构筑 物拆 卸扬 尘	施 工车 辆、 设备 噪声	拆卸后 的建筑 垃圾
大气	○	+	○	+	○	+	++	○	+	○	+	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	++	+	○	+	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	+	○	++	+	○	+
植被	+	+	+	+	○	+	+	○	+	○	++	+	○	+
动物	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 环境影响评价因子筛选

通过对春光油田区域的环境现状调查，结合环境影响识别，对环境影响评价因子进行初步的筛选，评价因子筛选结果见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因一览表

序号	环境要素	现状调查与评价因子	环境影响评价因子
1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃、硫化氢
2	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、锰、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类（以苯酚计）、硝酸盐、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、氰化物、氟化物、铬（六价）、汞、砷、镉、铅、石油类	石油类
3	噪声	等效连续 A 声级（Leq）	等效连续 A 声级（Leq）

4	土壤	建设用地基本因子：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘 农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
5	生态环境	动物、植被类型、土壤类型、土地利用状况等	生物量损失、水土流失等
6	环境风险	石油（采出液）、伴生气（硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷）	石油、石油气

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

区块内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及其修改单要求。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水环境：区域有奎屯河，井场 21-26 距离奎屯河 260m，根据《新疆水环境功能区划》中奎屯河（奎屯水库-艾比湖段），规划主导功能为农业用水，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类标准。

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

2.4.1.3 声环境

区域内及周边多为乡村，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类声环境功能区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；井场厂界外 200m 范围内执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

2.4.1.4 土壤环境

区内及周边为村落、农田、草地，现状土壤适用于《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。

区块实施后建设的井场土地性质变更为工业用地，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）中第二类用地风险筛选值。

2.4.2 环境评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气

SO₂、NO₂、CO、PM₁₀、PM_{2.5}、O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及其修改单要求；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度 10μg/m³ 参考限值；非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中浓度 2.0mg/m³，具体标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准限值

环境要素	标准名称及级（类）别	污染物	标准值		
			单位	数值	
环境空气	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准 及其修改单要求	SO ₂	ug/m ³	1 小时平均	500
				24 小时平均	150
		NO ₂		1 小时平均	200
				24 小时平均	80
		CO	mg/m ³	1 小时平均	10
				24 小时平均	4
		O ₃	ug/m ³	日最大 8 小时平均	160
				1 小时平均	200
	PM ₁₀	ug/m ³	24 小时平均	150	
	PM _{2.5}		24 小时平均	75	
	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018） 附录 D	硫化氢	ug/m ³	1 小时平均	10
《大气污染物综合排放标 准详解》	非甲烷总 烃	mg/m ³	一次值	2	

(2) 地下水

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准限值,其中石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准限值,具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准限值 单位: mg/L

序号	项目	标准值	序号	项目	标准值
1	pH	6.5~8.5	12	亚硝酸盐(以 N 计)	≤1.00
2	总硬度	≤450	13	硝酸盐(以 N 计)	≤20.0
3	溶解性总固体	≤1000	14	氰化物	≤0.05
4	硫酸盐	≤50	15	氟化物	≤1.0
5	氯化物	≤50	16	六价铬	≤0.05
6	锰	≤0.10	17	铁	≤0.3
7	挥发性酚类	≤0.002	18	汞	≤0.001
8	耗氧量(COD _{Mn} 法,以 O ₂ 计)	≤3.0	19	砷	≤0.01
9	氨氮(以 N 计)	≤0.5	20	镉	≤0.005
10	总大肠菌群(MPN/100mL)	≤3.0	21	铅	≤0.01
11	菌落总数(CFU/mL)	≤100	22	石油类	≤0.5

(3) 声环境

井场厂界外 200m 范围内声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准,具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量标准 单位: dB (A)

类别	适用区域	昼间	夜间
2 类	井场厂界外 200m 范围内	60	50

(4) 土壤

项目实施后井场永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地风险筛选值,项目实施后其他土壤及现状土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中风险筛选值、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地风险筛选值,具体风险筛选值见表 2.4-4、表 2.4-5。

表 2.4-4

农用地土壤污染风险管控标准

单位: mg/kg

污染物项目		风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	其他	40	40	30	25
铅	其他	70	90	120	170
铬	其他	150	150	200	250
铜	其他	50	50	100	100
镍		60	70	100	190
锌		200	200	250	300

表 2.4-5

建设用地土壤风险筛选值

单位: mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	序号	污染物项目	筛选值
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬(六价)	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	37	二氯酚	2256
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	38	苯并(a)蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并(a)芘	1.5
17	1, 2-二氯丙烷	5	40	苯并(b)荧蒽	15
18	1, 1, 1, 2 四氯乙烷	10	41	苯并(k)荧蒽	151
19	1, 1, 2, 2 四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并(a, h)蒽	1.5
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	15
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

施工期扬尘执行《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限值；运营期井场边界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9排放控制要求；硫化氢浓度执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新扩改建项目二级标准。井场内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)表A.1中无组织排放限值，具体见表2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准 单位: mg/m³

污染物	排放限值	执行标准	监控点
颗粒物	1.0	《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限值	周界外浓度最高点
非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9边界污染物控制要求	边界
	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)表A.1中无组织排放限值(监控点处1h平均浓度值)	厂房外
硫化氢	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新扩改建项目二级标准	厂界

(2) 含油污水回注标准

油井作业污水、洗井污水、油井产液经联合站处理后产生的含油污水均进入联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，处理后的出水执行《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中相应标准限值。

表 2.4-7 推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率(μm^2)		≤ 0.01	$>0.01 \sim \leq 0.05$	$>0.05 \sim \leq 0.5$	$>0.5 \sim \leq 1.5$	>1.5
1	悬浮固体含量(mg/L)	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10	≤ 30.0
2	颗粒直径(μm)	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
3	含油量(mg/L)	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30	≤ 50.0
4	硫酸盐还原菌 SRB (个/ml)	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
5	平均腐蚀率(mm/a)	≤ 0.076				
6	腐生菌 TGB (个/ml)	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^3$	$\leq n \times 10^4$	$\leq n \times 10^4$
7	铁细菌 IB (个/ml)	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^3$	$\leq n \times 10^4$	$\leq n \times 10^4$
备注: $1 < n < 10$						

(3) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准限值,运营期井场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准,具体排放限值见表2.4-8。

表 2.4-8 场界噪声限值 单位: dB (A)

类别	污染源	项目	排放限值	单位	标准来源
施工噪声	Leq	昼间	70	dB (A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界噪声	Leq	昼间	60	dB (A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准
		夜间	50		

(4) 固体废物

①废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质包装袋属于一般工业固体废物,执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求;

②废烧碱包装袋、含油污泥、落地油、含油废弃防渗布均属于危险废物,执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其2013年修改单要求;

③钻井岩屑、废弃钻井泥浆经无害化处理后产生的泥饼执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020),泥饼其浸出液中任何一种特征污染物浓度要达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)最高允许排放浓度(第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行),具体标准见表2.4-9。

表 2.4-9 泥饼浸出液执行标准

序号	项目	单位	指标	序号	项目	单位	指标
1	pH值	无量纲	6~9	6	总铬	mg/L	≤1.5
2	COD	mg/L	≤100	7	总砷	mg/L	≤0.5
3	石油类	mg/L	≤5	8	总铅	mg/L	≤1.0
4	悬浮物	mg/L	≤70	9	全盐量	mg/L	≤2000
5	铬(六价)	mg/L	≤0.1				

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

《环境影响评价技术导则 大气环境》根据HJ2.2-2018提供的确定大气环境

影响评价等级的方法确定本项目大气环境影响评价等级。

根据油田开发污染物排放特点,本次评价选取井场逸散非甲烷总烃进行大气评价等级判定,其主要污染物为非甲烷总烃,计算污染物的最大地面浓度占标率 P_i (第 i 种污染物), 及第 i 种污染物的地面浓度达到标准值 10%所对应的最远距离 $D_{10\%}$, 其中 P_i 定义为:

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

式中: P_i : 第 i 个污染物的最大地面浓度占标率, %;

C_i : 采用估算模式计算出的 i 个污染物的最大地面浓度, mg/m^3 ;

C_{oi} : 第 i 个污染物的环境空气质量标准, mg/m^3 , 取 GB3095 二级限值, 其评价等级判据见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级判据一览表

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

项目评价标准见表 2.5-2。

表 2.5-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 (mg/m^3)	标准来源
非甲烷总烃	小时值	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》

根据工程分析,井场非甲烷总烃无组织排放源,本次评价选用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的模型进行估算结果,其结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 本项目各污染源估算模式计算结果表

污染源	排放方式	污染物	最大落地距离 (m)	$C_{\max}$ (mg/m^3)	$P_{\max}$ (%)
井场	无组织废气	非甲烷总烃	77	0.024	1.21
下风向最大质量浓度及占标率/%				1.21	
$D_{10\%}$ 最远距离/m				0	

通过预测模式计算可知,本项目污染物最大占标率为 $P_{\max}=1.21\%$ 。根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018), 当 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ 时环境空气评价等级为二级评价, 判定本次大气评价等级为二级。

2.5.2 地表水环境

本项目生产工艺中采出水、洗井废水等生产废水进入排二联合站污水处理设施处理后回注油层，实现零排放。工作人员由春光油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ/T2.3-2018)中关于环境影响评价工作分级要求，本项目按三级 B 评价，不进行预测评价，重点分析该污染治理措施可行性、达标性及合理性分析。判定情况见下表。

表 2.5-4 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q (m^3/d) ; 水污染物当量数 W (无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	-

2.5.3 地下水环境

(1) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016) 导则附录 A 中的划分依据，本项目属于附录 A 中的 F 石油天然气：37 石油开采，地下水环境影响评价项目分类中的 I 类项目。

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-5。

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

根据现场调查，区域内有一水源地-车排子供水（地下水水源地），井场位于水源保护区的下游区域，因此本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

按照地下水导则中的评价工作等级划分表，确定本项目的地下水评价等级为二级，具体判定情况见下表 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境评价工作等级划分表

项目类别 环境敏感程度	I 类	II 类	III 类
敏感	—	—	二
较敏感	—	二	三
不敏感	二	三	三
本次评价等级	本项目属于 I 类项目，不敏感区域，因此为二级评价		

2.5.4 声环境

项目所在区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类、2 类区，项目实施前后噪声的增加值在 3dB（A）以下（不含 3dB（A）），受影响人口数量变化不大。

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中 5.2.3 节“建设项目所处的声功能区为 GB 3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3~5dB（A）（含 5dB（A）），或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价”，判定本次评价声环境影响评价等级为二级评价。

2.5.5 土壤环境

项目为石油开采项目，油井套损、管线渗漏等造成的原油泄漏会对土壤产生污染，属于污染影响型。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中污染影响性评价工作等级划分表判定土壤环境影响评价等级，具体见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响性评价工作等级划分表

评价工作 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

项目类别为Ⅰ类-金属矿、石油、页岩油开采，井场周边存在农田、草地、居民区，区域土壤敏感；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 6.2.2.3 节，判定土壤环境影响评价等级，等级为一级。

2.5.6 生态环境

区块永久占地 22.95hm²，临时占地面积 14.55hm²；区域内主要为农田、草地、居民区，属于一般区域；无自然保护区、世界文化和自然遗产地等，无风景名胜、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）中 4.2.1 节，判定生态影响评价工作等级为三级评价，具体见表 2.5-8。

表 2.5-8 生态影响评价工作级别划分判据

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2-20km ² 或长度 50-100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2.5.7 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油（特稠油），属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t。通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值 $Q=0.014$ 。本项目 $Q<1$ ，环境风险潜势为Ⅰ。

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 2.5-9 确定

评价工作等级。

表 2.5-9 评价工作等级划分

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

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

根据上表，该项目环境风险评价可开展简单分析。

2.6 评价范围

区块位于乌苏市，根据环境影响评价工作等级的要求，结合当地气象、水文地质条件和“三废”排放情况，确定本次评价中环境影响评价范围，具体见表 2.6-1、附图 2.6-1。

表 2.6-1 本项目环境影响评价范围一览表

序号	评价专题	评价范围
1	大气环境	区块内井场外延 5.0km 矩形叠合区域
2	地表水	不设置评价范围
3	地下水	结合项目实际建设内容，确定以区域地下水流向为主轴，井场周边 1.0km 范围
4	声环境	井场厂界外延 200m 范围内
5	土壤	井场边界外延 1km 范围
6	生态	井场外 1km
7	环境风险	/

2.7 与相关政策规划符合性分析

2.7.1 产业政策及相关规划符合性分析

本项目与《产业结构调整指导目录（2019 年本）》、《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》等相关要求符合性分析结果见表 2.7-1。

表 2.7-1 与相关规划符合性分析结果一览表

文件名称	相关要求	本项目	分析结果
《产业结构调整指导目录（2019 年本）》	第一类 鼓励类 七、石油、天然气 1、常规石油、天然气勘探与开发	本项目为老区块加密井建设，开采石油天然气	符合

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区	本项目属于油气开采项目，位于准噶尔盆地。	符合
《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》	（四）按照生态功能划定生态保护红线。 （五）按照保质保量要求划定永久基本农田。永久基本农田是为保障国家粮食安全和重要农产品供给，实施永久特殊保护的耕地。依据耕地现状分布，根据耕地质量、粮食作物种植情况、土壤污染状况，在严守耕地红线基础上，按照一定比例，将达到质量要求的耕地依法划入。已经划定的永久基本农田中存在划定不实、违法占用、严重污染等问题的要全面梳理整改，确保永久基本农田面积不减、质量提升、布局稳定。		符合
《自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》	（八）处理好涉及永久基本农田的矿业权设置。全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。非战略性矿产，申请新设矿业权，应避让永久基本农田，其中地热、矿泉水勘查开采，不造成永久基本农田损毁、塌陷破坏的，可申请新设矿业权。矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。	项目不在生态保护红线内，井场不占用永久基本农田。	符合
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。新疆禁止开发区域包括：国家层面禁止开发区域——国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家级风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园，新疆国家层面禁止开发区域共44处。自治区层面禁止开发区域——自治区级及以下各级各类自然文化资源保护区域、重要水源地、重要湿地、湿地公园、水产种质资源保护区及其他自治区人民政府根据需要确定的禁止	本项目位于乌苏市，属于国家层面重点开发区域，该区域的功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、	符合

	开发区域,新疆自治区级禁止开发区共 63 处。新设立的省级以上自然保护区、风景名胜、地质公园、重要湿地、湿地公园、水产种质资源保护区等,自动进入新疆禁止开发区域名录。	机电工业及纺织工业基地。 本项目为油田开采,与国家层面重点开发区域目标相一致,与主体功能区划相协调。	
--	---	---	--

2.7.2 与环境保护相关文件符合性分析

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

《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）文件中提出：“二、深化项目环评“放管服”改革（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。”

项目为老区块的加密井建设，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》环办环评函〔2019〕910 号文件中相关要求。

2.7.2.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性

序号	相关要求	本项目	分析结果
1	第八条 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目拟申报矿权范围内不涉及上述禁采区	符合
2	第十条 煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设	环评报告按条例要求，提出了环境监理的要求。	符合

	计、同时施工、同时投产使用。		
3	第十一条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	环评报告中在生态影响章节提出了生态恢复的相关要求；建设单位在开发过程中将另行编制生态保护和恢复治理方案。	符合
4	第十六条 煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	根据项目设计相关资料，春光油田（乌苏境内）区块勘探开发过程不使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	符合
5	第二十二條 石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂钻井井场施工，有完善的质量环境安全管理体系，能够做到在井场内无污染作业，钻井结束后能够做到场地平整、清洁卫生，污染物分类处置，不会违规掩埋。	符合
6	第二十三条 石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	河南油田关于油气集输管线、储存设施等，已有一套完善的管理制度，积累了丰富的事故处置经验。	符合
7	第二十四条 石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。	①钻井工程使用水基泥浆体系，钻井施工中做到泥浆、钻屑不落地，分离出岩屑、砂和泥经检测满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）第Ⅰ类固体废物要求后，油田可作为井场道路垫料。 ②落地油采用油泥不落地技术，在钢制铁桶收集后暂存在井场撬装式危废暂存间，定期委托有资质单位清运处置。	符合
8	第二十五条 石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	①钻井所用钻井液使用钻井液使用水基泥浆，严禁加入各种有毒、有害的化学处理剂。 ②一开钻完后下表层套管固井，水泥浆返到地面，对地下水源段进行全封固。水泥固井后彻底切断井筒钻井液与地下水的联系。 ③完井生产套管固井水泥浆返到地面对井眼中间井段的易塌、易漏、高压、含盐等地层，起到隔离地层的作用。 ④地下水源双层套管保护，双层套管固井水泥返到地面，确保地下水源绝对不会受到污染。	符合
9	第二十七条 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处	含油泥砂委托有资质单位清运处置	符合

	置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	
--	-----------------------	--

2.7.2.3 与石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析

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）相关要求符合性分析结果见表 2.7-3。

表 2.7-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	文件要求	项目	分析结果
1	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施	拟申报矿权内有永久基本农田、园地、草地、林地，环评报告对生态环境影响进行充分论证。	符合
2	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。	采用清洁生产工艺和技术，采出水经联合站水处理系统处理达标后回注油层，回用率达到 90%以上；钻井废弃物采用不落地收集技术，泥浆循环过程中固液分离后，分离出的固相作为井场道路垫层；分离出的液相（废水）用于钻井液的配置，不外排。含油污泥集中收集定期委托有资质的单位处置，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%	符合
3	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。	钻井期不涉及有毒有害化学剂	符合
4	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%。	井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合
5	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。	钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95%以上，钻井废水回用于钻井作业	符合
6	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐	/	/

	率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。		
7	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式,新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目为石油开采项目,井场采用管道密闭输送	符合
8	油气田建设宜布置丛式井组,采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术,以减少废物产生和占地	油田建设规划布置丛式井组,采用直井	符合
9	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到 80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	/	/
10	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井,加强对油气田地下水水质的监控,防止回注过程对地下水造成污染。	本评价提出了生态环境影响减缓措施及地下水污染防治措施	符合
11	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
12	在钻井和井下作业过程中,鼓励油污、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目钻井和井下作业过程中,钻井废水进入生产流程循环利用	符合
13	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	各收集贮存装置按照相关标准采取防渗措施	符合
14	应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到 90%以上,残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别,根据识别结果资源化利用或无害化处置。	项目钻井期采用油泥不落地技术,落地油集中收集于井场钢质桶内暂存于撬装式危废暂存间,定期交由资质单位处置	符合

2.7.2.4 与陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范符合性分析

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

相关要求符合性分析结果见表 2.7-4。

表 2.7-4 与陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范符合性分析

序号	文件要求	本项目	符合性
1	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。 应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目钻采方案的设计技术先进、实用成熟，符合清洁生产要求；项目井场钻井过程严格控制占地范围，完成后，地表砾石覆盖，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
2	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案考虑了春光油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
3	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目各井场、道路永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
4	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目钻井过程中，配备先进完善的固控设备，采用低固相优质钻井液，设置井控装置。泥浆分离岩屑后回用于生产，回用率不小于 95%。	符合
5	对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。	/	—

2.7.3 “三线一单”分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环评〔2016〕150号）、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）及《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48号）要求，要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（以下简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，以及所属行业及区域环境准入负面清单相关要求对比分析如下。

表 2.7-5

三线一单符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，一般生态空间得到有效保护，维护国家生态安全底线和生命线。部分生态脆弱区生态质量有较大改善，大型生态环境修复工程取得重大成效。	本项目区域内无饮用水水源保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、沙漠公园、湿地公园、重要湿地、公益林等各类保护地，不在生态保护红线范围内。	符合
环境质量底线	主要污染物排放总量得到有效控制，乌沙区域大气环境质量持续改善，重污染天气持续减少；区域内水体得到有效治理，水污染防治水平实现较大提高，饮用水安全保障水平持续稳定，地下水超采得到有效控制，地下水水质保持稳定达标；土壤环境质量保持稳定，土壤安全利用水平稳中求升，整体环境监管能力显著提升，环境风险能够得到有效防控。	据区域例行监测点数据可知，项目区域属于环境质量达标区域。本项目施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为废气污染源-各井场无组织废气，井场、管线阀门连接处定期检测，污染物能达标排放；采出水由联合站处理达标后回注油层；正常情况下不会对周围地下水环境造成影响；生活垃圾集中收集交环卫部门清运，固废能得到合理规范处置。本项目的建设不会改变区域环境质量现状，能够满足《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）文件中“环境质量底线”的要求。	符合
资源利用上线	资源利用总量得到控制，节约集约利用水平取得较大提升，地区水资源、能源消耗、土地资源等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。	项目为石油天然气开采项目，运营过程中消耗水资源较少，对区域水资源影响较小。井场永久占地达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），场地外农用地满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线	符合
塔城地区“三	全地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，主要为优先保护单元、重点管	项目位于一般管控单元，主要落实生态环境保护基本要求，推动区域	符合

线一单 "生态 环境分 区管控 方案	控单元、一般管控单元三大类。	环境质量持续改善。	
环境准 入清单	1.执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】（一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。）【A1.4-2】（重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。）条要求。 2.执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】（限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地）条要求。 3.执行塔城地区总体管控要求【1.6】（1.6 严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。）【1.8】条要求。	①对照《产业结构调整指导目录（2019年本）》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”。 ②石油开采符合准入要求。 ③不在《市场准入负面清单（2019年版）》、《新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）》《新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）》内。	符合

2.8 污染控制与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况,确定本评价污染控制及保护环境的目标为:工程建设应符合清洁生产的原则,采取成熟可靠的工艺技术,保证拟建项目污染物实现达标排放(符合相应标准要求,并使固体废物得到合理利用或无害化处置),使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。工程建成后,当地环境质量不发生较大改变,仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

2.8.2.1 环境保护目标

评价区所涉及的环境敏感区有饮用水水源保护区、居民区等,详见表 2.8-2。

表 2.8-2 建设项目环境敏感特征表

类别	井场名称	敏感目标名称	相对方位	相对距离/m	属性	人口数(户)	环境功能
大气	23-5	车排子镇	W	418	居住区	500	《环境空气质量标准》GB3095-2012 中的二级标准
	23-1	三道桥村	S	1000	居住区	50	
	21-1	127 团 8 连	NW	350	居住区	30	
	21-26	梧桐村	N	350	居住区	200	
	22-29	铁架子村	N	310	居住区	400	
	22-28		SW	400	居住区		
地表水	21-26	奎屯河	S	260	/	/	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V 类水标准
地下水	23-1	车排子供水站	S	1200	饮用水	/	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类
生态环境	一般农田、植被和动物			占地范围	--		不改变生态功能
	项目区内梭梭				重点保护植物		避免占用林地茂密区，按规定进行补偿

2.8.2.2 环境敏感区调查

2.8.2.2.1 饮用水水源地

《塔城地区乡镇级集中式饮用水水源保护区划分方案》已于 2015 年 4 月取得《关于塔城地区乡镇集中式饮用水水源保护区划分方案的批复》(新政函

[2015]67号)，该方案中确定了乌苏市乡镇级饮用水水源保护区划分方案，项目区附近有车排子供水站，距离最近的井场 23-1，相距 1.2km。

表 2.8-3 乌苏市乡镇级饮用水水源保护区划分方案（摘录）

水源地名称	保护区级别	拐点	纬度	经度	面积 (km ²)	周长 (km)
车排子供水站（地下水）	一级	A1			0.008	0.314
		A2				
		A3				
		A4				
	二级	B1			0.78	3.14
		B2				
		B3				
		B4				

2.8.2.2.2 永久基本农田

项目所在区域为农田绿洲区，主要种植棉花、蔬菜。项目占地不涉及永久基本农田。

2.8.2.2.3 公益林

项目所在区域无国家一级、二级公益林、地方重点公益林，仅为地方一般公益林-农田防护林。

2.8.2.2.4 新疆甘家湖梭梭林国家级自然保护区

新疆甘家湖梭梭林国家级自然保护区地跨新疆塔城地区乌苏市和博尔塔拉蒙古自治州精河县，位于准噶尔盆地西南部，属艾比湖盆地。地理坐标介于东经 83°18'~83°52'，北纬 44°46'~44°58'之间，总面积为 820000 亩，核心区面积为 96825 亩，缓冲区面积为 389025 亩，实验区面积为 334155 亩。新疆甘家湖梭梭林国家级自然保护区主要保护对象为梭梭、白梭梭及其生长环境。

项目区西侧边界距新疆甘家湖梭梭林国家级自然保护区 32km。

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程概况

(1) 现有工程建设情况

本次春光油田（乌苏境内）产能建设项目为改善现有排2-400区块、排10区块建设情况。

表 3.1-1 现有区块概况

名称		排 2-400 区块	排 10 区块
工程规模		排 2-400 井区建设基建油井 29 口，新建产能** $\times 10^4$ t，新建 50m ³ 拉油高架罐（保温）29 座	排 10 井区油井 32 口，集输系统设计规模按油量** $\times 10^4$ t、液量 30 $\times 10^4$ t 考虑。新建 50m ³ 拉油高架罐（保温）32 座
井场		春 23、春 26、春 29、春 36、春 37、春 40、春 44、春 78、春 83、排 2-401、春 39、排 400-1、排 400-1H、排 400-2H、春 45、春 45-1、春 45-2、春 45-3、春 45-4、春 45-5、春 45-6、春 45-8、春 64、春 64-1、春 77、春 142E 侧 1、春 131E、排 400-3、春 131-1	春 130E、春 72、春 124E、春 22、春 22-1、春 22-1H、春 22-2H、春 22-3H、春 32、春 32-1H、春 27、春 27-1、春 27-1H、春 27-2H、春 27-3HX、春 27-4、春 27-4H、春 27-5、春 27-6、春 27-7、春 33、春 33-1H、春 33-2H、春 33-3、春 33-4、春 50、春 50-3H、春 49、春 49-1、春 64-1、春 64-2、春 67-3H
目前实际情况	已建井场	春 23、春 26、春 29、春 36、春 37、春 40、春 44、春 78、春 83、排 2-401、春 39、排 400-1、排 400-1H、排 400-2H、春 45、春 45-1、春 45-2、春 45-3、春 45-4、春 45-5、春 45-6、春 45-8、春 64、春 64-1、春 77、春 142E 侧 1、春 131E、排 400-3、春 131-1	春 130E、春 72、春 124E、春 22、春 22-1H、春 22-2H、春 22-3H、春 32、春 32-1H、春 27、春 27-1、春 27-1H、春 27-2H、春 27-3HX、春 27-4、春 27-4H、春 27-5、春 27-6、春 27-7、春 33、春 33-1H、春 33-2H、春 33-3、春 33-4、春 50、春 50-3H、春 49、春 49-1、春 64-1、春 67-3H
	封井	春 23、春 29、春 36、春 37、春 40、春 45	/
	未建设井场	/	春 22-1、春 64-2
	产能情况		
环评情况		《关于春光油田排 2-400 井区产能建设地面工程环境影响报告书的批复》新环函〔2016〕1974 号	《关于春光油田排 10 井区产能建设地面工程环境影响报告书的批复》新环函〔2016〕1972 号
验收情况		2019 年 7 月 3 日完成验收，验收合格	2019 年 7 月 3 日完成验收，验收合格

(2) 区块井场周边生态恢复情况

本项目周围已对建成的井场永久性占地范围内上覆砾石，永久占地上的植被

已完全清除，临时占地已平整。油区内道路规范，但存在井场道路扬尘污染显著、部分井场植被恢复效果差的问题。

（3）区块污染源达标情况

根据“春光油田排2-400井区产能建设地面工程”、“春光油田排10井区产能建设地面工程”及污染源例行监测数据，区域内各污染源均可达标排放。

①废气

现有工程运营期间的废气污染源为油气集输处理过程中无组织挥发的烃类。油田集输处理过程中由于阀门、法兰等连接处的泄漏等，会产生无组织挥发性烃类排放。

根据环境空气质量现状监测数据表明，无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

②废水

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。钻井井场未发现遗留水环境问题。

运营期的生产废水主要有采出水和井下作业废水等。采出水和井下作业废水经排二联合站污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，无外排。

③噪声

井场噪声主要来自各种抽油机机泵产生的噪声，根据对生产井的噪声类比调查结果表明，生产井场界噪声均能满足相应标准要求。

④固体废物

开发期产生的钻井泥浆和岩屑全部委托山东奥友环保工程有限公司进行不落地作业。运营期产生的含油污泥委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行回收处理，落地原油做到100%回收。

（4）现有区块污染物排放量

目前春光油田各区块已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录》，于2020年完成了固定污染源的排污许可证的申领：登记编号:916528007637503601004W。

表3.1-1

现有区块污染物排放情况一览表

单位: t/a

类别	废气	废水	固废	
	非甲烷总烃		生活垃圾	含油泥砂
春光油田排 10 井区现有污染物排放量	110.4	0	13.77	60.72
春光油田排 2-400 井区现有污染物排放量	100	0	12.48	55

(5) 环境问题及“以新带老”改进意见

对临时占地采用人工撒播梭梭等土著草籽的办法进行植被恢复,对油田主干路进行硬化处理,减少扬尘污染。

3.2 拟建项目概况

3.2.1 基本情况

(1) 项目名称:春光油田(乌苏境内)区块建设项目

(2) 建设单位:中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂

(3) 建设地点:春光油田(乌苏境内)区块建设项目位于乌苏市车排子镇。

项目地理位置见图 3.2-1、卫星影像图见图 3.2-2。

(4) 建设性质:扩建

(5) 工程规模:春光油田(乌苏境内)2021 年部署完善井主要集中在春 77 井区、排 2-400 井区 30 口井,2021 年新建产能 $^{**}\times 10^4\text{t}$,10 年末累积产油 $^{**}\times 10^4\text{t}$ 。2022 年部署完善井在春 50、春 22 等井区 30 口井,2022 年年新建产能 $^{**}\times 10^4\text{t}$,10 年末累积产油 $^{**}\times 10^4\text{t}$ 。2023 年部署完善井在排 2-400、春 129 侧等井区 30 口井,2023 年年新建产能 $^{**}\times 10^4\text{t}$,10 年末累积产油 $^{**}\times 10^4\text{t}$ 。进尺 13.1 万米,其中 2021 年部署钻进 30 口,进尺 3.04 万米;2022 年部署钻进 30 口,进尺 5.72 万米;2023 年部署钻进 30 口,进尺 4.37 万米。并配套建设供配电、信息化仪表以及道路等。

地面集输系统采用单管集输工艺,井场集中拉油生产,油井产出液汽车拉至排二联合站集中处理。

(6) 项目总投资:项目建设总投资共计 13612.67 万元,环保投资约 805 万元,占总投资的 5.91%。

(7) 劳动定员:本次不新增劳动定员,工作制度为每年 300 天,2 班运转,

每班工作 24 小时。

3.2.2 工程组成及建设内容

本项目建设 90 口产能井，新建井采用常采方式开采，结合各相邻区油井生产情况，按春光油田稀油标准化井场工艺设计。配套建设 50m³高架罐，单井集输管线 9km。项目采用罐车拉运销售，运输道路依托排 2-400、春 77、春 129 侧、春 50 等老井建设的砂砾石井场路，需配套建设站场内外部连接道路 18km。项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成及规模一览表

工程	项目组成		主要建设内容及规模
主体工程	采油井		开发井 90 口，进尺 13.1 万米
配套工程	地面工程		井场建设应急池、放喷池、抽油机等
	撬装式危废暂存间		项目配套若干撬装式危废暂存间，临时收集各井场及站场施工及运营过程中产生的危险废物。暂存间建设需满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单（环保部公告 2013 年第 36 号）中的相关要求。
储运工程	采出液储存		每个井场配套 1 座 50m ³ 高架储罐
	管线工程	集输管道	新建集输管线 9.0km
	道路工程	主干道	依托依托排 2-400、春 77、春 129 侧、春 50 等老井建设的砂砾石井场路
		次干道	站场内外部道路 18.0km
公用工程	给水		车排子镇拉运
	排水		钻井期生活污水排至环保厕所，定期清运至排二联合站处理
	供电		就近从 10kV 架空线路引接
	供热		配置井口电加热器
	通信		每口井配一套 RTU，RTU 负责采集油井井口生产数据，并上传至管理区指挥中心
环保工程	废水	生产废水	钻井期采用泥浆不落地作业工艺，严格控制落地油的产生；生产过程中产生的油藏采出水和井下作业废水集中收集运至排二联合站进行处理。
		生活污水	钻井期生活污水排至环保厕所，定期清运至排二联合站处理；运营期不设生活区
	废气	储油罐	装车系统安装气体回收装置，回收气体进入排二联合站天然气处理装置处理，储罐安装泄漏报警系统
		井场及输油管线	项目开采过程采用集输工艺密闭流程，井口密封，按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）站内设备、阀门、管线的检修和维护，从源头减少无组织废气的产

			生和排放
	噪声	机、泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养	
	固体废物	生产固废	钻井泥浆、岩屑采用泥浆不落地作业工艺；严格控制落地油的产生；含油污泥和油泥砂委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行处置；废弃防渗膜集中收集后委托克拉玛依沃森科技环保有限公司进行处置
		生活垃圾	项目生活垃圾由项目各区域垃圾桶集中收集，清运至生活垃圾填埋场处置。
依托工程	采出液处理系统		依托现有排二联合站处理
	垃圾填埋场		128 团生活垃圾填埋场位于 128 团 9 连北 3km，距离工程区约 20km

3.2.3 产能预测

表 3.2-2 产能建设项目实施计划一览表

项目	内容	计划时间
1	30 口新井，配套的集输管线及井场道路建设	2021.11~2022.5
2	30 口新井，配套的集输管线及井场道路建设	2022.5~2022.10
3	30 口新井，配套的集输管线及井场道路建设	2023.5~2023.10

春光油区（乌苏地区）2021 年、2022 年、2023 年部署完善井依据各开发单元钻遇及配产情况，对 2021-2023 年部署完善井进行产量预测。

表 3.2-3 春光油区（乌苏地区）2021 年-2023 年部署完善井产量预测表（10 年）

年度	生产井数 (口)	平均单井 日产油(t)	平均单井 日产液(t)	年生产天数 (d)	年产液量 (10 ⁴ t)	年产油量 (10 ⁴ t)	累产油 (10 ⁴ t)	综合含水 (%)	采出程度 (%)
1	90			300				0	9.4
2	90			300				26	16.5
3	90			300				44	21.8
4	90			300				57	26.0
5	90			300				66	29.2
6	90			300				74	31.8
7	90			300				79	33.8
8	90			300				83	35.4
9	90			300				85	36.8
10	90			300				87	38.0

3.2.4 工程占地

(1) 占地规模及类型

项目总占地 37.5hm²，其中永久占地 22.95hm²，临时占地面积 14.55hm²。

项目占地类型主要为耕地、园地、草地、林地及部分裸地及村庄等建设用地。

项目开工建设前需依法取得占地手续。建设项目工程总占地情况一览表见表 3.2-4。

表 3.2-4 工程占地情况一览表 单位: m^2

项目	占地类型及面积 (m^2)		耕地	裸地	建设用地	其他
	永久占地	临时占地				
井场	121500	73498.74	38794.36	121500	7055.51	27648.87
道路	108000	72000	30000	78000	10000	62000
合计	229500	145498.74	68794.36	199500	17055.51	89648.87

(2) 拆迁数量

本项目各井位选择时, 按照《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014) 的要求, 井位距离居民最近点均大于 100m, 项目建设无拆迁。

3.3 油气资源概况

3.3.1 地质储量

春光油田排 2-400 井区地理位置位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市境内, 东临 217 国道, 位于排 2 块西北部, 距克拉玛依市约 100 公里。春光油田排 2-400 井区含油层位主要为沙一段的 I¹₂、I²₁、I²₂、II²₁、III¹₁、III¹₂、III³₁、VI¹₁、IV¹₂ 共 9 个小层, 2012 年 N₁S₁ I 砂组上报控制储量为 $1625.89 \times 10^4 \text{t}$, 含油面积 30.7km^2 。

春 50 井区位于春光油田西区西南部, 是 2013 年 5 月发现的新含油区块。春 50 井区 6 口井共钻遇油气显示 88m/18 层。在沙湾组一段共钻遇油气显示 17m/4 层: 荧光 17m/4 层, 在古近系共钻遇油气显示 48m/9 层: 荧光 29m/6 层, 油迹 19m/3 层; 电测解释油层 4.3m/1 层、差油层 13.1m/5 层, 在白垩系共钻遇油气显示 8m/2 层: 荧光 8m/2 层, 在侏罗系共钻遇油气显示 15m/3 层: 荧光 15m/3 层。

3.3.2 油藏地质特征

3.3.2.1 构造特征

区域构造上, 春光油田位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起东部。车排子凸起为准噶尔盆地西部隆起的次级构造单元, 其西面和北面邻近扎伊尔山, 南面为

四棵樹凹陷，向東以紅一車斷裂帶與昌吉凹陷相接（圖 3.3-1）。

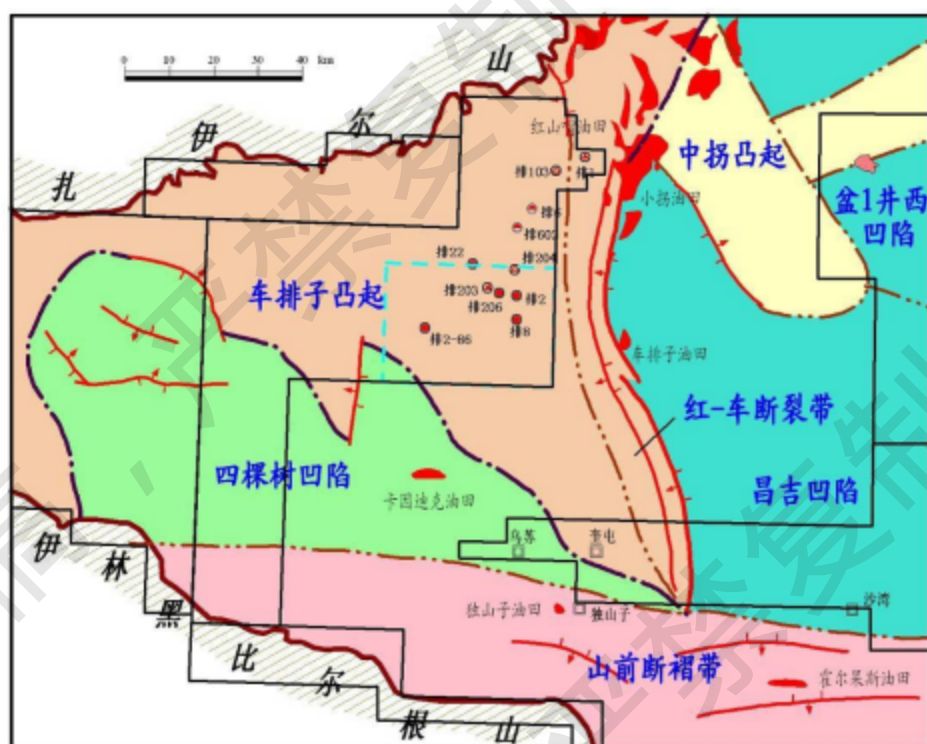


圖 3.3-1 春光區塊構造位置圖

根據三維地震資料，結合鑽井及測井資料，編繪了排 2-400 井區 C 頂面構造圖，其頂面構造形態簡單，总体上為一傾向 180° ，傾角 3° 左右的單斜構造（圖 3.2-2、圖 3.2-3）。

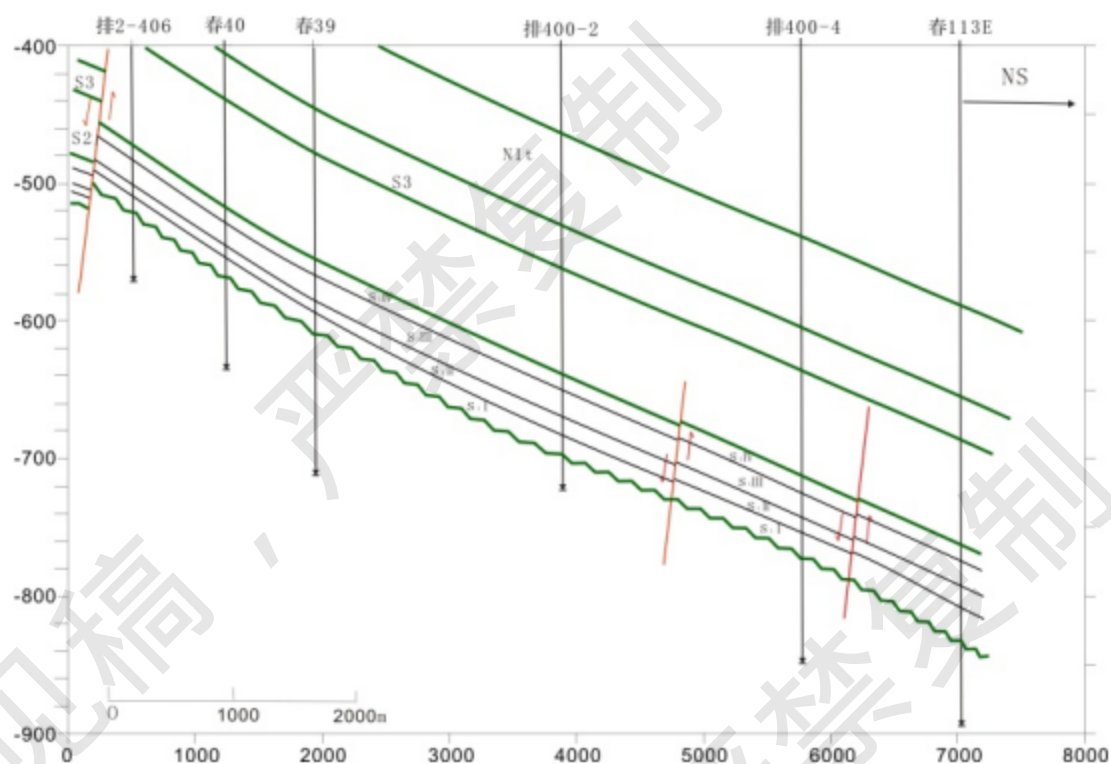


图 3.3-2 过排 2-406 春 113E 井构造剖面图

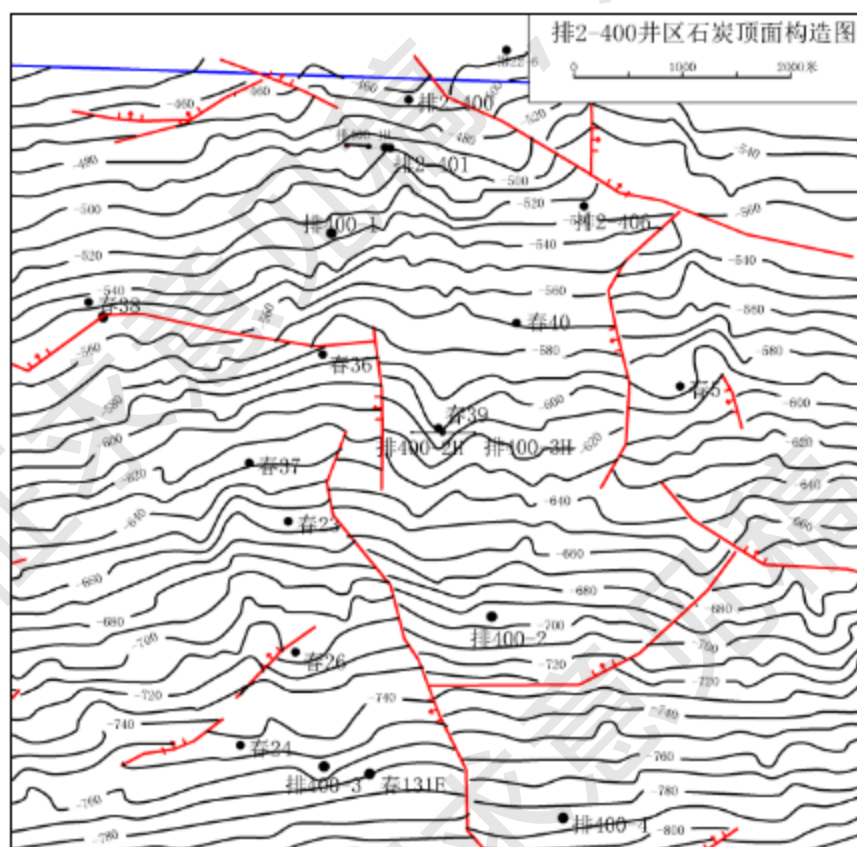


图 3.3-3 春光油田排 2-400 井区 C 顶面构造图

通过三维地震资料精细解释及可视化技术应用，排 2-400 井区主体位于一条古冲沟内部，沟谷呈南北走向，南宽北窄，西深东浅，东西宽度在 1.0-5.0km，沟谷深度最大达 30m；沟谷内部存在不同程度的隆起，隆起幅度最高达 15m，隆起较高的区域：排 2-406 西、春 39 井区（图 3.3-4）。

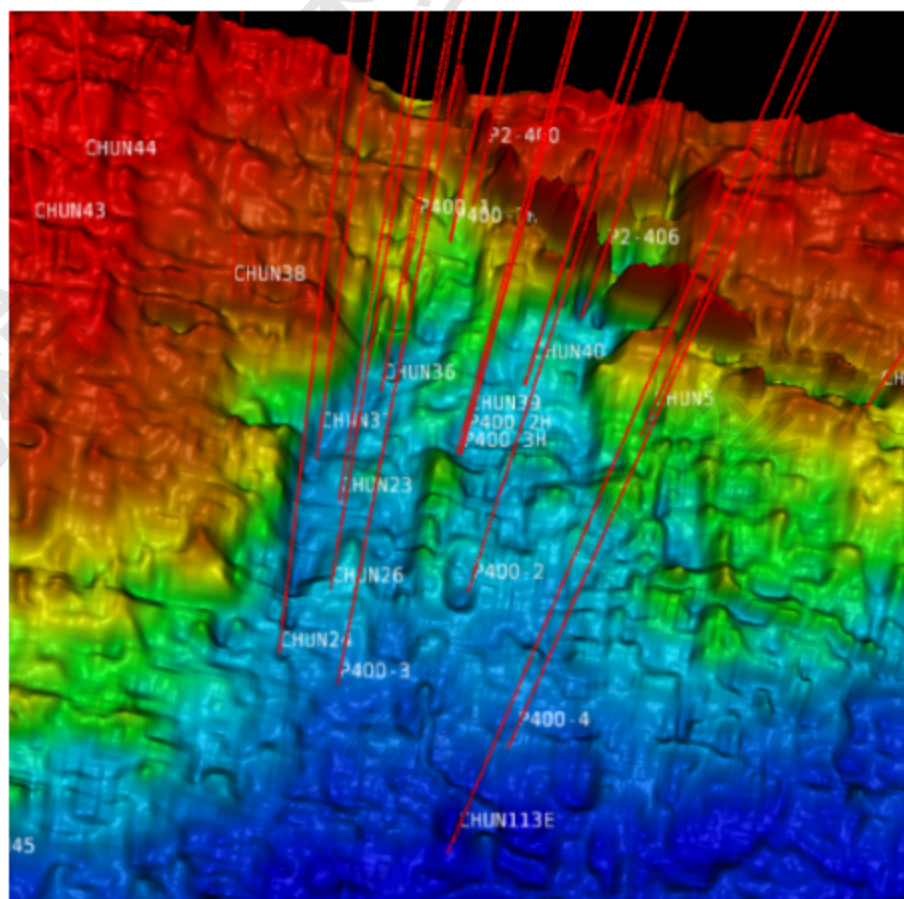


图 3.3-4 石炭系顶界地震属性+构造三维可视化图

春 50 井区 E II 8 小层总体上为一倾向 180°，倾角 4.5°左右的单斜构造。该区共发育 4 条断层（图 2-5）。其中，F1 断层是走向 ES、近北倾的正断层，倾角 60°左右，最大断距 60m，延伸长度 4.9km；F2 断层是走向 ES、近北倾的正断层，倾角 65°左右，最大断距 20m，延伸长度 2.9km；F3 断层是走向 NS、近西倾的正断层，倾角 75°左右，最大断距 10m，延伸长度 0.7km；F4 断层是走向 EW、近北倾的正断层，倾角 62°左右，最大断距 10m，延伸长度 3.2km。

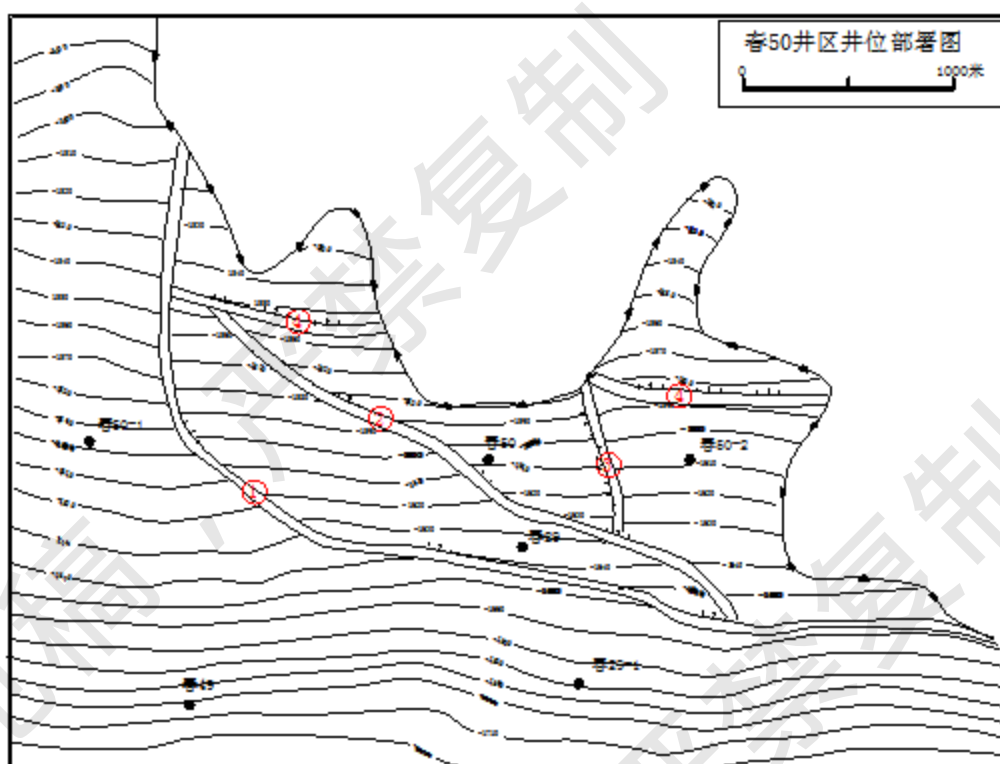


图 3.3-5 春光油田春 50 井区古近系顶面构造图

3.3.2.2 储层特征

车排子地区的沉积基底为石炭系地层，充填的重要目的层段为下白垩统、古近系和新近系。自下而上划分为白垩系吐谷鲁群、古近系安集海河组、新近系中新统沙湾组和塔西河组。基底石炭系是一套火成岩为主的地层，白垩系地层相对较薄，古近系地层在靠近凸起边缘呈楔状分布，新近系沙湾组、塔西河组地层在全区分布较广。总体上，基底以上的地层厚度自东向西、自南向北变薄、尖灭。车排子凸起背斜等构造不发育，坡度平缓，新近系沙湾组主要以缓坡扇三角洲、浅水辫状河三角洲、冲积扇、滨浅湖滩坝等沉积相为主。

通过对排2-400井区录井及取心资料统计，岩石类型主要由陆源碎屑岩组成，岩性类型较多，包括：砾岩、砂砾岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩、钙质砂岩、泥质粉砂岩、泥岩。细砂岩所占比例占43.5%，砂砾岩占20.97%，两者所占比例近64.47%，其中细砂岩中以含砾细砂岩为主，对含量达82.7%。排2-400井区整体岩性粗，说明物源与沉积区较近。根据岩石薄片观察结果，岩性主要为岩屑砂岩，有少部分岩屑长石砂岩。岩屑含量集中在87-99%，石英含量从1-52%不等，长石含量在1-28%之间。岩屑主要以凝灰岩为主，少量花岗岩。总的岩石

学特征为：结构成熟度低，成分成熟度低，分选差，石英、长石含量低，岩屑含量高。在岩心观察、粒度概率曲线、C-M图及其他各种地质资料综合分析的基础上，分析认为排2-400井区主要以冲积扇沉积体系为主，南部部分区域为东北辫状河道沉积体系。

春 50 井区古近系 II 砂组 8 小层岩性为灰绿色粉砂岩、砾状细砂岩、含砾细砂岩等，以粉砂岩为主；泥质胶结，胶结疏松，颗粒呈次圆-圆状，分选、磨圆较好，岩石成分以石英为主，长石次之。综合岩心、测井、地震属性等资料，认为春 50 井区古近系 II 砂组 8 小层（E II 8）为三角洲前缘水下分流河道沉积。

3.3.2.3 油层分布特征

排 2-400 井区油层以中、薄层为主，单层厚度一般 1.2-4.2m，据已完钻井钻遇油层统计结果，排 2-400 井区 14 口井钻遇油层，累积钻遇油层数 22 层，油层有效厚度 56.4m，其中，厚度<3.0m 的油层 14 层，有效厚度 30.6m，分别占总层数总厚度的 63.6%和 54.2%；厚度>3.0m 的油层 8 层，有效厚度 25.8m，分别占总层数总厚度的 36.4%和 45.%，中、薄层在厚度分布上相当。

据完钻井钻遇油层深度统计结果，排 2-400 井区油层埋藏深度在 747.0-1060.6m，根据开发井钻遇油层情况，排 2-400 井区平面上油层呈现北部叠合程度相对较好、南部含油层位单一的特点。北部的排 2-406 井区油层叠合性较高，单井钻遇（I 2¹、I 2²、III 3¹、VI 1¹、IV 1²）5 个含油小层；春 39 井区以南油层较单一，单井钻遇 1-2 个含油小层（图 3.3-6）。

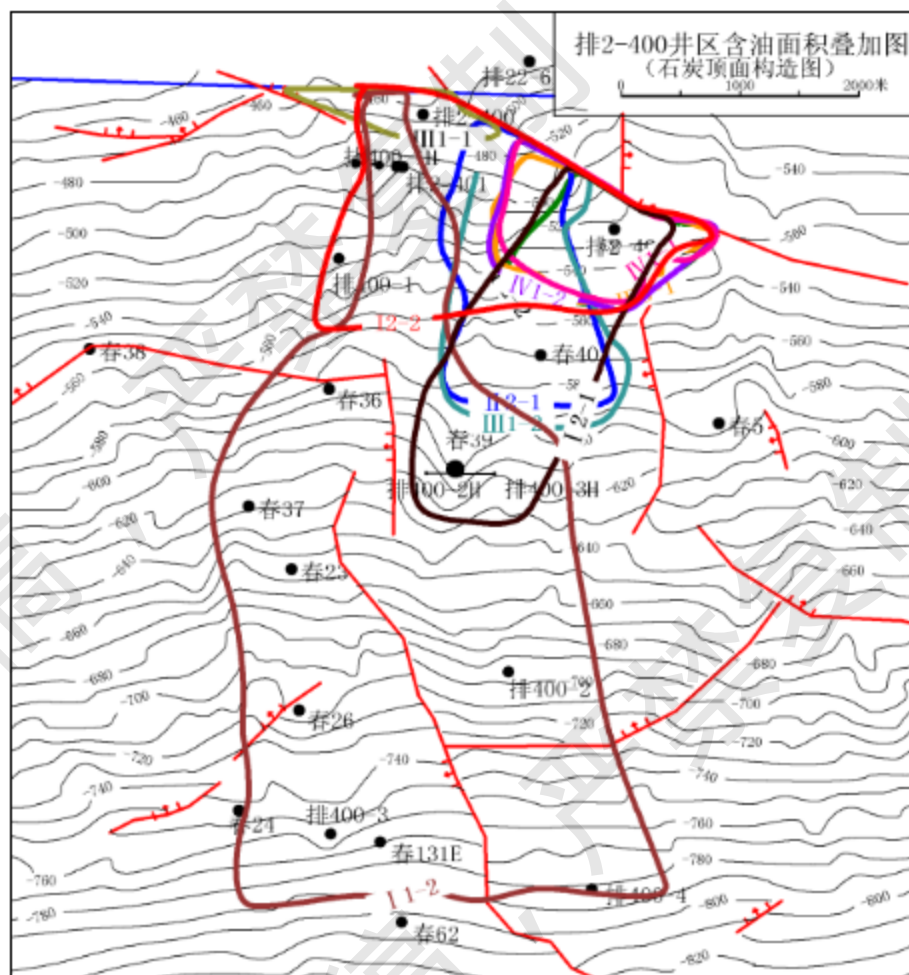


图 3.3-6 排 2-400 井区含油面积叠加图

春 50 井区古近系 II 砂组 8 小层油藏类型为断层+岩性油藏,按原油性质为稀油油藏,油层埋藏较深 1825-1925m,油层厚度 4.2m (图 3.3-7)。

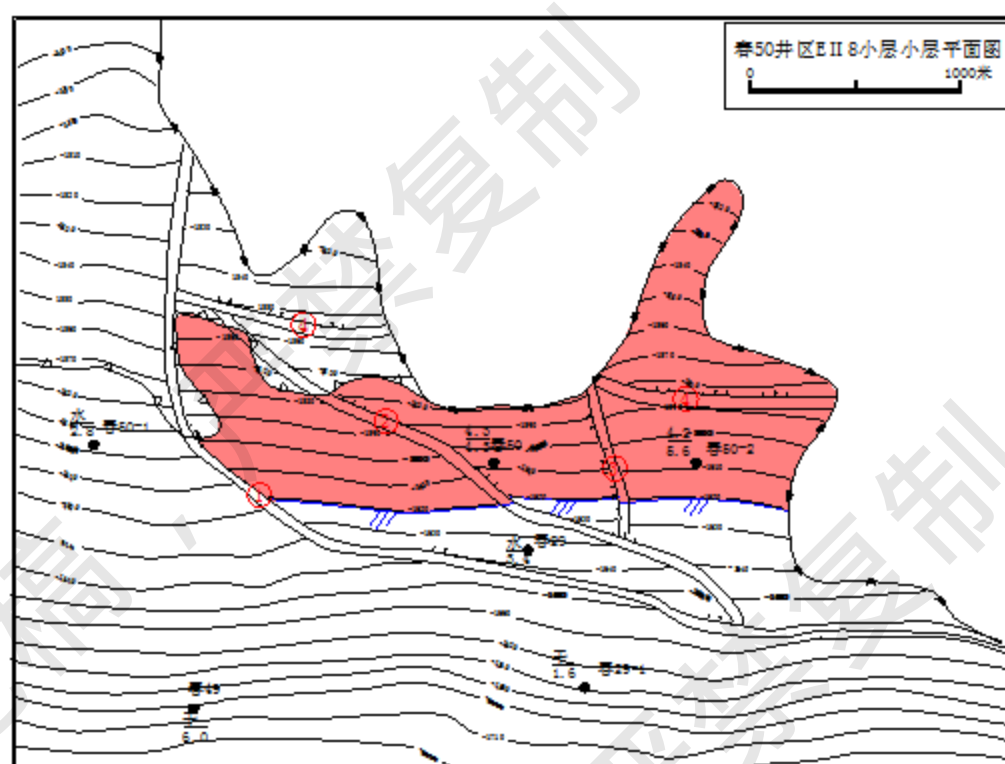


图 3.3-7 春 50 井区古近系 II 砂组 8 小层含油面积图

3.3.2.4 流体性质

(1) 原油性质

根据该区地面原油分析结果,排 2-400 井区 N_1S_1 I 砂组地面脱气原油密度为 $0.8979-0.9292\text{g/cm}^3$, 油层温度下的原油粘度为 $27.1-127.2\text{mPa}\cdot\text{s}$ 之间, 含蜡量: $1.38-6.19\%$, 凝固点: $(-4)-(-25)^\circ\text{C}$, 含硫 $0.08-3.94\text{m}\%$, 胶质含量 $3.99-21.82\text{m}\%$, 沥青质含量 $0.88-4.29\text{m}\%$, 饱和烃含量 $47.49-65.67\text{m}\%$, 芳香烃含量 $16.5-31.46\text{m}\%$ 。

春 50 井区 N_1S_1 I 砂组地面脱气原油密度为 0.8392g/cm^3 , 油层温度下的脱气原油粘度为 $3.2\text{mPa}\cdot\text{s}$ 之间, 含蜡量: 13.7% , 凝固点: 8°C , 含硫 $0.14\text{m}\%$, 胶质含量 $2.31\text{m}\%$, 沥青质含量 $0.65\text{m}\%$, 饱和烃含量 $71.76\text{m}\%$, 芳香烃含量 $10.85\text{m}\%$ 。

表 3.3-1 春光油田排 2-400 井区 I 砂组原油分析统计表

井号	层位	密度 (g/cm^3)	粘度 $\text{Mpa}\cdot\text{s}$				凝固点 $^\circ\text{C}$	含蜡量 $\%$	胶质含量 $\%$	芳香烃 ($\text{m}\%$)	饱和烃 ($\text{m}\%$)	含硫 ($\text{m}\%$)	沥青质 ($\text{m}\%$)
			30°C	40°C	50°C	70°C							
排 2-400	N_1S_1 I	0.917	181.6 9	88.0 8	47.5 1		-4	1.3 8					
排 2-401	N_1S_1 I	0.9022	48.81	31.4 7	21.3 5	11.2 2	-2 5	7.0 1	21.8 2	28.5	50.4	0.08	4.29

春 23	N ₁ S ₁ I	0.9021	48	30.9	20.6	10.8	-1.5	3.67	7.86	31.46	47.49	0.24	0.88
排 400-1 H	N ₁ S ₁ I	0.8979	42.3	27.1	18.4	9.93	-1.9	6.19	3.99	16.5	65.67	1.03	1.67
春 39	N ₁ S ₁ I	0.9292	228.5	127.2	74.2	30.3	-1.6	2.32	4.47	22.23	63.17	3.94	0.99

春 50 井区 N₁S₁I 砂组地面脱气原油密度为 0.8392g/m³，油层温度下的脱气原油粘度为 3.2mPa.s 之间，含蜡量：13.7%，凝固点：8℃，含硫 0.14m%，胶质含量 2.31m%，沥青质含量 0.65m%，饱和烃含量 71.76m%，芳香烃含量 10.85m%。

(2) 地层水性质

根据排 2-400 井区地层水化验分析结果，该区 N₁S₁I 地层水主要含油 K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Cl⁻、HCO₃⁻、SO₄²⁻、Mg²⁺离子。其中：Cl⁻含量为 54172.1mg/l，总矿化度 88696mg/l，PH 值 5.4，属 CaCl₂水型。

根据春 29 井地层水化验分析结果，春 50 井区古近系地层水主要含有 K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、CO₃²⁻、HCO₃⁻、OH⁻离子。其中 Cl⁻含量为 49694.51mg/l，总矿化度 82496.11mg/l，属 CaCl₂水型。

3.4 油田开发工程内容

春光油田（乌苏境内）产能建设项目包括钻井工程、地面工程两部分内容，本次评价分别从钻井工程和地面工程两部分内容展开介绍。

3.4.1 钻井工程

3.4.1.1 建设内容及规模

(1) 建设内容及规模

项目共需建设 90 口新钻井，单座钻井建设内容及规模一览表，见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目单座井场建设内容及规模一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场道路	宽约 6m	km	0.2	按 3.5m 宽泥结碎石路考虑，征地 6.0m 宽
2	井场面积	长×宽（45m×30m）	m ²	1350	新建
3	钻井平台	--	套	1	新建
4	应急池	50m ³	座	1	用于不落地无害化处理装置出现事故时临时存放钻井岩屑；“环保

5	放喷池	50m ³	座	1	防渗膜+水泥压边”防渗 测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	生活污水池	5m ³	个	1	环保厕所
	活动房	--	座	90	人员居住；撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数；并对岩层孔度等进行测量			
完井		进行完井作业后，拆除井场设备，安装采油树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产气量无工业开采价值，则进行水泥塞封井			
钻后工程					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

3.4.1.2 井位部署

基本原则是：兼顾地面条件和钻井总进尺及钻采难度，在保证开发布井要求的前提下，尽量降低钻井难度。春光油田（乌苏境内）区块井位部署一览表见表 3.3-2。

表 3.4-2 春光油田（乌苏境内）区块井位部署规划一览表

部署时间	井名	井口	预计进尺（米）
		经纬度	
2021 年	21-1		1000
	21-2		1000
	21-3		1000
	21-4		1000
	21-5		1000
	21-6		1000
	21-7		1000
	21-8		1000
	21-9		1000
	21-10		1000
	21-11		1000

	21-12		1000
	21-13		1000
	21-14		1000
	21-15		1000
	21-16		1000
	21-17		1000
	21-18		1000
	21-19		1000
	21-20		1000
	21-21		1000
	21-22		1000
	21-23		1000
	21-24		1000
	21-25		1000
	21-26		1000
	21-27		1000
	21-28		1100
	21-29		1150
	21-30		1200
2022年	22-1		1400
	22-2		1500
	22-3		1500
	22-4		1600
	22-5		1700
	22-6		1700
	22-7		1750
	22-8		2000
	22-9		2000
	22-10		2000
	22-11		2000
	22-12		2000
	22-13		2000
	22-14		2000
	22-15		2000
	22-16		2000
	22-17		2000
	22-18		2000
	22-19		2000
	22-20		2000

	22-21		2000
	22-22		2000
	22-23		2000
	22-24		2000
	22-25		2000
	22-26		2200
	22-27		2200
	22-28		1800
	22-29		1900
	22-30		1900
2023 年	23-1		1300
	23-2		1300
	23-3		1400
	23-4		1500
	23-5		1500
	23-6		2000
	23-7		2000
	23-8		2000
	23-9		2000
	23-10		2000
	23-11		2000
	23-12		2000
	23-13		2000
	23-14		2000
	23-15		2000
	23-16		2000
	23-17		1050
	23-18		1050
	23-19		1050
	23-20		1050
	23-21		1050
	23-22		1050
	23-23		1050
	23-24		1050
	23-25		1050
	23-26		1050
	23-27		1050
	23-28		1050
	23-29		1050

	23-30		1050
--	-------	--	------

3.4.1.3 井身结构和套管程序

根据本区块地层特点、地层压力预测及目前钻井技术状况，参照邻井井身结构，依据有利于安全、优质、高效钻井和保护油气层的原则进行设计，达到实现地质目的及安全钻井要求。

通过对地层岩性、已钻井资料、区块压力资料综合分析，勘探井和开发井均采用二开井身结构。勘探井井型为直井，开发井井型为定向井，表层套管均采用 $\Phi 244.5\text{mm}$ ，钻头采用 $\Phi 311.1\text{mm}$ 。

油层套管外水泥环返至地面。确保固井质量。

表 3.4-3 井身结构数据表

开钻 次序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥浆返深 m	备注
一开	311.10	151/301	244.50	150/300	地面	表层
二开	215.9	设计井深	139.7	设计套管下深	地面	油层

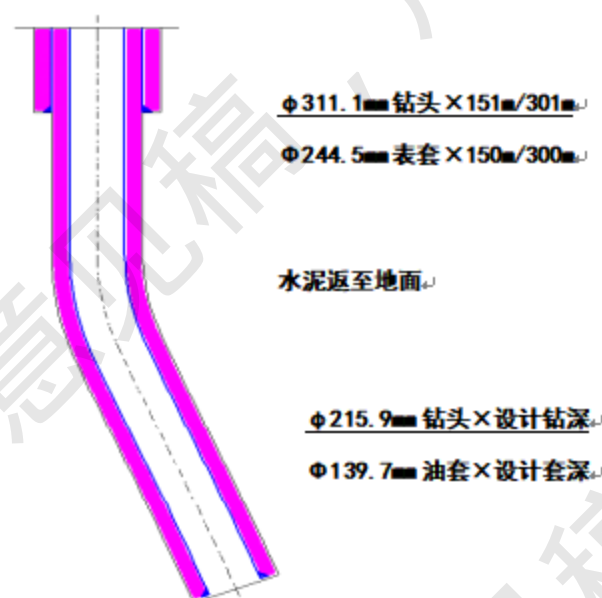


图 3.4-1 排 2-400、春 77、春 22、春 50、春 129 侧井区井身结构示意图

3.4.1.4 钻机选型及钻井主要设备

排 2-400、春 77、春 50、春 22、春 129 侧井区预计单井进尺 1000-2000 米，探井单井进尺 1200-2100 米，施工期钻井设备清单详见表 3.4-4。

表 3.4-4

钻井设备清单

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)
1	钻机	ZJ20	600	3×882
2	井架	TJ1-41	1600	
3	天车	TC-170	1350	
4	游动滑车	YC-170	1580	
5	大钩	DG-220	1580	
6	水龙头	XSL-160	1600	
7	转盘	ZP-520	1600	
8	绞车	JC20		450-680
9	1号钻井液泵	SL3NB-1300		955.50
	2号钻井液泵	SL3NB-1300		955.50
10	1号柴油机	PZ12V190B		882.00
	2号柴油机	PZ12V190B		882.00
	3号柴油机	PZ12V190B		882.00
11	自动压风机	2V-6.5/12		55.00
	电动压风机	2V-6.5/12		55.00
12	1号发电机	Z12V135/200		200.00
	2号发电机	Z12V135/200		200.00
13	液压防喷器	2FZ35-21		
14	防喷器控制系统	FKQ3204		
15	1号振动筛	2ZZSD		3.00
16	2号振动筛	2ZZSD		3.00
17	除砂器	2×12"		45.00
18	除泥器	10×4"		55.00
19	离心机	LW500-NY		
20	加重装置	4m ³		
21	补心高	5.00m		
22	井架高	36m		

3.4.1.5 钻具组合

钻井工程钻具组合表见表 3.4-5。

表 3.4-5

钻井工程钻具组合表

开钻次序	井眼尺寸 mm	钻具组合	
一开	311.1	塔式钻具	Φ311.1mm 钻头+Φ177.8mm 无磁钻铤 1 根+Φ177.8mm 钻铤 2 根+Φ165.1mm 钻铤 6 根+Φ127mm 钻杆
二开	215.9	钻水泥塞	Φ215.9mm 钻头+Φ165.1mm 钻铤 6 根+Φ127mm 钻杆
		钟摆钻具	Φ215.9mm 钻头+回压凡尔+Φ165.1mm 无磁钻铤 1 根

			+Φ215mm 螺旋稳定器+Φ165.1mm 钻铤 1 根+Φ215mm 螺旋稳定器+Φ165.1mm 钻铤 13 根+Φ127mm 钻杆
		复合钻进 钻具	Φ215.9mm 钻头+Φ172mm 单弯螺杆+回压凡尔+定向接头+Φ165.1mm 无磁钻铤 1 根+Φ165.1mm 钻铤 13 根+Φ127mm 钻杆
		通井钻具	Φ215.9mm 钻头+Φ215mm 螺旋稳定器+回压凡尔+Φ165.1mm 钻铤 12 根+Φ127mm 钻杆

3.4.1.6 钻井液体系

(1) 钻井液完井液设计

根据地层特点及储层特征，一开井段所钻遇地层成岩性差，泥岩较软，易造浆，砂砾岩发育，注意防坍塌卡钻。因此勘探井和开发井一开均采用膨润土聚合物钻井液体系。

探井和开发井二开井段均采用两性离子聚合物钻井液体系，以满足安全钻井和开发的需要，同时保护油气层。本井段钻遇塔西河组、沙湾组。泥岩地层造浆严重，用 **KPAM** 提高钻井液的包被能力，防止泥岩钻屑水化分散和井壁水化膨胀。沙湾组钻井过程中易出现井壁掉块、地层坍塌、引起蹩钻跳钻。一开二开具体的钻井液性能指标见下表：

表 3.4-6 钻井工程钻具组合表

项目	性能指标	
	一开	二开
密度 g/cm ³	1.05~1.10	1.10~1.20
漏斗粘度 s	50~80	40~60
API 失水 mL		≤7 (一开井深~油顶以上 200m)
		≤5 (油顶以上 200m~井底)
API 泥饼 mm		≤0.5
静切力 Pa		1~3/2~8
pH 值		8~10
含砂量 %		≤0.5
总固含 %		≤12
摩阻系数		<0.1
动切力 Pa		3~8
塑性粘度 mPa·s		10~20
膨润土含量 %		3~5

(2) 钻井液基本配方

项目钻井液基本配方表，见表 3.4-7。

表 3.4-7

项目钻井液基本配方表

序号	材料名称及代号	加量 kg/m ³	
		0~335m	335m~2337.36m
1	膨润土	50~60	25~30
2	烧碱	1~2	1~2
3	纯碱	1~2	1~2
4	XC	1~2	
5	PHPA		2~3
6	KPAM		2~3
7	复合铵盐		3~5
8	PAC-LV	2~3	3~5
9	ZM-MAGICSEAL		5-10
10	超细碳酸钙		10-20
11	石灰石粉		根据密度需要
12	液体润滑剂	根据需要	根据需要

(3) 钻井液需求量

项目单井钻井液需求量表见表 3.4-8。

表 3.4-8

项目单井钻井液需求量表

井身结构		地面循环量 m ³	套管容积 m ³	裸眼容积 m ³	损耗量 m ³	总需要量 m ³
钻头直径×钻深 mm	套管外径×下深 mm					
311.2×335	244.5×333	102	/	51	76	229
215.9×2337.36	139.7×2335	155	14	78	117	363
单井合计						589

3.4.1.7 射孔工艺

排2-400井区、春50井区等井区均为正常温度压力系统，结合油藏压力及目前已投产井射孔情况，部署新井均采用电缆传输射孔工艺。该工艺可实现深穿透、高孔密，具有施工简单、成本低及可靠性强等优点。

选用 102 射孔枪，DP46RDX45-1 射孔弹，孔密 16 孔/米，60°相位角，螺旋布孔格式。

3.4.1.8 固井工程

(1) 固井方法

项目在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，即保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源，也可以保护浅层地下水资源。钻穿地层后，模拟固井条件下的井底压力进行地层承压试验，直至满足固井施工为止。

区块固井方案具体参数表见表 3.4-9。

表 3.4-9 固井方案参数表

井型	套管程序	规范	钢级与壁厚	扣型	段长	水泥返高
直井	表层	Φ244.5mm	J55×8.94mm	长圆	0-150/300m	地面
定向井	油层	Φ139.7mm	N80×7.72mm	长圆	0m-套管下深	地面

(2) 水泥浆设计

表层套管固井采用常规一次注水泥全井段封固的方案，采用 $1.85\text{g}/\text{cm}^3$ 的水泥浆，如果在施工时水泥浆未能返出地面，则必须环空回注，确保井口和套管鞋处的封固质量。

油层套管固井采用双凝双密度水泥浆体系，减小液柱压力，保证固井质量。油层套管外水泥环返至地面，确保油层段固井质量，满足开发需要。

表 3.4-10 水泥浆配方

套管程序		配方
表层套管		G 级水泥+2.0%早强剂 G203+配浆水
油层套管	0m~油顶以上 200m	G 级水泥+2.5%降失水剂 G303+2.1%防窜降失水剂 W-99+2.2%减阻剂 USZ+2.0%膨胀剂 TW502+0.3%消泡剂 XP-1+2.5%增韧防漏剂 F27A+18%漂珠+8.0%微硅粉+10%增强剂+0.2%缓凝剂
	油顶以上 200m~井底	G 级水泥+2.0%降失水剂 G303+2.2%防窜降失水剂 W-99+1.0%减阻剂 USZ+0.8%膨胀剂 TW502+0.1%消泡剂 XP-1+2.5%增韧防漏剂 F27A

(3) 固井工艺流程

项目固井方式采用单级单封，无需注入中间液，固井水泥返至地面。项目固井工艺流程图见图 3.4-2。

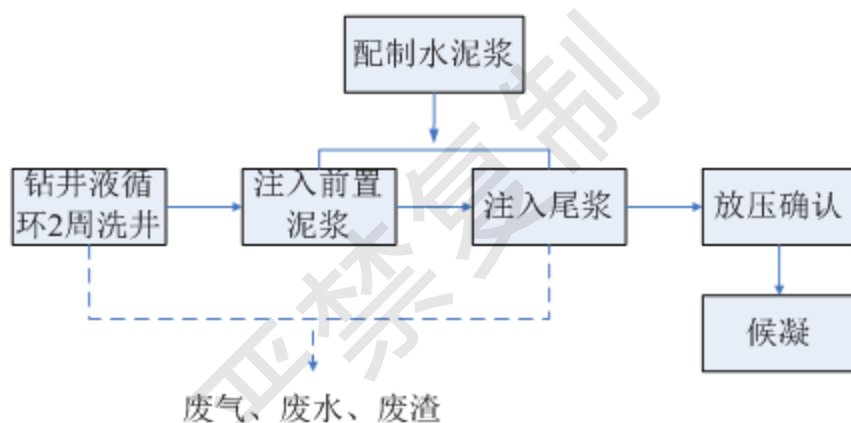


图 3.4-2 项目固井工艺流程图

3.4.1.9 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内。各井场原材料消耗与井深结构有关，单独核算单个井场原材料消耗量，最终汇总的原材料消耗情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 单井井场工程原材料合计消耗一览表

序号	添加剂名称	一开添加剂总量 (t)	二开添加剂总量 (t)	合计 (t)
1	膨润土	5.52	12.28	17.80
2	纯碱 Na_2CO_3	0.55	0.98	1.53
3	氢氧化钠 NaOH	0.22	0.98	1.20
4	聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	0.44	0.98	1.42
5	高粘羧甲基纤维素 HV-CMC		0.74	0.74
6	低粘羧甲基纤维素 LV-CMC		0.74	0.74
7	抗盐抗钙降滤失剂 SPC		2.46	2.46
8	无荧光防塌剂 WFT-1		1.23	1.23
9	石灰石粉		53	53
10	重晶石粉		50	50 (井场储备)
11	水			

3.4.2 采油工程

3.4.2.1 举升方式

结合现场井生产资料，推荐应用有杆泵人工举升方式生产。

3.4.2.2 泵径的确定

排 2-400 井区、春 50 井区等井区新部署井初期日产液量 5 m^3 左右，结合现场老井应用情况，考虑初期日产液量为 $5\text{-}10\text{ m}^3$ 左右，考虑合理泵效在 $50\sim 75\%$ 之间，设计新井采用 $\Phi 38\text{mm}\sim\Phi 44\text{mm}$ 抽油泵。

3.4.2.3 抽油机选型

应用有杆泵举升设计软件对举升阶段载荷、扭矩进行模拟计算，推荐排 2-400 等井区应用 CYJ8-3-37HB 型抽油机，配套 15kW 低速电机；春 50 等井区应用 CYJ10-4.2-53HB 型抽油机，配套 22kW 低速电机。

表 3.4-12 井区抽油机选型计算表

产能 指标	产液量 (t/d)	5	10	10	20
举升 参数 设计	泵径 (mm)	38	44	38	44
	冲程 (m)	3	3	4.2	4.2
	冲次 (min^{-1})	2	3	2	3

	理论排量 (m ³ /d)	9.8	19.71	13.8	28.6
	泵效 (%)	51.03	50.7	72.9	72.5
	下泵深度 (m)	800	800	1500	1500
	抽油杆 (mm)	Φ36mm 空心杆×750m+Φ22mm 实心杆×10m+Φ38mm 加重杆×40m		Φ36mm 空心杆×1000m+Φ22mm 实心杆×500m	
	最大悬点载荷 (kN)	53.46	62.68	75	81.6
	最大扭矩 (kN.m)	18.14	20.30	26.6	34.1
抽油机选型	抽油机型号	CYJ8-3-37HB		CYJ10-4.2-53HB	
	电机型号	15kW 普通电机		22kW 低速电机	
	载荷利用率 (%)	60.4	78.35	75	81.6
	扭矩利用率 (%)	49.03	54.86	50	64.3

3.4.2.4 采油工艺配套技术

排 2-400 井区 N₁S₁ I 砂组地面脱气原油密度为 0.8979-0.9292g/m³, 油层温度下的原油粘度为 27.1-127.2mPa.s 之间, 含蜡量 1.38-6.19%, 春 50 井区 N₁S₁ I 砂组地面脱气原油密度为 0.8392g/m³, 油层温度下的脱气原油粘度为 3.2mPa.s 之间, 含蜡量 13.7%, 需配套空心杆电加热清防蜡工艺。根据现场同层位邻井优化结果及原油析蜡温度, 设计排 2-400 等井区和春 50 等井区空心杆下深分别为 850 和 1000m。

3.4.3 油气集输部分

3.4.3.1 建设规模及内容

项目单井配套建设集输工程, 见表 3.4-13。

表 3.4-13 项目集输管线建设内容及规模表

区域	设备名称	单位	数量	备注
集油区	井场	座	90	/
	集输管线Φ73×5.51	km	9.0	利旧油管, 黄夹克泡沫保温、内衬陶瓷

3.4.3.2 计量方式

单井计量采用示功图法在线计量技术。

3.4.4 地面工程

3.4.4.1 工程建设内容

各单井井场设备主要包括采油树、放喷池等，井场平面布置简图见图 3.4-1。

3.4.4.2 主要设备设施

本项目地面集输过程涉及的主要设备见表 3.4-14。

表 3.4-14 本项目油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井 井场	1	电加热	/	座	1	对采出液进行加热
	2	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫

3.4.5 公辅工程

3.4.5.1 给排水

本项目用水主要包括钻井用水和生活用水，从车排子镇拉运。

(1) 工程钻井用水由罐车拉至井场，90 座单座井场生产用水量约 91710m^3 ，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，单座井场工程井队人数约 30 人，施工天数 15d，按生活用水量 $80\text{L/d}\cdot\text{人}$ 计，生活用水量总计约 36m^3 ，90 座井场工程总用水量 3240m^3 ，排水量按 0.8 计，则排水量为 $28.8\text{m}^3/\text{井}$ ($2592\text{m}^3/90$ 井)。

钻井队设置环保厕所，生活污水和粪便排入环保厕所内，钻井结束后均及时处理。

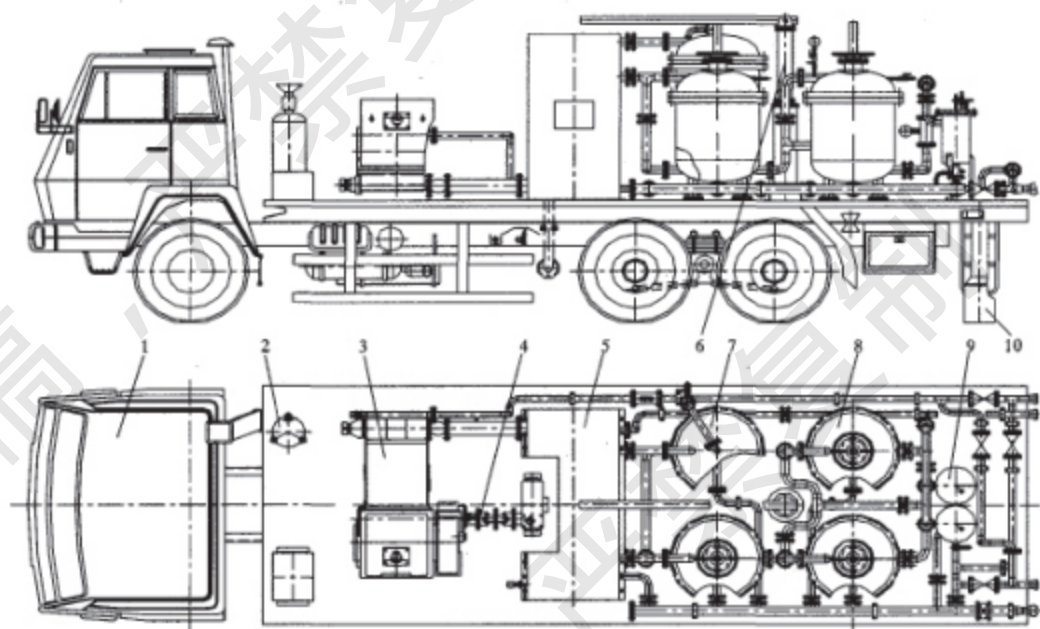
运营期井场为无人值守模式，无生活用水。

(2) 钻井废水主要来源于冲砂作业、油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水以及钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。依据现有井场勘探期统计数据，春光油田钻井用水量约为 $40\text{m}^3/\text{井}$ ，产污系数 0.9，则项目钻井废水产生总量约 $36\text{m}^3/\text{井}$ ，则项目钻井废水产生量共计 3240m^3 。污水由罐清运至排二联合站水处理系统处理。

(3) 井下作业废水

在钻探过程中的井下作业洗井工序会使用一定量的洗井液，用于冲洗井壁和井底，把脏物带出地面，保证井筒和井底的清洁。

目前钻井队配备有专用的洗井车，配备水处理罐洗净循环工序完全封闭，在整个洗井工序过程中洗井液不对外排放。井下作业废水由春光油田春光油田排二联合站处理，处理后的水进行回注。洗井车结构构成图详见图 3.4-2。



1—底盘车；2—加药系统；3—三缸泵；4—传动系统；5—清水箱；6—悬臂吊；7—滤芯过滤器；8—海绵过滤器；9—篮式过滤器；10—液压支腿

图 3.4-2 洗井车结构构成图

3.4.5.2 供暖

若单井冬季施工，生活区供暖方式采取电采暖，测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。运营期为无人值守，无需供暖。

3.4.5.3 供电

钻井期：供电依托柴油发电机。

运营期：油井供电电源就近从 10kV 架空线路引接，每座井场新建 LGJ-70/10 线路约 100m。

油井抽油机电机功率 37kW，油井单井安装负荷约 124kW，计算有功功率 111.6kW，视在功率 131.3kVA。

油井配电采用每个井台集中建设 1 座变压器台的供电方式。

本次 90 个井台（按照一半利旧）45 座井场配套 S13-160/10 10/0.4kV 柱上式变压器 1 台；安装室外型动力配电箱 1 台，为整个井场用电设备配电；设置抽油

机智能控制箱 1 台，实现电机保护、信号采集、远程控制等功能；动力箱至抽油机智能控制箱及电加热等设备配电采取放射式配电方式，配电电缆直埋敷设。

3.4.5.4 防腐工程

本项目集输管线采用埋地敷设，单井输液量：最大产油 5.5t/d，最大排液量为 5.5t/d。为节约投资，集输管线考虑利用废旧油管。单井集输管道考虑采用 $\Phi 73$ （壁厚 $\geq 2.5\text{mm}$ ）废旧油管，保温防腐选用西部目前应用的黄夹克泡沫作保温与防腐，保温层厚 $\delta=40\text{mm}$ ；管线采用埋地敷设方式，管顶埋深不小于 -1.6m 。

3.4.5.5 自动控制

目前河南油田正在进行生产信息化建设工作，各管理区网络系统及生产运行指挥平台已经基本完成。

本次新建油井的仪表通信内容只考虑井口数据采集和井场视频监控系统。通过生产现场数据和视频采集，汇聚到管理区生产指挥中心，实现生产监控、预警报警、生产动态、调度运行、技术管理、应急处置等。

(1) 井口数据采集

新建油井与信息化实现一体化对接，实现视频监控、对讲、远程启停功能，实现油压、套压、回压、油温、功图、电参，液位检测（井场有高架罐）等参数采集，本次共建 90 口常采井进行生产信息化数据采集，每口井配一套 RTU，RTU 负责采集油井井口生产数据，并上传至管理区指挥中心。

常采井井口回压和井口温度采集安装一套无线一体化温压变送器。套压、油压采集设置一套无线压力变送器。常采井的产液量计算都采用功图法。

本次抽油机井都为 380V 电压，采用多功能电表并配外置电流互感器。

表 3.4-15 单口常采井主要检测参数表

采集内容		设备配置	数量（台）
常采井 (1口)	井口回压、温度	无线一体化温压变送器	1
	井口套压	无线压力变送器	1
	井口油压	无线压力变送器	1
	功图	无线载荷传感器	1
		角位移传感器	1
	抽机电参数（380V）	多功能电表（配电流互感器）	1
	高架罐液位	超声波液位计（0-2.5 米）	1
数据采集系统		RTU	1

采集内容	设备配置	数量（台）
远程启停		1

3.4.5.6 道路工程

工程所在区域路网较为发达，故不考虑设置主干路；本项目各新钻井钻前工程需修建井场道路，各单井道路从就近道路引接。井场道路宽约 6m，用砂石路面结构。

3.5 依托工程

3.5.1 排二联合站

（1）原油处理系统

排二联合站于 2006 年建成投产，原油处理规模为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，处理工艺主要针对稀油和少部分混合油，稀油脱水采用三相分离脱水工艺，混合油脱水采用沉降脱水工艺。“十二五”期间春光油田特超稠油规模上产、中质油区投入开发，原油产量将达到 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，特超稠油和中质油产出液依托排二联合站处理。原油脱水系统处理能力和工艺不能满足春光油田原油处理需要。

2012~2013 年，联合站进行了局部改造，主要是将站内 2 座 2000m^3 稀油沉降脱水罐改为混合油沉降脱水罐，2 座 2000m^3 稀油储罐改为混合油储罐；将 2 座 5000m^3 罐改为稀油储罐，增加掺稀泵等；建成 50 万吨负压原油稳定装置一套。

在排二联扩建设有建成之前，为满足 2014 年春光特稠油生产和原油销售需要，对排二联进行必要的改造，实现特稠油 1: 0.6 掺稀混合原油与剩余稀油既能分开销售又能混合销售。

①2014 年原油脱水系统及装车系统改造方案

将现有 1 台 2000m^3 沉降脱水罐作掺稀混合油脱水沉降罐（另 1 台仍作稀油沉降罐）。根据原油脱水试验，沉降时间 9.5h，脱水温度需要 65°C ，含水达到 1%。

原油装车系统改造：目前装车泵进出泵只有一条汇管，需增加一条混合油储罐至装车泵管线、装车泵至装车鹤管管线及静态混合器，扩建装车鹤管 1 座（双侧装车）；装车泵出口增加相应的流量计等。

原油脱水运行方式一立足于维持现有的稀油脱水系统，原油稳定装置不投

产，即稀油仍采用沉降脱水工艺，仅将 1 台沉降罐用于混合油脱水沉降罐，沉降时间 9.5h，脱水温度需 65℃，加药 100-150ppm。

②主要工程内容

2014 年改造主要工程内容见表 3.5-1。

表 3.5-1 2014 年改造工程内容表

序号	工 程 内 容	单位	数量
1	新增2000m ³ 混合油储罐至装车泵管线DN300	m	210
2	新增装车泵至装车鹤管管线DN200	m	180
3	新增双侧装车鹤管	套	1
4	新增静态混合器	台	1
5	新增掺稀混合油流量计	台	1
6	新增稀油流量计	台	1
7	工艺管道、阀门及工艺管道与设备安装，以及配套总图等		

③扩建后的规模

a.稀油处理系统

联合站原有稀油处理系统规模 50 万吨，根据春光油田开发部署安排，2014 年稀油产量达到最大 47.8 万吨，故稀油处理系统考虑维持现有规模不变。

b.混合油（稠油掺稀 1：0.6~1）/特稠油处理系统

近期特超稠油采用掺稀油降粘工艺，稠油与稀油比例为 1：0.6~1，根据掺稀混合油量预测，最大混合油处理量共计 100 万吨/年，混合油处理规模近期按 100×10⁴t/a 建设，满足远期特超稠油处理规模 40×10⁴t/a 建设。

c.混稀油（稀油/剩余稀油+中质油）处理系统

根据开发部署产量预测，混稀油最大处理量共计 61.5 万吨/年，混稀油处理规模按 65×10⁴t/a 建设。由于近两年中质油产量小，混稀油处理系统考虑缓期建设，故不包括在扩建内容中。

（2）脱水工艺

根据油区统计数据，联合站现实处理油量 1680~1780t/d（其中特超稠油 180-200t/d），年处理稀油量约 50 万吨/年，分离产生天然气量 1500~1600m³/d。

联合站主要有两套脱水工艺：一是站外来稀油经加热进入三相分离器，脱水原油含水≤0.5%，直接去原油稳定装置，经稳定后的原油进入原油储罐装车外销。分离出的天然气经除油器除液后，一部分用于生产、生活区供气，剩余气体放空。脱出的含油废水去污水处理系统。工艺流程见图 3.5-1。二是站外来混合油脱水

采用沉降脱水工艺，原则工艺流程见图 3.5-2。

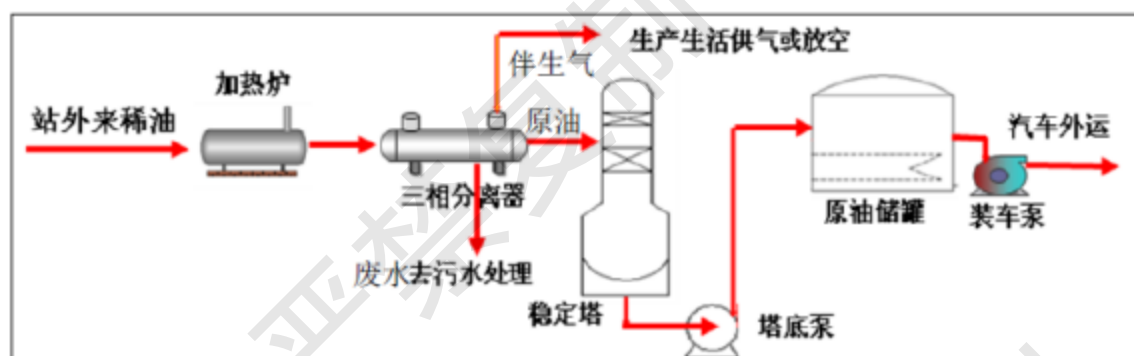


图 3.5-1 稀油脱水工艺流程图

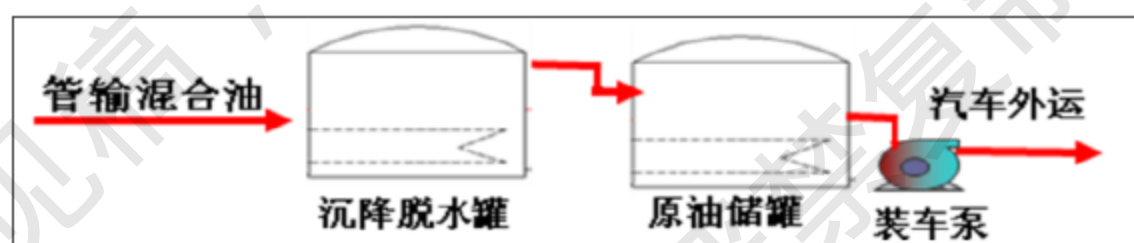


图 3.5-2 混合油脱水工艺流程图

(3) 污水处理与注水系统

①污水处理

排二联合站污水处理系统 2006 年建成投产，污水处理设计规模为 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，注水系统现注水能力为 $800\text{m}^3/\text{d}$ 。春光油田实际污水处理量达到 $750\text{m}^3/\text{d}$ ，注水达到 $750\text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理和注水仅有 $50\text{m}^3/\text{d}$ 的富裕能力，随着春光油田规模上产，污水处理及注水量也随之大大增加，能力不能满足产出水处理与注入要求。

根据春光油田 2014-2018 年开发产液量预测及含水量预测，排二联污水处理系统扩建总规模 $5500\text{m}^3/\text{d}$ ，分期实施，2014 年排二联正在实施建设，一期工程规模： $3500\text{m}^3/\text{d}$ ，二期工程规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。

a.设计水质指标：来水水质为：含油 $\leq 1200\text{mg/L}$ 悬浮物 $\leq 200\text{mg/L}$ 。

排二区块注入层：平均孔隙度 35.3%，渗透率 $3.7294\mu\text{m}^2$ ，属特高孔、特高渗储层，碳酸盐含量 5.1%。排二联合站污水全部进行环保回注，设计水质指标为：含油 $\leq 6\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 2.0\text{mg/L}$ 。

b.工艺流程：污水处理为了满足污水回注需要，设计采用“自然沉降+混凝沉降+一级过滤”的处理工艺。工艺流程详见图 3.5-3。

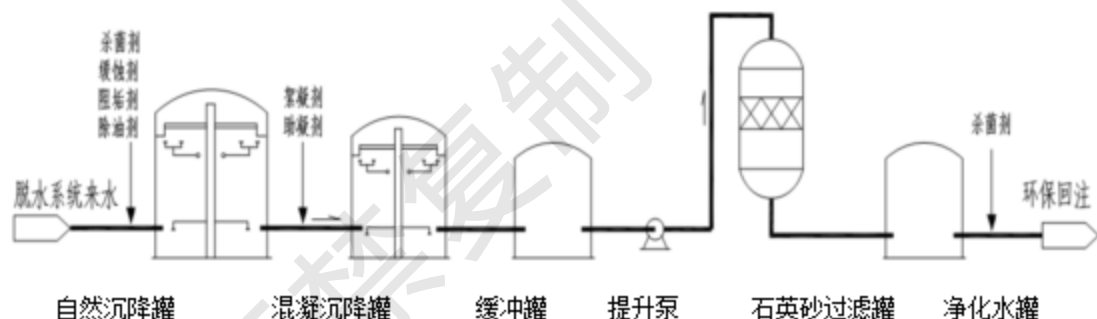


图3.5-3 污水处理工艺流程图

②注水系统方案：

a.设计规模及注水压力

排二联合站采出水总量为 $5500\text{m}^3/\text{d}$ ，注水规模按采出污水全部水量考虑，分期实施。一期规模： $3500\text{m}^3/\text{d}$ ，二期规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。新建注水系统设计压力按 14MPa 考虑。

b.回注水质

含油 $\leq 6.0\text{mg/L}$ 悬浮物 $\leq 2.0\text{mg/L}$

c.注水系统流程

根据合春光油田地形特点，注水系统流程选择“单干管串接配水流程”。工艺流程：污水处理系统来水→净化水罐→喂水泵→注水泵→高压配水阀组→注水干线→各注水单井

本项目改扩建工程已于 2014 年 11 月 25 日已取得兵团第七师环保局《关于春光油田排二联合站扩建工程环境影响报告书的批复》（师环函[2014]213 号），目前该工程已建成并且运行。

（4）依托可行性分析

排二联合站混合油处理规模 $100 \times 10^4\text{t/a}$ （掺稀油按 1: 0.6~1）处理要求，采用“预脱水+一段动态沉降+储罐切水脱水”工艺。原油现实处理规模为 $50 \times 10^4\text{t/a}$ ，本项目开发指标预测最大新增原油产量为 $18.9 \times 10^4\text{t}$ 。原油处理系统富余能力可以满足本项目新增的原油处理量。

排二联合站处理总量为 $5500\text{m}^3/\text{d}$ ， 200.75 万 m^3/a ，分期实施。一期处理规模： $3500\text{m}^3/\text{d}$ ， 127.75 万 m^3/a ，二期处理规模 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 、 73 万 m^3/a 。

排二联合站扩建后目前可处理混合油（稠油掺稀 1: 0.6~1）/特稠油处理系统混合液含水 144 万 m^3/a （包括排 2 区块、春 10 区块、春 17 区块、排 2-春 10-

春 18 区块小计、春 110E 区块、春 22-32-50 区块、排 2-400 区块的)；最大剩余处理量为 $200.75-155.55=52.2$ 万 m^3/a 。因本项目排入排二联合站的生产废水量为 11.88 万 m^3/a 。故排二联合站污水处理系统满足本项目采出水、钻井废水依托处理需求，依托方案可行并有保障的。

包括排 2 区块、春 10 区块、春 17 区块、排 2-春 10-春 18 区块小计、春 110E 区块、春 22-32-50 区块、排 2-400 区块在内的注水水量为 150.55 万 m^3/a +本项目回注量 11.88 万 $\text{m}^3/\text{a}=162.43$ 万 m^3/a ，目前扩建后排二联合站已建回注系统能力为 5500 m^3/d ，200.75 万 m^3/a ，已建回注系统可负担现有区块及本项目全部回注水量的需求。

新疆生产建设兵团第七师环保局于 2016 年 9 月 19 日以《关于中国石油化工股份有限公司河南油田分公司春光油田排二联扩建工程竣工环境保护验收的批复》（师环审[2016]110 号）对排二联扩建工程进行了环保竣工验收。验收监测数据表明，排二联合站含油污水处理系统出水中的石油类可达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的控制指标，可满足本工程井下作业废水处理回注的需求。

3.5.2 128 团垃圾填埋场

生活垃圾集中收集后统一运往 128 团生活垃圾填埋场进行填埋处理，该垃圾填埋场位于七师 128 团前山镇以北 8km、2 连以北 3.8km 处，该生活垃圾填埋场包括填埋场防渗系统、渗滤液导排及处理系统、气体导排系统、雨污分流系统、监测系统以及管理区、运输专用道路等辅助配套工程，总占地面积约 38160 m^2 ，项目设计日处理垃圾 40 吨，总有效库容约为 22.7 万 m^3 ，库容服务期 10 年，总投资 1498.46 万元。距离项目区约 46.5km，生活垃圾填埋场运行良好，该填埋场已获得环评批复（师环函[2017]118 号文），可以进行依托。

3.6 工艺流程及产污节点分析

3.6.1 油田开发

依据项目施工期工程特性，项目油田开发的影响结果包括生态影响和污染物排放导致的大气、水、声环境污染。项目油田开发工艺流程及产污环节示意图，见图 3.4-1。

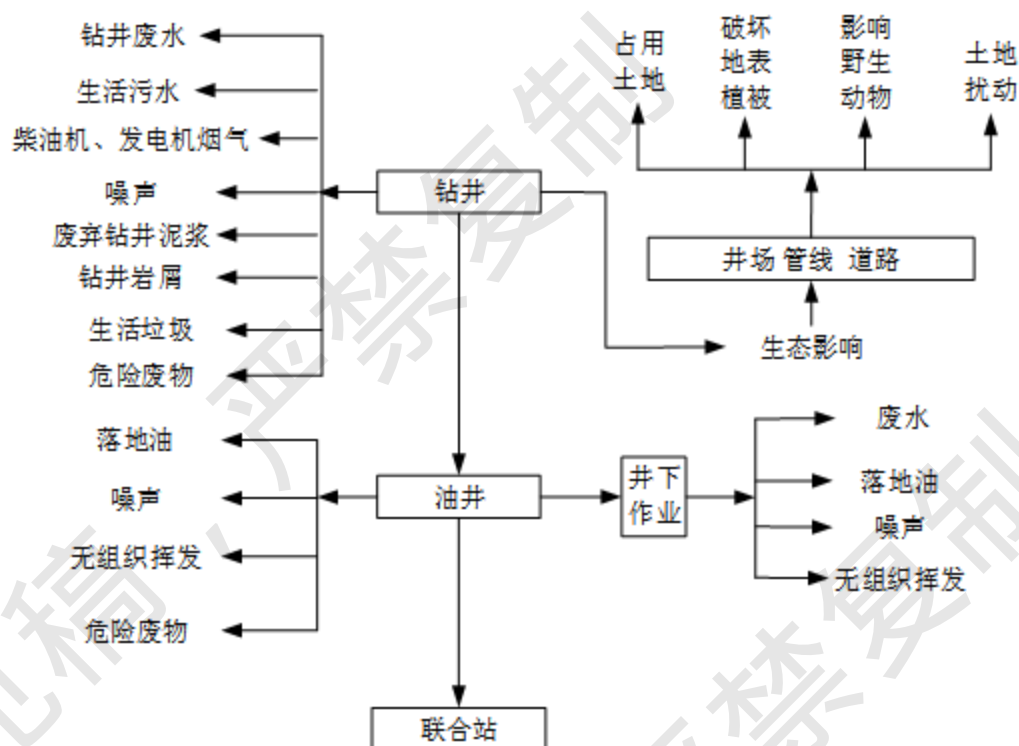


图 3.6-1 项目油田开工艺流程及产污节点示意图

项目钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程（确定井位、井场准备）、钻井工程（钻井、完井）和连接生产管线等主要步骤。

3.6.1.1 钻前工程

工程钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

(1) 道路建设

项目需修建井场道路，宽约 6m，长度根据井场与最近道路的距离合理确定。根据选定路线，由装载机推平、压实即可。

(2) 井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、岩屑池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的挖方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

3.6.1.2 钻井作业

工程预计新钻井时间为 15 天，24h 连续作业。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同

时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入并筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，电源由柴油发电机提供。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔1米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

3.6.1.3 测试放喷作业

当钻至目的层后，对油气进行测试。测试放喷阶段包括试压、射孔、诱喷、求产、测压6个程序。

检查套管通径及变形、破损情况；检查固井后形成的人工井底是否符合测试放喷要求；同时调整井内压井液使之符合射孔的要求，防止在地层打开后，污水进入油层造成地层污染。

检验井底、套管、井口装置密封性。随后用射孔枪射穿油层套管和管外水泥环及近井地层，在地层和井筒之间建立流体通道，保证地层流体进入井筒。

诱喷用一定的技术手段，降低井内液柱压力，在井筒和地层间造成负压，诱使地层流体喷出。诱喷后通过地面分离器计量产量。自喷井测取开井井底流压、关井静压及井口油压、套压，了解产层能量大小，并为储层改造提供依据。

产生的液体（或原油）由液体罐收集后，原油送排二联合站。

3.6.1.4 井场建设

本项目新建井场90座，各井场均设置1套电加热器。新建井场施工期内容主要为设备安装及管线连接。

3.6.1.5 管线敷设

本项目管道施工方案内容主要为集输管线建设, 管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

3.6.1.6 采油

为减少采出液粘滞性, 便于集输, 井场设电加热器对采出液进行加热。

油井开采一定年限后, 需进行修井作业, 周期大概为 2~3 年 1 次。营运期依据单井产能情况, 当产量下降, 判断是井孔地层堵塞, 则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后, 油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况, 这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内, 从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业, 也即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣, 以解除套管堵塞, 从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

3.6.1.7 闭井期

随着石油开采的不断进行, 其储量逐渐下降, 最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道, 然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化, 完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域, 使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域, 但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能, 且在凝固的过程中存在膨胀性, 使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起, 完成井筒的封固, 使得地层的水在此井筒中无法形成窜流, 达到了封井的目的。

3.6.2 施工期环境影响因素

本项目施工内容主要包括钻井工程、管沟开挖、设备安装、覆土回填等, 施工过程中占用土地, 对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等, 对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.6.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地, 永久占地主要为井场和道路永久占

地，将不可避免改变区域用地性质，随着井场施工结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求施工作业时避开植被茂密区，对于占用农田区域或植被密集区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

根据估算，各项工程的永久性占地面积为 22.95hm^2 ，临时占地面积 14.55hm^2 ，工程占地类型为林地，详见表 3.6-2。

表 3.6-2 占地面积统计表

序号	建设项目		面积(hm^2)		备注
			永久占地	临时占地	
1	站场	21-1...30 22-1...30 23-1...30	12.15	7.35	90 座， $45\text{m}\times 30\text{m}$ ，扰动范围 817m^2
2	管线	集油管线	/	/	均在井场内施工
3	道路	进场道路	10.8	7.2	18km，路基宽 6.0m，扰动范围路基外两侧 2.0m
合计			22.95	14.55	

3.6.2.2 施工废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

(2) 车辆尾气和焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3) 柴油废气

钻井期间动力来源主要为电力，使用柴油发电机产生的燃烧烟气，主要废气污染物为 SO_2 、 NO_2 、 CO 、总烃等。本项目钻井过程中备用柴油机功率为 200kw，备用数量 1 台，满负荷状态下，耗油量 40kg/h 。根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每消耗柴油 175g，产生 $\text{CO}2.4\text{g}$ 、 $\text{NO}_210.99\text{g}$ 、烃类 4.08g。据此，

柴油机运转过程中排入大气中的 CO、NO₂ 和总烃量可分别用下式计算：

$$Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{C_{25}H_{52}} = 4.08 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_2} = 10.99 \times \frac{m}{175}$$

其中：m—柴油消耗量。

井场施工 20 天，每天按 24h 计，则项目污染物排放源强为：CO 0.26t/井场、NO₂ 1.21t/井场、总烃 0.45t/井场。

3.6.2.3 施工废水

(1) 钻井废水

钻井废水产生总量约 36m³/井，则项目钻井废水产生量共计 3240m³。依据类比资料，钻井废水中的主要污染物的浓度分别为：SS 1580mg/L、石油类 80mg/L。

(2) 生活污水

春光油田（乌苏境内）区块常规直井钻井工期为 15 天，钻井队工作人员 30 人，生活污水总产生量为 2592m³，主要的污染物为 COD、SS、氨氮等。

(3) 管道试压废水

管道试压废水试压结束后，试压废水用于区域绿化。

3.6.2.4 施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机等，产噪声级在 80~100dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

表 3.6-3 项目施工机械噪声源强统计表 单位：dB（A）

施工工序	源强
场地清理	84
挖土方	89
地基施工	88
安装	84
运输工程	90
钻井工程	80~100

3.6.2.5 固体废物

本项目施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中废弃泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、施工人员生活垃圾。

(1) 废钻井泥浆

工程钻井全过程使用膨润土泥浆和水基钻井液（非磺化钻井液），随钻进加深及岩性变化，泥浆体系替换为环保低固相聚合物钻井液（非磺化钻井液），以增加堵漏防塌性能。钻井液主要成分为水、膨润土、纯碱以及少量化学助剂，废弃泥浆按一般工业固体废物进行管理。

根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》《0790 与天然原油和天然气开采相关的服务活动产排污系数》，普通井 $\leq 2.5\text{km}$ 进尺，废钻井泥浆产生量产污系数为 $11.28\text{t}/100\text{m}$ ，本次还需新建 90 口井，平均钻井总进尺 1200m ，钻井泥浆产生量为 $1.22 \times 10^4\text{t}$ 。钻井泥浆进入井口泥浆循环分离回用系统，泥浆进入泥浆罐循环使用，不外排。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，随泥浆循环泵带出井口，钻井岩屑的产生量可按经验公式计算：

$$W = \pi D^2 h d / 4 \times 50\%$$

式中：W—平台岩屑产生量，t；

D—钻井直径，m（一开 311.1mm，二开 215.9mm）；

h—钻井深度，m；（一开 151-301m、二开平均 1456m，总进尺 13.1 万米）；

d—岩石密度， t/m^3 ，取 $2.2\text{t}/\text{m}^3$ 。

根据本项目钻井的直径及深度计算得出，定向井钻井岩屑产生总量为 121.6t 井，则项目钻井岩屑产生总量为 10941t 。

（3）废含油防渗布

项目钻井期在钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下及外沿铺设 HDPE 土工膜防渗布，以防止落地油污染土壤环境，废含油防渗布属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-001-08。

依据建设方提供数据，项目废防渗布产生量约 0.9t /井，项目废防渗布产生量为 81t 。

（4）沾染的烧碱废包装袋

沾染的烧碱废包装袋危险废物（HW49 其他废物 900-041-49），产生量 0.024t /井，钻井期共计 2.16t ，暂存于井场撬装式危险废物暂存间，分区存放，定期交由

有资质的单位拉运处置。

(5) 废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋

项目钻井泥浆配置作业时产生废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋，产生量 0.38t/井，钻井期共计 35.1t，属于一般固体废物，外售进行综合利用。

(6) 生活垃圾

根据城镇居民生活垃圾产生水平，按照 0.5kg/(人·d) 计算，施工人员 30 人，项目钻井工程施工生活垃圾产生量 20.25t。集中收集后定期运至 128 团生活垃圾填埋场处置。

3.6.3 营运期环境影响因素

3.6.3.1 废气

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本工程采用单井拉油方式进行生产，共设置 90 个 50m³ 高架油罐，为主要无组织排放废气污染源。

参照《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》（试行）中工艺过程源—石油化工业—油品储存—原油排污系数 0.123g/kg 油品，本工程 10 年产能为 1.1×10^4 t，则区块高架油罐中采出液储存过程 VOCs 排放量为 6.72t/a。

3.6.3.2 废水

(1) 采出水

本项目采出水随着开采年限的增加呈逐渐上升趋势。根据开发方案，本项目投产第 10 年采出水量最大为 4.4m³/d（11.88×10⁴m³/a），采出水由管线排至井场拉油罐，再由罐车拉至距井场直线距离约 20km 的排二联合站进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油藏。

类比《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）中采油废水水质，具体见表 3.6-4。

表 3.6-4

采油废水污染物浓度一览表

单位: mg/L, pH 除外

污染物指标	pH	石油类	化学需氧量	生化需氧量	聚合物	氨氮	悬浮物
浓度范围	6.5-8.5	20-200	100-800	50-150	0-200	6-80	10-150

(2) 井下作业废水

项目运营后需定期洗井,采用热水洗井工艺,为间歇性排放,单次排放量较小。依据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》、《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表》,项目洗井废水经排二联合站采出水调蓄罐充分混合稀释后,通过物理+化学+回注的末端治理技术处理后回用于洗井作业,不外排。1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表见表 3.6-5。春光油田(乌苏境内)区块洗井废水产排污情况表见表 3.6-6。

表 3.6-5

1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术	末端治理技术平均去除率(%)	参考 K 值公式
井下作业	洗井液水	COD	g/井	104525	物理+化学+回注	100	K=污水处理设施年运行时间/正常生产时间
		石油类	g/井	17645			
		工业废水量	t/井	76		/	

表 3.6-6

区块洗井废水产排污情况表

序号	污染因子	污染物指标项	产生量 t/a	产生浓度 mg/L
1	工业废水量		6840	
2	COD		9.41	1375.33
3	石油类		1.59	232.17

本项目井下作业废水严禁直接外排,作业单位自带回收罐回收作业废水,收集后运至排二联合站污水处理站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注油层。

(3) 生活污水

本项目新建井生产及管理人员由新疆采油厂内部调整,不新增劳动定员,故不存在新增劳动定员产生生活污水的问题。

3.6.3.3 噪声

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声、拉油罐车

和巡检车辆的交通噪声等，各噪声排放情况见表 3.6-7。

表 3.6-7 单座井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	排放规律
1	机泵	1	85-90	连续
2	井下作业	1	80-100	间歇
3	拉油罐车	1	60-90	间歇

3.6.3.4 固体废物

(1) 油泥(砂)

运营期拉油罐清罐作业时会产生一定量的清罐底泥(含油污泥)，本工程设置 90 个单井拉油点。参照《石油石化环境保护技术(第 1 版)》(中国石化出版社)中提供的含油污泥估算系数，含油污泥产生量按 0.07t/万 t 原油计，拉油罐每年清罐作业 1 次，根据产能预测方案拉油生产井产能为 $1.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，据此计算含油污泥产生量为 0.38t/a。油泥(砂)属危险废物(HW08)，本项目产生的油泥(砂)由中国石油化工有限公司河南油田分公司新疆采油厂委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行回收处理。

(2) 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损，以及井下作业产生的落地原油，按照单井落地原油 0.05t/a 计算，项目产生量为 4.5t/a。

中国石油化工有限公司河南油田分公司新疆采油厂环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行回收处理。

3.6.4 闭井期环境影响因素

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送至建筑垃圾填埋场。

3.7 清洁生产分析

3.7.1 钻井工艺清洁生产工艺

(1) 钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

(2) 作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%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。具体做法是：

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。

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。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，一般固废、危废分类收集，合理处置，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤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，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 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。

(4) 设置井控装置（防喷器、阻流管汇、立管管汇等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 先进性分析

河南油田新疆采油厂在各个油田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.7.2 运营期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①采用全自动控制系统对主要采油和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。

②井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。

④井下作业过程中井下及储罐下及周围铺防渗土工膜，防止原油落地。

⑤优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、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；

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 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油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，

对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

3.7.3 清洁生产水平分析

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。特别是该工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

3.8 污染物总量控制分析

3.8.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x 、 VOC_s

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.8.2 本项目污染物排放总量

本项目在正常运行期间，各井场采出水随采出液一起最终运送至排二联合站处理达标后回注油层，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

本项目无 SO_2 、 NO_x 排放。

本项目 VOC_s （以非甲烷总烃表征）排放量为 6.72t/a ，均为无组织排放。

故本项目无总量控制指标。

4 环境质量现状监测与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

乌苏市位于天山北麓，准噶尔盆地西南缘。东与克拉玛依市、沙湾县毗连，南与尼勒克县相望，西与精河县为邻，北与托里县接壤；总面积 16443.13 平方公里。市区距乌鲁木齐市公路里程 268 千米。

春光油田（乌苏境内）产能建设项目位于乌苏市车排子镇，位于准噶尔盆地西南部佐顿爱力生沙漠内，与排二联合站相距约 20km。该区域地势比较平坦。

4.1.2 地形地貌

乌苏地处准噶尔盆地西南缘、天山支脉婆罗科努山和依连哈比尔尕山北麓，大地构造属于天山-兴安地槽区-天山褶皱系的一部分。南部山区为古生代地层，中生代和新生代第三纪地层沿山前陆续分布，第四纪广泛分布于平原地区。地质构造分属艾比湖-乌苏凹陷带、依连哈比尔尕复向斜、婆罗科努复背斜及乌鲁木齐山前凹陷。

乌苏市跨准噶尔盆地和北天山山地两大地貌单元，干燥地貌特别发育，盆地内部出现半沙漠。乌苏北部的准噶尔盆地主要由冲积平原构成，中部为盆地到山地的过渡带由冲积洪积倾斜平原和干燥剥蚀低山构成，南部为北天山山地。近期构造运动造成境内南高北低，东部略高于西部的大趋势，依次分为高山、中低山、丘陵、平原和沙漠 5 个地带。地貌构造复杂，自然条件差异显著。

本工程地处风积平原，佐顿爱力生沙漠内。佐顿爱力生沙漠位于奎屯河流域平原区下游中西部，东西长约 70km，南北宽 8~16km，海拔 300m~410m，新月型沙丘、沙丘链发育，沙丘高度 10m~30m，最高近百米，沙丘链走向为 SEE—NWW，岩性为松散的细砂及粉细砂。植被有红柳、梭梭等灌木发育。

4.1.3 区域地质背景

乌苏区域出露的地层主要有古生界奥陶系、志留系、泥盆系及石炭系，中生界二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系，新生界古近系、新近系。志留、泥盆系分

布较广，为地槽型的海相沉积；石炭系分布较少，为海陆交替相的沉积；第三系主要分布在盆地周边低山丘陵区及北部低山丘陵区、第四系主要在山间、山前一带洼地及盆地内，形成覆盖区。现主要将平原区出露地层由老到新叙述如下。

（1）古近系

古、始新统：仅在安集海北西有小面积分布，为红色砂质页岩，底部有一层浅红色、紫红色砾岩，与下伏白垩系不整合接触，厚 16~450 米。

渐新统：分布在乌苏煤矿以东、安集海河以北，与下伏白垩系不整合接触，为灰绿色、深灰色、黄褐色页岩夹泥质石灰岩。

（2）新近系

中新统：为塔西河组，主要出露在托斯台一带，整合在渐新统以上。上部为深褐色、暗红色、砂质页岩组成。

上新统：为独山子组，为一套棕褐色、红棕色砂质页岩夹灰色粗粒砂岩、细砾质砂岩和棕红色夹棕色页岩，厚 1200~2000 米。

渐-中新统：分布在托托以南的山麓地带，由比较均匀的泥岩、砾岩、砂岩之交互层所组成。

（3）第四系

第四系广泛发育在本区盆地中及较大河流的两岸。其成因类型较多，时代的确定多为相对时代，有化石依据者甚少，盆地内第四系以冲积、洪积和湖积物为主，出露地层中未见下更新统沉积物。

下更新统：为西域组，主要出露于盆地南部低山丘陵区，为暗灰、灰色砂砾岩、砾岩，与下覆地层呈不整合接触。砾石成份复杂，各地厚度变化较大。

中更新统：在盆地普遍分布，直接覆盖于第三系或中生代地层之上，包括了洪积、冲积、湖积和沼泽沉积。岩性主要为灰色、灰绿色、黄绿色砂、砾石层，砾石成分有变质岩、砂岩、石英岩等，砾石一般分选较好，盆地边缘地区颗粒较粗，粒径最大可达 20cm，中心地区颗粒较细。厚度各地不一。

上更新统：主要分布于盆地内平原区，为一套暗灰或浅灰色砂砾石、砂、亚砂土、亚粘土、粘土层等，包括了洪积、冲积、湖积和沼泽沉积。砾石成份复杂，由变质岩、火成岩、石英碎屑岩组面，分选一般，各地厚度变化较大。

全新统：沉积物复杂，有风积、冲积、湖积和洪积层。风积层有砂丘及沙漠，

岩性主要为灰白、浅黄色石英砂，夹少量云母碎片，极疏松，一般中-粗粒，分选、圆度较好。冲积层主要分布于常年流水的河床和间歇性河谷的河床，以砾石和砂为主，在河漫滩阶面上常见有含砾的亚砂土层，厚度不等，砾石成分主要为变质岩、花岗岩等。湖积层，分布面积大小不等，多为土黄色-褐色致密的砂质亚粘土，多孔，含大量钙质，砂主要为石英砂粒，在低洼潮湿区往往变成半干涸的盐碱地，表面生成白色的盐碱膜。洪积层主要分布于盆地周边的现代干沟和山麓、山口洪积扇群等地，由巨砾、圆砾、砂、粉砂等组成。

根据春光油田的勘探井资料及当地地质资料，项目区的沉积基底为石炭系地层，充填的重要目的层段为下白垩统、古近系和新近系，厚度约 500-2500m。自下而上划分为白垩系吐谷鲁群、古近系安集海河组、新近系中新统沙湾组和塔西河组、新近系上新统独山子组。

4.1.4 气象气候

乌苏市地处天山北麓平原地区，准噶尔盆地的南缘，为温带大陆性干旱气候。其主要特点是：冬冷夏热，气温年较差、日较差大，春、秋温度变化剧烈。降水较少，年际变化不大。春、夏多大风，冬季多阴雾，低碎云天气，冻土深厚。

乌苏气象站近 30 年主要气象参数如下：

年平均气温 8.4℃

极端最高气温 41.3℃（1977 年 7 月 12 日）

极端最低气温-32.3℃（1984 年 12 月 24 日）

极端最高地表温度 68.5℃（1990 年 6 月 27 日）

极端最低地表温度-38.8℃（1988 年 2 月 16 日）

年平均降水量 171.3mm

最大一日降水量 44.1mm（1998 年 5 月 19 日）

年平均蒸发量 1974.5mm

最大积雪厚度 41cm（1988 年 2 月 6 日）

年平均本站气压 964.2hpa

年平均相对湿度 59%

最小相对湿度 0%（89T）

年平均水气压 7.2hpa

最大冻土深度 150cm (1984 年 2 月出现 9 天)

年平均日照时数 2599.7 小时

年平均雷暴日数 18.8 天

年平均沙尘暴日数 4.0 天

年平均雾日数 8.7 天

年平均风速 1.9m/s

主导风向 SW

十分钟平均最大风速 14.0m/s

4.1.5 水文水系

4.1.5.1 地表水

乌苏市虽然处于温带大陆性气候带,但由于境内南部海拔高程超过 4000 米,受垂直气候带的影响,相对湿度较大,成为干旱区域的一个“湿岛”。乌苏市范围内发育有大小河流 14 条,均发源于天山北坡的高山及中低山区,河流流向由南向北,地表水资源的地区分布很不均匀,地表径流量主要集中于四大河流即奎屯河、四棵树河、古尔图河和八音沟河。四条河流实测多年平均径流量为 $15.23 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

项目区附近为奎屯河,奎屯河是乌苏市最大的一条河流,七十年代中期以前有水量注入艾比湖,归属于艾比湖水系;七十年代后期因兵团农七师在该河上建成多个水库,下游水量剧减,现已无水注入艾比河,形成独立水系。集水面积 1900km^2 ,水文站以上河长 71km,河流发育较为对称,主干奎屯河与支流乌兰萨德克河呈树叉状,均发源于依连哈比尔尕北坡,其冰川面积 201.12km^2 ,为乌苏山区冰川作用面积最广的河流。虽冰储量不及古尔图河丰富,但该流域降水补给十分丰富,成为该市水量最多的河流。多年平均径流量 $6.497 \times 10^8 \text{m}^3$ 。河流在山区内宽约 100~150m,坡陡水急,河流出山口后水量渗漏损失较大,经奎屯大桥后流入平原区,河道比降趋缓,有部分泉水注入补给,流经车排子后转向西去,接纳四棵树河、古尔图河部分回归水,消失于沙漠。

本项目与水体无任何水力联系。

4.1.5.2 地下水

(1) 地下水贮存条件和分布

乌苏市属于奎屯河流域平原区中的冲洪积、冲积细土平原区。该区的第四纪松散岩类孔隙水赋存广泛，且以承压（自流）水广泛分布为特征，地下水埋藏深度一般小于 10m。

潜水除溢出带以上地区含水层厚度较大、含水介质为砂砾石及砂，而溢出带以下的广阔地区含水层厚度一般较薄、含水介质为砂及粉土且含水层富水较弱。

承压（自流）水的分布范围南部大致以 312 国道北为界，北部以奎屯河道北为界。奎屯河至四棵树河的河间地块，柳树灌区以南的承压含水层（组）埋藏深度一般在 20~30m，但含水层较薄，自流含水层在 30~60m 深度以下，水头一般高出地面 10~20m；车排子灌区承压含水层埋藏在 30~150m，自流含水层埋藏在 200m 深度以下。

佐顿爱力生沙漠区，地下水类型为沙丘潜水。沙丘高度一般在数十米上下，由细砂组成，地下水赋存于沙丘间的低洼沙地，埋藏深度仅数米，潜水的矿化度为 1~3 或 3~10g/L。

项目区地下水主要为双层结构的松散岩类孔隙水。工程区地下水埋藏及富水性分布见图 4.1-1 项目区水文地质图。

(2) 补给、径流、排泄条件

冲洪积、冲积细土平原的地下水一方面接受山前洪积砾质倾斜平原地下水的侧向径流补给，另一方面灌区内渠道水、水库水、田灌水也大量渗漏补给地下水。山前洪积砾质倾斜平原地下水的径流补给是细土平原区中深部承压水的最主要补给源（特别是南部山前洪积砾质平原地下水的侧向径流补给），灌区内渠道水、水库水、田间灌溉水的渗漏主要补给潜水。深层承压水有向上越流、顶托补给潜水的现象。细土平原地形比较平缓，地层颗粒细，地下水径流缓慢，潜水位埋藏浅，潜水的蒸发蒸腾作用强烈，潜水蒸发蒸腾与人工开采是地下水排泄主要形式。沙丘地下水分布于沙漠腹地，大致与具有大厚度的沙丘分布范围相吻合，他的形成与大气降水渗入和凝结水的补给有关，一般向北排泄，在佐顿爱力生沙漠北缘的平原地带，是沙丘地下水的溢出带，见有沼泽和湿地。

(3) 地下水化学特征

冲洪积、冲积平原地势平缓，地层颗粒细，潜水径流条件较差，潜水埋藏浅以垂向交替循环为主，蒸发浓缩作用强，以脱碳酸作用为主，使水中的 SO_4^{2-} 相应增加，主要为 $\text{SO}_4\text{-Cl-Na-Ca}$ 型，最终向 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 和 Cl-Na 型水发展，潜水矿化度在上游地区一般小于 1g/L ，向下游地区逐渐增高。在灌区由于受渠系、田间灌溉水入渗的影响，使局部地区潜水淡化，出现了 $\text{SO}_4\text{-HCO}_3\text{-Na-Ca}$ 和 $\text{SO}_4\text{-Ca-Na}$ 型水。在现代河道两侧的地区，潜水矿化度一般小于 1g/L ，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca}$ 或 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Na}$ 。

(4) 地下水动态

由于奎屯河流域四棵树河水引水率的下降以及外流域地表水的调入，势必引起本流域地下水补给量及资源量的增大，相应地使地下水水位上升。地下水位在外流域调入水之前，本流域水资源利用情况不会有大的变化，地下水资源量不会有太大的变化，地下水水位维持现状。随着外流域地表水的调入、本流域河水引水率的降低等因素的变化，地下水资源量较现状年增加，相应地灌区地下水资源量增大，地下水水位将回升。

(5) 地下水资源量

奎屯河流域现状年地下水资源量 $1.39\times 10^8\text{m}^3$ ，转化补给量 $7.88\times 10^8\text{m}^3$ ，总补给量 $9.28\times 10^8\text{m}^3$ 。现状年地下水总补给量占地表水资源量 $16.32\times 10^8\text{m}^3$ 的 56.86%，转化补给量占地表水资源量的 48.28%；占地下水总补给量 $9.28\times 10^8\text{m}^3$ 的 84.91%，地下水资源量占地表水资源量的 8.53%，占地下水总补给量的 15%。排泄量中潜水蒸发量 $2.71\times 10^8\text{m}^3$ ，占总排泄量 $9.28\times 10^8\text{m}^3$ 的 29.22%，这对地下水的利用有一定的空间。奎屯河用水区地下水资源量为 $4.34\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 大气环境质量现状调查与评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

根据项目的具体位置和当地的气象、地形以及当地的实际情况，按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求，优先引用国家或地方生态环境主管部门公开发布的环境质量公报数据。本项目环境空气质量基本污染物数据选择中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统中克拉玛依市

2020 年的监测数据,作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃的数据来源。

克拉玛依市 2020 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 6ug/m³、21ug/m³、54ug/m³、26ug/m³; CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.4mg/m³, O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 117 ug/m³; 各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值。区域为达标区。

4.2.1.2 其他污染物

本次环评补充监测井场及下风向非甲烷总烃、硫化氢,现状监测工作由乌鲁木齐谱尼测试科技有限公司负责,于 2021 年 3 月 20 日~26 日进行了监测,连续监测 7 天。

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),考虑评价区域地形情况,兼顾主导风向的原则,设置了 2 个现状监测点,监测布点图见图 4.2-1。

表 4.2-1 环境空气监测点位及其监测因子一览表

监测点名称	监测位置描述	监测位置坐标	监测因子
1#	井场		硫化氢、非甲烷总烃
2#	区块下风向		硫化氢、非甲烷总烃

(2) 监测频次

采样频次按《环境监测技术规范》(大气部分)执行。

(3) 评价方法

采用单因子污染指数法进行评价,其评价模式为:

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

式中: P_i —i 污染物的单项污染指数;

C_i —i 污染物的监测浓度值, mg/m³;

C_{oi} —i 污染物的评价标准, mg/m³。

当 $P_i > 1$ 时,说明环境中 i 污染物含量超过标准值,当 $P_i < 1$ 时,则说明 i 污染物符合标准。某污染物的 P_i 值越大,则污染相对越严重。

(4) 监测结果与分析

其他污染物监测结果见表 4.2-2。

表 4.2-2 区块污染物监测结果及评价结果

采样日期	采样频次	井场		区块下风向	
		非甲烷总烃 mg/m ³	硫化氢 mg/m ³	非甲烷总烃 mg/m ³	硫化氢 mg/m ³
2021.3.20	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2021.3.21	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2021.3.22	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2021.3.23	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2021.3.24	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2021.3.25	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2021.3.26	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
标准限值		2.0	0.01	2.0	0.01
最大浓度占标率%					
超标率					

由表 4.2-2 可以看出：项目区非甲烷总烃监测浓度满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；硫化氢满足《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

4.2.2 地表水环境现状调查与评价

项目距离奎屯河较近，目前河内污水，无法进行采样。

4.2.3 地下水环境质量现状监测及评价

区域地下水流向总体南向北，项目在区域北部布置有 1 口地下水井，西侧布置 1 口地下水井，区域中部布置有 2 口地下水井，区域南部布置有 1 口地下水井，整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求。

地下水环境现状监测引用由乌鲁木齐谱尼测试科技有限公司对区块附近水井水质监测结果，采样日期为 2021 年 4 月 21 日。

4.2.3.1 监测点位布设

地下水现状监测共 5 个点，各监测点名称及相对位置、距离见表 4.2-3。

表 4.2-3 地下水现状监测点的相对位置

序号	监测点名称	方位	与厂址距离 (km)	地理坐标	井深	监测时间
1	127 团 8 连水井 1#	区块内				
2	127 团 1 连水井 2#	区块内				
3	123 团 4 连水井 3#	区块北侧				
4	梧桐村水井 4#	区块西侧				
5	铁架子村水井 5#	区块南侧				

4.2.3.2 监测项目及分析方法

监测项目：pH、氨氮、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铅、挥发性酚类、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、铬（六价）、汞、砷、镉、氟、钾、钠、钙、镁、碳酸盐（以 CO_3^{2-} 计）、重碳酸盐（以 HCO_3^- 计）、石油类、总硬度。

本次环评水质现状监测、采样及分析方法按《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《环境水质监测质量保证手册》及《水和废水监测分析方法》有关规定和要求执行。

4.2.3.3 地下水环境质量现状评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准对各监测点位地下水水质进行评价。

(2) 评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： P_i ——水质单项标准指数；

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

C_{si} —— i 因子的评价标准， mg/L ；

pH 的标准指数为：

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

式中： $S_{\text{pH},j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中的 pH 值的上限值。

当 $S_{\text{pH},j} > 1$ 时，表明该水质参数超过了规定的水质标准， $S_{\text{pH},j} < 1$ 时，说明该水质可以达到规定的水质标准。

4.2.3.4 评价结果

评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4

区块地下水水质检测及评价结果

单位: mg/L, pH 除外

序号	检测项目	单位	标准值	1#		2#		3#		4#		5#	
				检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数
1	pH	/	6.5~8.5										
2	总硬度(以CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450										
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000										
4	硫酸盐	mg/L	≤250										
5	氯化物	mg/L	≤250										
6	锰	mg/L	≤0.10										
7	挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	≤0.002										
8	耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0										
9	氨氮(以 N 计)	mg/L	≤0.5										
10	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0										
11	菌落总数	CFU/mL	≤100										
12	亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L	≤1.00										
13	硝酸盐(以 N 计)	mg/L	≤20.0										
14	氰化物	mg/L	≤0.05										
15	氟化物	mg/L	≤1.0										

16	六价铬	mg/L	≤0.05										
17	铁	mg/L	≤0.3										
18	汞	mg/L	≤0.001										
19	砷	mg/L	≤0.01										
20	镉	mg/L	≤0.005										
21	铅	mg/L	≤0.01										
22	石油类	mg/L	0.05										

根据上述监测数据可知，除 1#监测点位水质监测因子中溶解性固体、氯化物超标，其他各监测因子标准指数均小于 1，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。水质监测因子中溶解性固体、氯化物超标，超标原因与区域地下水水文地质有关。

4.2.4 声环境现状监测与评价

4.2.4.1 监测布点

本次评价声环境监测点共布设 6 个，分别位于厂界四周各布设一个监测点位及敏感目标，2021 年 8 月 4 日分昼间和夜间两个时段进行监测。

各监测点位置见声环境现状监测点位表。

表 4.2-5 声环境现状监测点位坐标表

测点编号	点位描述		检测时间	备注
▲1#	拟建 23-6	厂界外东侧 1m		/
▲2#		厂界外南侧 1m		
▲3#		厂界外西侧 1m		
▲4#		厂界外北侧 1m		
△5#	铁架子村	/		/
△6#	梧桐村	/		/

4.2.4.2 监测方法

本次声环境测量采用 AWA6228 型声级计，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。声环境测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

4.2.4.3 评价标准及方法

评价标准：采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准。

评价方法：采用监测值与标准值直接比较的方法。

4.2.4.4 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 声环境监测结果与噪声评价结果 单位：dB (A)

测点编号	昼间		标准	夜间		标准
	主要声源	噪声值		主要声源	噪声值	
▲1#	环境噪声		60	环境噪声		50
▲2#	环境噪声			环境噪声		

测点编	昼间		标准	夜间		标准
▲3#	设备噪声			设备噪声		
▲4#	设备噪声			环境噪声		
△5#	环境噪声			设备噪声		
△6#	环境噪声			环境噪声		

4.2.4.5 评价结论

由表 4.2-6 可知,各监测点声环境均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准限值,项目所在区域声环境质量现状较好。

4.2.5 土壤环境现状监测与评价

4.2.5.1 土壤分布类型

区块土壤由西向东为草甸土、潮土、灰漠土、风沙土、盐土,土壤类型分布见图 4.2-2。

(1) 草甸土

草甸土植被盖度较高,地势平坦,地下水位多在 1-2 米深,剖面特征如下:

0-13cm 湿润,浅棕灰色,中壤,疏松,细粒状,根系多,有蚯蚓和蚯蚓粪。

13-24cm 湿润,浅棕灰色,中壤,紧实,细粒状,根系少,有蚯蚓穴。

24-40cm 湿润,灰棕-黄棕色,粉砂质中壤,稍紧实,层片状或细粒状,根少,有蚯蚓穴和蚯蚓粪。

40-50cm 潮湿,黑灰色,粉砂质中壤,稍紧实,层状,根少,有小螺丝壳和蚯蚓粪。

50-70cm 湿润,浅黄绿-黄棕色,粉砂质重壤,坚实,层状或细粒状,根少。

70-94cm 潮湿,浅绿带棕黄色,轻壤,稍紧实,根少。

94-152cm 潮湿,颜色同上,砂壤,根系极少。

152-170cm 潮湿,黄棕带浅灰色,粘质,紧实。

170-200cm 很潮湿,灰棕色,粉砂质中壤,紧实。

(2) 潮土

潮土为地下水位较浅的草甸土发育而来,在人类长期的耕种活动形成的一类

土壤，农作物主要为种植棉花、小麦、棉花等，其剖面特征如下：

0-18cm 棕灰夹黑灰，轻壤，屑粒状，润，稍紧，多中细孔，多潜育斑，有大量中细根。

18-31cm 兰灰色，中壤偏轻，块状，潮，紧实，极少根孔，潜育色，多铁锈斑，有粗根及填充物。

52-70cm 灰棕灰兰灰，中壤，块状，湿，稍紧，微量细根，少量锈斑，多炭化芦苇根，少量细根。

70cm 以下 为地下水层，土壤特征同上层。

(3) 灰漠土

灰漠土是石膏-盐层土中稍微湿润的类型。灰漠土是温带荒漠或荒漠草原区形成的地带性土壤，成土母质多为黄土状冲积物，地表有孔状结皮，土壤质地为粉砂壤或砂壤；土壤淋洗微弱，因此石膏和易溶盐在剖面中分异不明显，**pH8.4-9**。

灰漠土区天然植被为旱生和超旱生的灌木与半灌木，如假木贼、琵琶柴、蒿、猪毛菜等，覆盖度一般小于 5-10%。灰漠土只有在利用引水（雪山融水与地下水）灌溉时，才能种植作物，是典型的绿洲农业。农业生产应利用气候资源优势，种植经济瓜果和棉花，但要防止次生盐渍化。对于大部分灰漠土来说，土地利用主要还是放牧业，但生产力也很低，要防止超载过牧、造成风蚀沙化与草场退化。

(4) 风沙土

风沙土是发育于风成沙性母质的土壤。其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒(直径在 0.25~0.05 毫米)组成,剖面层次分化不明显,仅有 A 层(淋溶层)和 C 层(母质层)缺乏 B 层(淀积层),风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带,部分处于海滨。大陆性气候明显,干旱少雨,年降雨量<400mm,西部有些地区仅数十毫米。蒸发强烈。风沙土质地粗,细砂粒占土壤矿质部分重量的 80~90%以上,而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状,土壤表层多为干沙层,厚度不一,通常在 10~20 厘米左右,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。

(5) 盐土

气候干旱、蒸发强烈、地势低洼、含盐地下水离地表近是其形成的有利条件。干旱地区的内陆盐土，地表常形成盐结皮、盐结壳和疏松的聚盐层，表层 1-5 厘米含盐量 5-20%，高者可达 60-70%；盐分组成复杂，主要有氯化物、硫酸盐、碳酸盐，有些地区还有硝酸盐。半干旱地区的内陆盐土，多呈大小不等的斑块星散于耕地中，盐分主要聚集于数厘米至十数厘米的表层中，向下各土层盐分均很少；盐分组较复杂。内陆盐土的改良利用，应因地制宜，综合治理。

4.2.5.2 土壤环境质量现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）定义，项目的实施不会造成土壤酸化、盐化、碱化，属于污染影响型项目。本项目属于污染影响型项目，土壤评价等级为一级。

项目在占地范围内设置 5 个柱状样监测点和 4 个表层样监测点，占地范围外设置 4 个表层样。

（1）监测布点

根据区块开发方案、地面工程布置情况，本次土壤监测在代表性区域现有井场、拟建井场土壤进行监测，选取 5 个柱状样（0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样），4 个表层样（0-0.2m 取样），在项目占地外选取 4 个表层样（0-0.2m 取样）。

（2）监测项目

①井场外农田监测 pH 值、铬（六价）、砷、汞、铅、镉、铜、锌、镍和特征因子石油烃共 10 项；

②井场内监测因子为建设用地风险管控标准 45 项：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、pH 和特征因子石油烃共 46 项。

表 4.2-7

监测布点及监测因子一览表

样点	编号	监测布点	监测因子	坐标
占地范围内柱状样点	1#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	2#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	3#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	4#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	5#		建设用地基本项 45 项+石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
占地范围内表层样点	6#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	7#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	8#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	9#		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
占地范围外表层样点	10#		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	11#		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	12#		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	
	13#		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	

(3) 监测时间与频率

采样时间为 2021 年 8 月 4 日，采样一次。

(4) 采样方法

分别按照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）进行。

(5) 监测结果

表 4.2-8

土壤环境质量现状监测结果表（建设用地内柱状样）

序号	检测项目	单位	检测点位															标准 值	达标判 定
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m		
1	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	<6	<6	<6	9.55	<6	<6	<6	<6	<6	8.06	6.88	<6	<6	<6	<6	4500	达标

表 4.2-9

土壤环境质量现状监测结果表（建设用地内表层样）

序号	检测项目	单位	检测点位				标准值	达标判定
			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
1	氯甲烷	mg/kg	/	/	/	/	37	达标
2	氯乙烯	mg/kg	/	/	/	/	0.43	达标
3	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	/	/	/	/	66	达标
4	二氯甲烷	mg/kg	/	/	/	/	37	达标
5	反式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	/	/	/	/	54	达标
6	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	/	/	/	/	9	达标
7	顺式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	/	/	/	/	596	达标
8	氯仿	mg/kg	/	/	/	/	0.9	达标
9	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	/	/	/	/	840	达标
10	四氯化碳	mg/kg	/	/	/	/	2.8	达标

11	苯	mg/kg	/	/	/	/	4	达标
12	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	/	/	/	/	5	达标
13	三氯乙烯	mg/kg	/	/	/	/	0.43	达标
14	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	/	/	/	/	5	达标
15	甲苯	mg/kg	/	/	/	/	1200	达标
16	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	/	/	/	/	2.8	达标
17	四氯乙烯	mg/kg	/	/	/	/	53	达标
18	氯苯	mg/kg	/	/	/	/	270	达标
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	/	/	/	/	10	达标
20	乙苯	mg/kg	/	/	/	/	28	达标
21	间, 对-二甲苯	mg/kg	/	/	/	/	570	达标
22	邻-二甲苯	mg/kg	/	/	/	/	640	达标
23	苯乙烯	mg/kg	/	/	/	/	1290	达标
24	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	/	/	/	/	10	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	/	/	/	/	0.5	达标
26	1, 4-二氯苯	mg/kg	/	/	/	/	20	达标
27	1, 2-二氯苯	mg/kg	/	/	/	/	560	达标
28	砷	mg/kg	/	/	/	/	60	达标
29	镉	mg/kg	/	/	/	/	65	达标
30	铬（六价）	mg/kg	/	/	/	/	5.7	达标

31	铜	mg/kg	/	/	/	/	18000	达标
32	铅	mg/kg	/	/	/	/	800	达标
33	汞	mg/kg	/	/	/	/	38	达标
34	镍	mg/kg	/	/	/	/	900	达标
35	硝基苯	mg/kg	/	/	/	/	76	达标
36	苯胺	mg/kg	/	/	/	/	260	达标
37	2-氯酚	mg/kg	/	/	/	/	2256	达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	/	/	/	/	15	达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	/	/	/	/	1.5	达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	/	/	/	/	15	达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	/	/	/	/	151	达标
42	萘	mg/kg	/	/	/	/	70	达标
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	/	/	/	/	1.5	达标
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	/	/	/	/	15	达标
45	蒽	mg/kg	/	/	/	/	1293	达标
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	<6	<6	<6	<6	4500	达标

表 4.2-10

土壤环境质量现状监测结果表(场地外)

序号	检测项目	单位	检测点位				执行标准	达标情况
1	pH	/					/	

2	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg					4500	达标
---	--	-------	--	--	--	--	------	----

根据监测数据可知：井场内土壤各点满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 中筛选值（第二类用地）标准；井场、道路占地范围外土壤中各监测因子均低于《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 农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5），石油烃满足《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 2 筛选值标准。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 生态环境功能区划

项目区位于新疆天山北麓准噶尔盆地西缘，行政区划隶属新疆维吾尔自治区塔城地区的乌苏市。

根据《全国生态功能区划》，项目区位于生态调节功能区中的防风固沙功能区（准噶尔盆地西缘荒漠、绿洲防风固沙三级功能区）。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区。主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-11。

表 4.2-11 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区 (II)
	生态亚区	准噶尔盆地西部荒漠与绿洲农业生态亚区 (II ₂)
	生态功能区	乌苏—甘家湖梭梭林保护与沙漠化控制生态功能区 (19)
主要生态服务功能		沙漠化控制、生物多样性维护
主要生态问题		滥挖甘草和肉苁蓉等药用植物、奎屯河下游断流、荒漠化加剧
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护梭梭林及药用植物、保护沙漠植被、保护野生动物、防止荒漠化加剧
主要保护措施		禁止樵采、植被实行自然封育保护、加强保护区建设与管理
适宜发展方向		加强国家级甘家湖梭梭林自然保护区建设，草地禁牧

4.2.6.2 项目区生态环境概况

根据现状调查，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。评价区主要生态系统类型为荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。评价区域位于准噶尔盆地西缘，地表灌丛植被发育，主要植被类型为梭梭群系、琵琶柴群系，此外伴生有怪柳、猪毛菜、沙拐枣等植物，植被盖度约为 20-25%。项目区生态区段概况见表 4.2-12。

表 4.2-12 项目区生态环境概况表

工程内容	生态系统	土地利用类型	土壤	植被类型
井场 21-29、21-30、22-1、22-4、22-20、22-21、22-22、22-23、22-24、22-25、22-26、22-27、23-15、23-16	荒漠生态系统	盐碱地、低覆盖度草地	风沙土、盐土	梭梭、琵琶柴、猪毛菜，植被覆盖度约为 20%-35%
井场 21-1.....21-28、22-2、	农田绿洲	农田、低覆盖度	草甸土、潮	区块内大部分为农田，

22-3、22-5.....22-19、 22-28.....22-30、 23-1.....23-14、 23-17.....23-30		草地	土、灰漠土、 风沙土	主要种植棉花，植被主 要为短叶假木贼群系， 并伴生有猪毛菜、合头 草等，植被覆盖度约为 20%-30%
--	--	----	---------------	---

4.2.6.3 土地利用现状与评价

通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型主要为草地、耕地、建设用地、裸地，区块土地利用见图 4.2-4。

4.2.6.4 植被现状调查与评价

(1) 项目区自然植被

干旱缺水是限制植被生存和发展最主要的生态因素，本工程区域地表水系不发育，自然植被稀疏。

评价区植被类型同属蒙新区、新疆荒漠区，北疆荒漠亚区—准噶尔荒漠省—准噶尔荒漠亚省—艾比湖州。根据资料记载和现场调查，项目区主要植物名录见表 4.2-13。

区域内气候干旱，植物群落较为单一，项目区发育着以小半灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭、琵琶柴、怪柳和猪毛菜。大部分区域植被稀疏，局部覆盖度约为 20%。

其中梭梭为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物。梭梭在项目区分布广泛，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。植被类型图见图 4.2-4。

表 4.2-13 项目区主要植物名录

中文名	学名	分布	备注
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++	
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++	保护植物
多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	++	
假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	+	
芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>	+	
白皮沙拐枣	<i>Caligonum leucocladum</i>	++	
猪毛菜	<i>Salsola sp.</i>	++	
骆驼刺	<i>Karelinia caspia</i>	+	
盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	++	
羽毛三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>	+	
苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>	+	

中文名	学名	分布	备注
独尾草	<i>Eremurus anisopterus</i>	+	
戈壁针茅	<i>Stipa tianshanica</i>	+	
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	+	
黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>	+	
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	+	
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	+	
刺木蓼	<i>Atraphaxis spinosa</i>	+	
木地肤	<i>Kochia prostrata</i>	+	
大白刺	<i>Nitraria roborowskii</i>	+	
泡泡刺	<i>N.sphaerocarpa</i>	+	
小果白刺	<i>N.sibirica</i>	+	
准噶尔大戟	<i>Euphorbia soonarica</i>	+	
骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>	+	
苦马豆	<i>Swainsonia salsula</i>	+	
驼绒藜	<i>Ceratocarpus arborescens</i>	+	
木碱蓬	<i>Suaeda dendroides</i>	+	
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	

注：++为多见；+为少见。

4.2.6.5 野生动物现状评价

按中国动物地理区划的分级标准，工程所在区域的野生动物属古北界、中亚界、蒙新区、西北荒漠亚区、准噶尔盆地小区。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。评价区常见动物见表 4.2-14。

表 4.2-14 项目区常见动物组成

种 类	学 名	分 布	备注
两栖类			
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	-	
爬行类			
密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>	+	
快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+	
荒漠麻蜥	<i>Phrynocephalus grumgrizimaloi</i>	+	
兽类			
黄兔尾鼠	<i>Lagurus luteus</i>	+	
大沙鼠	<i>Phyromomys opimus</i>	+	
小五趾跳鼠	<i>Allactage sibirica</i>	+	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	+	

种 类	学 名	分 布	备注
红尾沙鼠	<i>Meriones erythraurus</i>	-	
鸟类			
鸢	<i>Milvus korschun</i>	-	
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	-	
凤头百灵（新疆亚种）	<i>Galerua cristata</i>	+	
小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	+	
家燕（指名亚种）	<i>Hirunda rustica rustica</i>	-	
红尾伯劳（北疆亚种）	<i>Lanius cristatus phoenicuroides</i>	+	
大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	+	
家麻雀（新疆亚种）	<i>Passer domesticus bactrianus</i>	-	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	+	
漠	<i>Oenanthe Jesevli atrogularis</i>	+	
灰鹡鸰	<i>Motacilla cinerea</i>	+	

注：“+”常见种；“-”偶见种。

荒漠、半荒漠地带，经常出现大片几乎没有植被的荒滩，有些区域因严重盐渍而寸草不生，这些环境几乎没有动物栖息。同时，伴随人类活动的小家鼠，以及麻雀和家燕等数量增加。另外评价区频繁的人类活动，仅分布有一些啮齿类、爬行类的小型动物。

4.2.6.6 水土流失重点治理区和预防区

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，新疆共划分了 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 19615.9km²，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 283963km²，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。

项目所在乌苏市属于自治区级天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，乌苏市水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 72.88%，主要侵蚀土地利用类型为沙地和草地。

根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。本工程区块地势平坦，项目区的主要土地类型为固定沙地、盐碱地。植物群落较为单一，项目区发育着以灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭、琵琶柴、怪柳和猪毛菜。大部分区域植被稀疏，

盖度约为 20-25%，覆盖度总体来说良好，一般大风风速都难以引起风蚀和扬沙作用。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响评价

油田开发过程中施工内容主要为钻井工程、内部道路修建、集输管道铺设、配套地面工程建设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在开发区块内，而内部道路将各井场、联合站等连接起来呈带状分布，集输管线地下敷设，在生态影响方面变现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工期废气影响分析

施工期废气污染源主要包括钻井作业废气、运输车辆废气和施工扬尘。

5.1.1.1 施工扬尘

本项目施工扬尘主要是井场场地平整、设备安装，管道的开挖回填，道路的路基平整重新铺设中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃飘逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：

- ①导致环境空气中的 TSP 浓度升高；
- ②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产；
- ③影响施工沿线附近村民的身体健康。

根据类比调查，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。区块地表分布有耕地、居民区，项目施工扬尘，将会对居民及农作物产生不利影响。

为减轻项目施工扬尘对周边环境的影响，环评要求项目施工期间，对运输道路及作业区采取洒水抑尘措施，频次不少于 2 次/d。

5.1.1.2 运输车辆废气

本项目施工期建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多,车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。根据类比调查,每辆车日耗油量约 11.52kg,则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NO_x 为 0.034kg。本工程施工期初步估算各类运输车辆约 20 辆,预计每天可排放烃类物质 0.5kg/d、NO_x0.68kg/d。

由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染,且燃料用量不大,污染源较小,故施工期车辆燃烧尾气对大气环境影响不大。况且该污染属于局部的、短暂的,施工期完成后就会消失,因此,对大气环境的影响也是有限的。

5.1.1.3 钻井工程废气

钻井期电力由柴油发电机提供,依据工程分析,项目柴油机污染物排放源强分别为:CO 0.26t/井场、NO₂ 1.21t/井场、总烃 0.45t/井场。

施工期随着钻井数量的增加,局部污染物浓度有所增加,但影响范围仅局限于钻井周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源,非同时同地进行,且绝大多数油井所在地有利于烟气的扩散,此外井场选址一般距离村庄较远。因此,柴油机废气对评价区内村庄环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束,大气中污染物浓度将逐步降低。

5.1.2 施工期水环境影响分析

5.1.2.1 施工期地表水环境影响分析

钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置,正常情况下不会形成地表径流,或因雨水的冲刷而随地表径流漫流,依据项目工程分析,钻井过程中产生的废水得、固体废物得到妥善收集和处置,故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体,影响地表水水质的可能。

5.1.2.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 钻井废水对地下水的影响

项目钻井过程中的水环境污染源有:钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆。

① 钻井废水、泥浆、岩屑

本工程钻井废水与钻井泥浆一并处理,采用泥浆不落地技术,对产生的泥浆、岩屑进行脱水回收处理。工程使用的泥浆为水基泥浆,水基泥浆(含岩屑)属一

般固体废物—一般工业固体废物，经泥浆回收器回收脱水后形成泥饼用于修建井场道路。

②井漏

本工程新钻井表层套管的下土深度可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本工程推广使用清洁无害的泥浆，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。在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，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。为保护地下水资源，防止井漏事故的发生，建设单位在采用先进的技术、设备和优质材料，提高固井质量的时候，施工人员还需严格按照设计进行钻井，并严格按照相关规范进行下钻、开泵等，尽可能的避免井漏事故的发生。

③表层套管设置深度对地下水影响分析

钻井开孔后钻到表土层以下的基岩，或钻达一定深度，下入表层套管。表层套管的作用有：①隔离上部含水层，不使地面水和表层地下水渗入井筒；②保护井口，加固表土层井段的井壁；③对于继续钻下去会遇到高压油气层的，在表层套管上安装防喷器预防井喷。表层套管与井壁之间的间隙全部要用水泥封堵，即固井注水泥时，水泥浆需返出井口，才能起到隔离地层和保护井壁的作用。表层套管下入的深度要足以防止这些地层的坍塌，防止钻井液对地表疏松地层的冲刷。

根据项目区取用水现状，评价区内地下水取水层段大约为埋深深75m~120m，地下水类型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为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。本次钻井完钻深度大约在1000~2000m，表层套管深度为150m，可完全穿越取水含水层，同时套管内灌水泥浆，完全隔绝了油管 and 含水层的连通，杜绝了油气窜层污染地下水的可能性。

(2) 管线施工对地下水的影响

本工程单井集油管线选用 $\Phi 73 \times 5.51$ 无缝钢管，管线总长度9.0km，管线

采用环氧粉末内防，40mm 厚泡沫黄夹克保温。工程建设位置位于新疆准噶尔盆地西南缘，乌苏市西北部，潜水含水层岩性以细砂为主，富水性较弱。地下水埋深最高位 8.3m-12.5，本工程敷设埋深在 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，其对地下水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较小。

综上所述，项目在施工期严格执行水环境各项保护措施后，项目施工对项目区域水环境的影响是可控的。

5.1.3 施工期声环境影响分析

5.1.3.1 施工噪声影响分析

(1) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离 [dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	挖掘机	90/5	5	吊装机	84/5
2	装载机	88/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

(2) 预测计算

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级, dB(A);

r ——预测点与声源的距离, m;

r_0 ——监测设备噪声时的距离, m。

利用上述公式, 预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值, 预测计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		10m	20m	30m	40m	50m	80m	100m	
1	挖掘机	70.0	64.0	60.5	58.0	56.0	51.9	50	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	68.0	62.0	58.5	56.0	54.0	49.9	48	
3	压路机	70.0	64.0	60.5	58.0	56.0	51.9	50	
4	运输车辆	70.0	64.0	60.5	58.0	56.0	51.9	50	物料运输
5	吊装机	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	45.9	44	设备安装
6	钻机	75.0	69.0	65.5	63.0	61.0	56.9	55	钻井
7	振动筛	70.0	64.0	60.5	58.0	56.0	51.9	50	
8	泥浆泵	75.0	69.0	65.5	63.0	61.0	56.9	55	

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-3 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 在不采取减振降噪措施的情况下, 土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 20m、夜间 80m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求; 设备安装施工期间昼间距施工机械 10m、夜间 30m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求; 钻井期间昼间距施工机械 20m、夜间 100m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。根据区块各单井分布情况, 井场距离最近的村庄距离 310m, 钻井期间夜间施工可能会对周围声环境产生一定的影响。

5.1.3.2 施工期噪声污染防治措施

为避免施工机械对周围声环境的影响, 本评价要求项目施工期间采取以下措施:

(1) 合理安排施工。

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界, 合理科学地布局施工现场, 施工生产生活区远离环境敏感点。

②施工现场设置施工标志, 对可能受施工噪声影响的声敏感点进行公开, 取

得谅解。

③施工运输车辆行驶经声敏感点时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④在施工场地靠声敏感点一侧设置不低于 2.0m 高的硬质围挡，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对声敏感点的影响。

(2) 合理安排施工时间

在距离村庄或住户等声环境敏感点附近的地面工程建设施工，一般可采取控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工。

施工单位合理安排施工时间，在敏感点附近施工，一般可采取变动施工方法措施和控制施工时间；必要时禁止夜间施工。

(3) 采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。做好宣传工作，倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后，施工噪声不会对沿线居民区声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的，且具有局部路段特性，噪声影响将随着各施工路段的结束而消除。

综上所述，施工噪声分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，在采取针对性降噪措施后，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

项目施工期固体废弃物主要是废钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废含油防渗布及钻井队产生的生活垃圾。

5.1.4.1 废钻井泥浆及岩屑

项目废弃钻井泥浆成分主要为水基钻井液（非磺化钻井液），在钻井过程中产生的泥浆和岩屑全部委托山东奥友环保工程有限责任公司进行不落地作业，由罐体收集后运离井场进行专业处理。

5.1.4.2 落地油

本项目采用过平衡或近平衡钻井，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，因此正常工况下无液体伴随井筒回到地面。事故状态下会产生落地油，如：油井采油树阀门事故状态下泄漏、原油输送管线破损情况将产生落地原油。落地油采用油泥不落地技术，油井采油树周围、输油管线下方均铺设防渗膜，利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，在人工衬层上覆盖一层天然材料，利用机械将衬层压实，最后在衬层上覆盖 5cm 以上厚度的粘土，最后进行压实，将井场安置在上述防渗地面上，同时并覆盖设备底座外边沿 0.5m 以上，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰，渗透系数不大于 10^{-10} cm/s。事故状态下油类将落至防渗膜上。防渗膜将有效收集事故状态产生的落地油，回收的落地油暂存于站场内钢质桶内暂存于撬装式危废暂存间，交有资质的单位处理。

本项目事故状态下产生落地油暂存于项目区钢质桶内暂存于撬装式危废暂存间。油罐存放区利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，防渗系数小于 10^{-10} cm/s，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰。集中收集的落地油定期委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司拉运处置。事故状态下产生的落地油只涉及钻井期，且时间较短，合理处置后，对外环境影响较小。

5.1.4.3 含油固废

项目钻井期废防渗布，由各井场危废暂存间收集，定期委托克拉玛依沃森科技环保有限公司处置。

5.1.4.4 沾染的烧碱废包装袋

沾染的烧碱废包装袋危险废物，暂存于井场设置的带盖 PE 桶内，统一收集至危废物暂存间存放，依据危险废物类别，定期交由有资质单位处置。

5.1.4.5 废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋

项目钻井泥浆配置作业时产生废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋，属于一般固体废物，外售进行综合利用。

5.1.4.6 生活垃圾

根据城镇居民生活垃圾产生水平，由项目区垃圾筒集中收集，委托当地环卫

部门定期清运至 128 团生活垃圾填埋场处置。

5.1.4.7 施工期固体废物污染防治措施

(1) 钻井废弃物不落地处理方案

①严格执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 标准。

②水基聚合物+膨润土钻井液岩屑, 由于属于 I 类工业固废, 在井场进行固液分离后, 泥浆回用, 废钻井泥浆及岩屑由不落地罐收集后, 运至山东奥友有限责任公司处理后综合利用;

③落地油采用不落地技术, 收集于井场撬装式危废暂存间, 减少对项目区环境的影响。

(2) 其它要求或方案

①妥善存放泥浆材料等化学品, 不得失散在井场。废弃包装袋等应及时加以回收, 废油必须使用废油罐(桶)储存, 并回收。

②完井后, 井场内废物必须全部进行清理、回收处理; 废泥浆池等要求掩埋、填平、覆净土、压实, 恢复原地貌。做到“工完、料尽、场地清”。

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3) 含油污泥的控制与回收处理

加强管理, 对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查, 减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏, 以及泄露事件的发生。

5.1.5 施工期生态影响分析

根据油田开采特点, 生态环境的影响以施工期为主。施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响, 但是从整体区域来讲, 其影响是局部的, 施工完成后将对施工作业带进行生态恢复, 项目施工期环境影响是可以接受的。

5.1.5.1 土地利用影响分析

本项目新建 90 座井场, 工程占地面积 37.5hm^2 (永久占地面积 22.95hm^2 , 临时占地面积 14.55hm^2)。

(1) 临时占地的影响

本项目临时占地面积 14.55hm^2 , 主要包括管线施工时施工作业带及施工便道

占地。项目临时占地主要涉及一般农田、裸地及草地，临时占地不涉及基本农田。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。本项目临时占用的耕地一般经2~3个生长期后即可恢复至原有生产水平。施工结束后清除残留的废弃物，切实做到“工完、料净、场地清”。这使得原有土地利用方式发生改变，但并没有影响土地利用性质。

(2) 永久占地的影响

本项目永久占地面积22.95hm²，主要为井场及道路建设永久占地，占地类型主要为一般农田、草地及裸地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本项目永久性占地主要是分散在整个区块，每一占地面积较小，地表应压实并覆盖砾石、碎石等，以防风蚀；站场平整、覆土、进行地面硬化处理；因此本项目永久占地对区域的现有土地利用状况影响较小。

5.1.5.2 植被影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、道路施工对地表植被的扰动和破坏（特别是农业生产）。在施工过程中，井场、道路施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

本项目对植被影响主要为对人工栽培植被的影响：区域人工栽培植被主要为棉花，占用耕地不涉及永久基本农田，主要为后期自垦。

项目施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但井场施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。新增植被损失主要来自临时占地，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.5.3 动物影响分析

本项目对野生动物的生存环境及种群数量都有一定的影响。直接影响是建设项目占地，人类活动增加，使野生动物生存环境被破坏或改变，间接影响主要表现为由于植被减少或污染破坏，占用或污染水源而引起食物减少。施工机械的轰鸣声也对野生动物产生干扰。

经实地考察，项目区为农业绿洲区，动物为伴人性的动物，群体数量较小，

因此，项目对野生动物的影响不大。

5.1.5.4 水土流失的影响分析

(1) 水土流失影响分析

本项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度高，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

(2) 水土流失保护措施

①新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②场地平整，针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

③洒水降尘。项目区降水量较少，蒸发量大，本工程对防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

5.1.5.5 施工期防沙治沙分析及措施

5.1.5.5.1 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

区块位于农田绿洲区、防沙治沙区，项目总占地 37.5hm^2 ，其中永久占地

22.95hm²，临时占地面积 14.55hm²。大部分为草地、耕地、裸地，其中裸地占比很小，无戈壁、沙地等沙化土地。周边土地沙化较轻。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场，无弃方。

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目占地主要为耕地、草地、建设用地和裸地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

5.1.5.5.2 防沙治沙内容及措施

(1) 制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。

(2) 工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(3) 植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力。

(4) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场场地平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

5.2 运营期环境预测与评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 气象观测资料

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本项目附近较近的气象站为克拉玛依气象站、乌苏气象站和七师气象站，克拉玛依气象站与本项目区域距离较远，而乌苏气象站地貌与本项目差异较大，只有奎屯与本项目都位于冲洪积倾斜平原地带，且七师气象站与本工程之间无高大山脉阻隔，具有一定的代表性。因此，本次项目采用的气象资料为七师气象站 2019 年的气象数据。气象站地理坐标：东经 $84^{\circ}53'$ ，北纬 $44^{\circ}25'$ ，海拔高程 312m。

(1) 气温分布特征

当地年平均气温月变化情况见表 5.2-1，年平均气温月变化曲线见图 5.2-1。从年平均气温月变化资料中可以看出当地 7 月份平均气温最高(26.85°C)，1 月份气温平均最低(-11.54°C)。

表 5.2-1 年平均温度月变化统计结果

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
温度($^{\circ}\text{C}$)	-11.5	-8.4	4.9	15.4	19.5	24.0	26.8	24.7	18.4	12.6	-1.2	-11.3	9.5

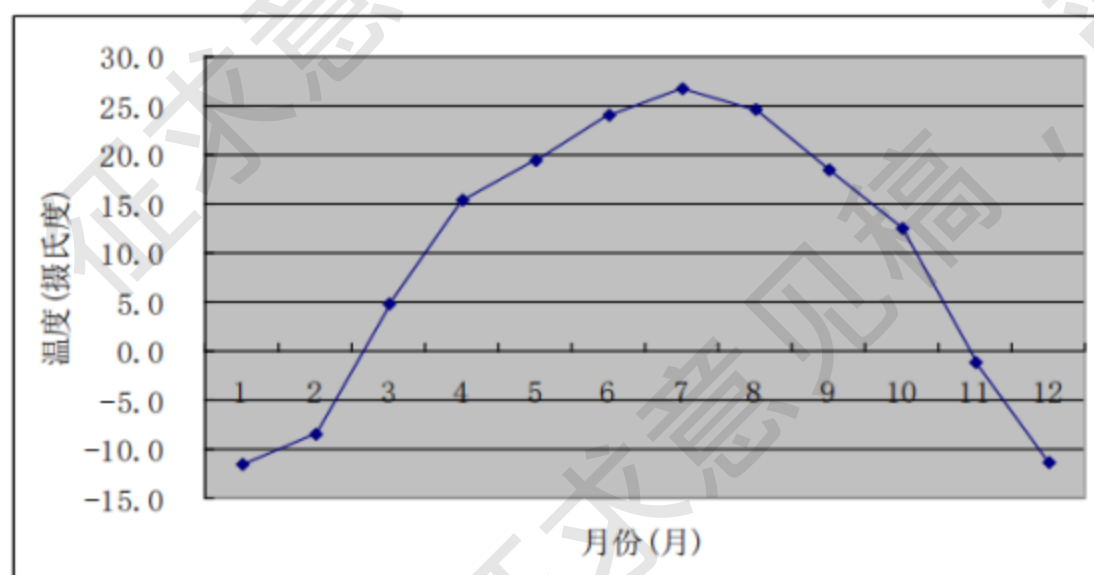


图 5.2-1 年平均温度月变化曲线图

(2) 地面风场特征

① 风向频率

统计评价区 2019 年风频的月变化、季变化及年均风频情况见表 5.2-2 和表 5.2-3 及风频玫瑰图 5.2-2。

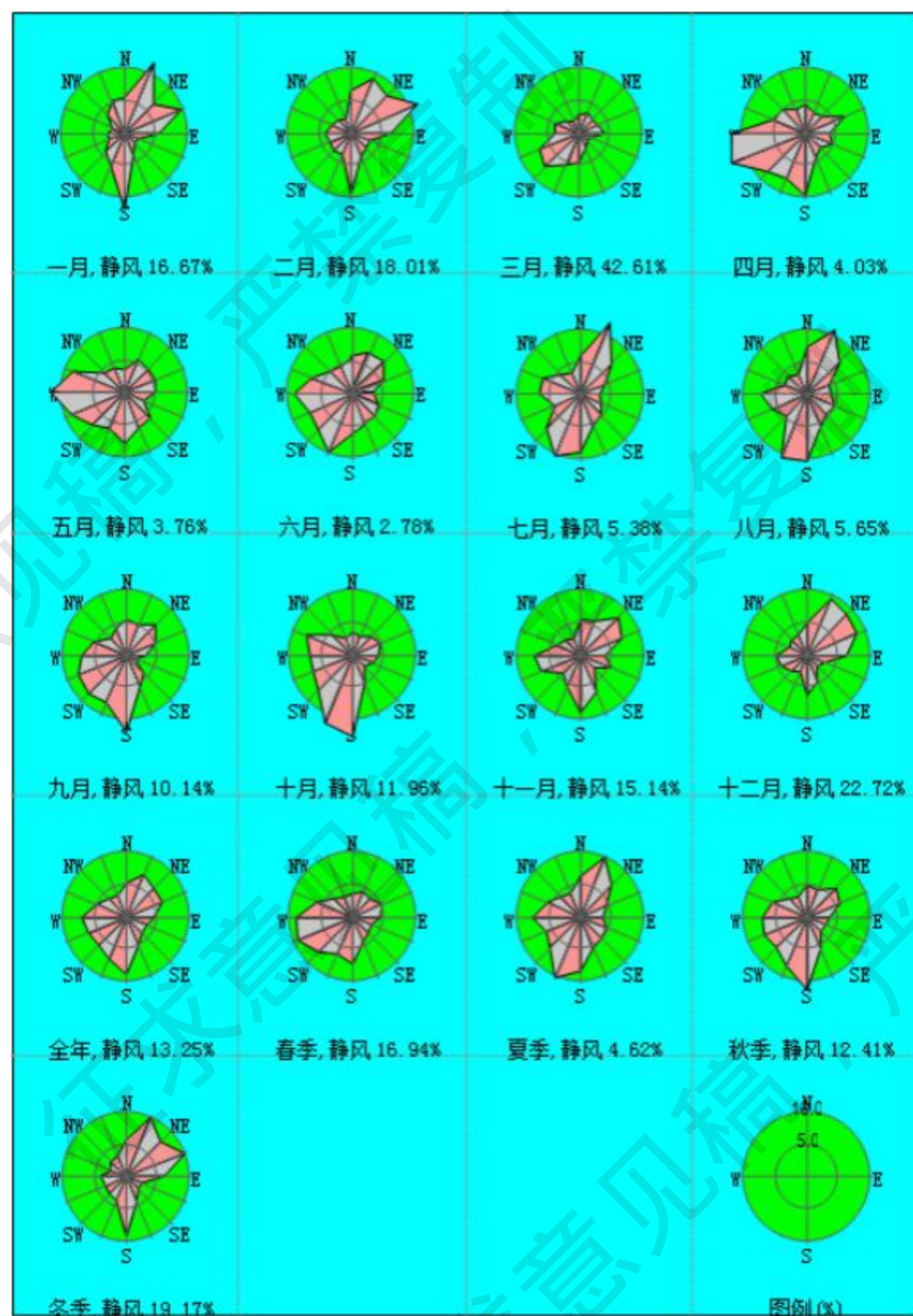


图 5.2-2 风频玫瑰图

全年各月主导风向角出现在 180° - 225° 和 225° - 270° 两个区域, 该地区年主导风向的风向角范围为 180° - 202.5° , 合计出现频率为 15.92%。该区域盛行风向较

为集中，2019 年全年及春、夏、秋、冬季最多风向均为南风（S），次多风向为西南风（SW）和西南偏南风（SSW）。静风频率在冬季的 11 月、12 月出现较高，其频率分别为 22.75%、15.14%。

（2）风速

月平均风速随月份的变化、季小时平均风速的日变化和全年各风向下平均风速情况分别见表 5.2-4、表 5.2-5 和表 5.2-6，年平均风速的月变化见图 5.2-3。

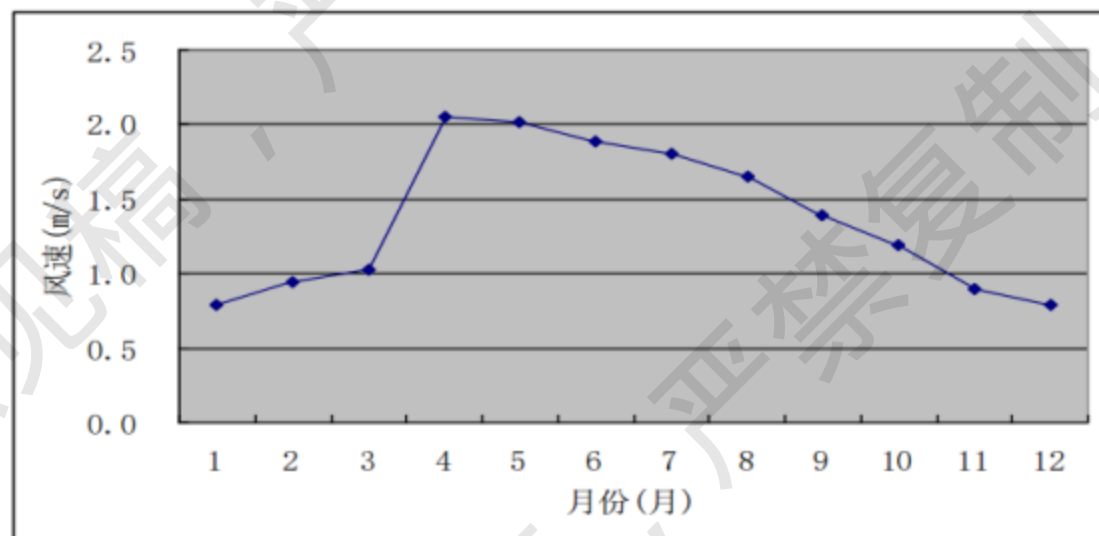


图 5.2-3 年平均风速的月变化曲线

评价区 2019 年平均风速 1.37m/s。4-5 月风速相对最大，为 2.01m/s-2.06m/s。1 月和 12 月的最小为 0.79m/s。从各季小时月平均风速统计资料中可以看出奎屯市春、夏两季最高，冬季风速最低，一天内 13:00 的平均风速最高。全年以西风(W)的风速最大，平均为 1.87m/s，其次是 SSW 风，平均风速为 1.05m/s，ESE 风的年平均风速最小，为 1.32m/s。风速玫瑰见图 5.2-4。

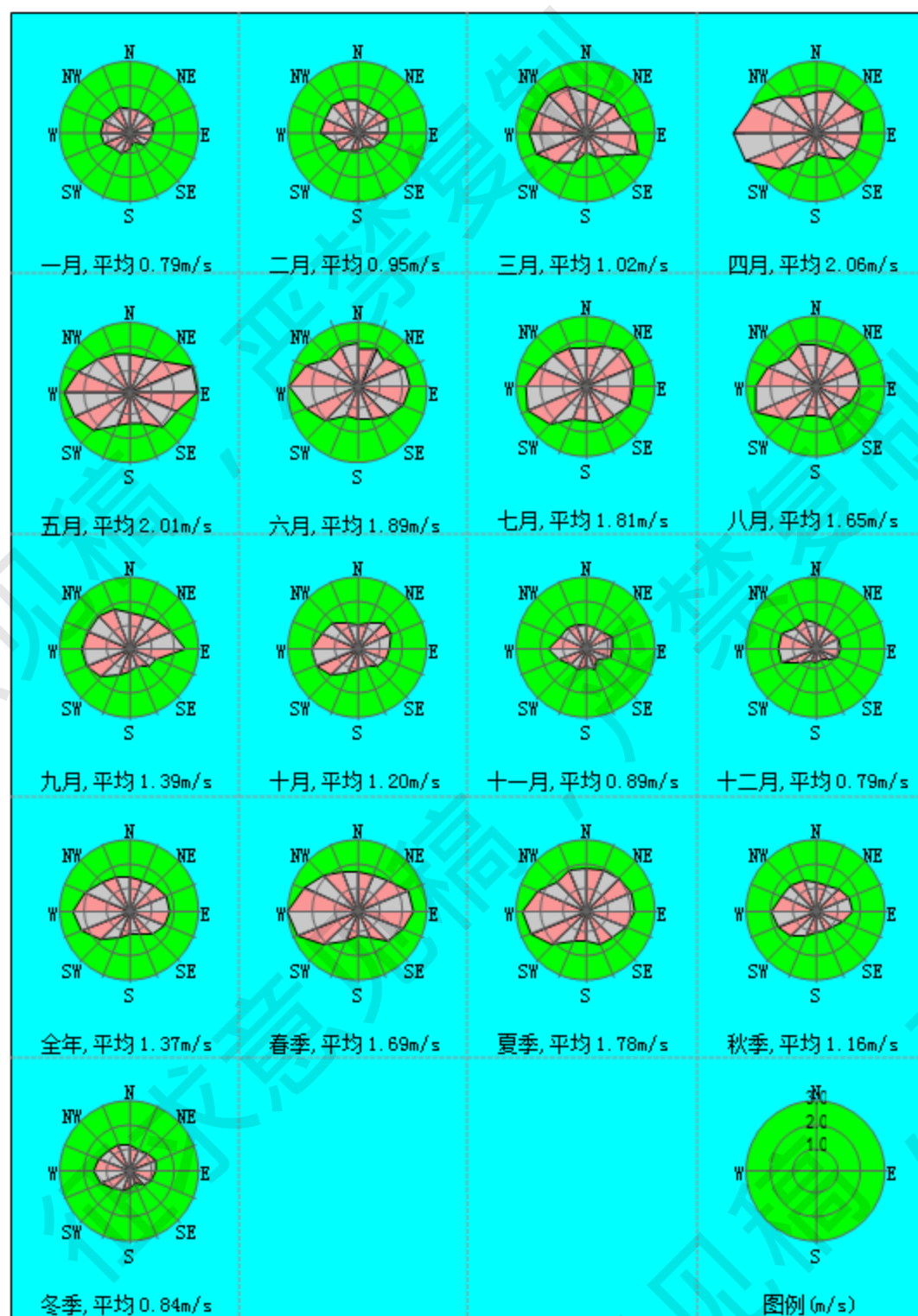


图 5.2-4 风速玫瑰图

(3) 污染系数

统计评价区 2019 年各风向污染系数的月变化、季变化及年均变化情况见表 5.2-7。

评价区 2019 年全年平均污染系数 9.14，全年以 S 风向污染系数为最大，其次为 SSW。总体来看，污染系数以及较大污染系数风向分布与风向分布基本一致。

表 5.2-2 年均风频的月变化情况

风向 风频 (%)	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	5.38	11.56	6.18	9.27	5.24	2.28	2.15	3.76	11.56	5.65	4.03	2.69	2.69	2.02	3.76	5.11	16.67
二月	6.40	8.78	7.89	11.16	5.95	2.98	3.27	3.87	9.23	3.42	3.72	3.42	4.02	2.98	2.68	2.23	18.01
三月	2.69	3.36	2.82	3.09	3.90	1.88	1.75	2.42	4.70	5.11	7.26	6.59	3.76	3.90	2.42	1.75	42.61
四月	4.31	3.33	3.61	6.39	3.61	4.44	3.33	4.17	9.58	7.64	8.19	12.22	11.25	5.28	4.86	3.75	4.03
五月	3.63	5.65	5.11	4.97	4.70	3.23	5.38	5.78	7.66	5.91	6.99	8.87	11.29	8.60	4.44	4.03	3.76
六月	5.56	6.67	6.94	5.28	3.47	4.58	5.00	4.86	5.83	9.58	7.50	6.94	8.89	6.67	4.86	4.58	2.78
七月	5.78	11.83	6.59	4.03	2.96	3.49	4.30	5.11	8.74	9.95	7.39	4.17	6.18	6.18	4.30	3.63	5.38
八月	7.26	10.62	6.99	3.63	3.63	4.44	4.17	5.38	10.08	10.22	4.57	5.65	6.99	3.63	3.90	3.23	5.65
九月	5.28	4.86	6.39	4.72	2.92	1.39	3.75	5.14	11.53	7.92	8.19	7.92	6.81	5.28	3.47	4.31	10.14
十月	3.49	2.96	4.03	4.44	3.90	3.36	2.55	4.57	12.50	11.16	7.53	6.45	6.45	7.53	4.30	2.82	11.96
十一月	5.42	5.56	8.06	6.81	3.75	5.00	2.78	5.97	8.89	5.14	3.75	6.53	7.08	4.03	3.33	2.78	15.14
十二月	4.97	9.27	8.60	8.33	5.91	2.82	2.28	4.30	6.18	2.69	3.36	4.17	4.84	2.96	3.23	3.36	22.72

表 5.2-3 年均风频的季变化及年均风频

风向 风频 (%)	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
春季	3.53	4.12	3.85	4.80	4.08	3.17	3.49	4.12	7.29	6.20	7.47	9.19	8.74	5.93	3.89	3.17	16.94
夏季	6.20	9.74	6.84	4.30	3.35	4.17	4.48	5.12	8.24	9.92	6.48	5.57	7.34	5.48	4.35	3.80	4.62
秋季	4.72	4.44	6.14	5.31	3.53	3.25	3.02	5.22	10.99	8.10	6.50	6.96	6.78	5.63	3.71	3.30	12.41
冬季	5.56	9.91	7.55	9.54	5.69	2.69	2.55	3.98	8.98	3.94	3.70	3.43	3.84	2.64	3.24	3.61	19.17
全年	5.00	7.04	6.08	5.97	4.16	3.32	3.39	4.61	8.87	7.05	6.05	6.30	6.69	4.93	3.80	3.47	13.25

表 5.2-4 年平均风速的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	平均
风速(m/s)	0.79	0.95	1.02	2.06	2.01	1.89	1.81	1.65	1.39	1.20	0.89	0.79	1.37

表 5.2-5

季小时平均风速的日变化

小时(h) 风速(m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
春季	1.46	1.51	1.44	1.47	1.40	1.41	1.38	1.38	1.33	1.66	1.88	2.18	2.19	2.33	2.14	2.10	2.06	2.03	1.92	1.79	1.39	1.36	1.42
夏季	1.48	1.43	1.54	1.51	1.48	1.44	1.28	1.31	1.34	1.76	2.21	2.33	2.37	2.30	2.25	2.12	2.21	2.15	2.07	1.92	1.65	1.57	1.44
秋季	1.06	1.03	0.97	1.11	1.01	0.87	0.93	0.79	0.91	0.90	1.18	1.48	1.67	1.84	1.78	1.70	1.56	1.35	1.06	0.84	0.84	0.91	1.07
冬季	0.69	0.65	0.68	0.58	0.63	0.68	0.57	0.65	0.61	0.67	0.70	0.93	1.20	1.27	1.30	1.40	1.32	1.19	0.99	0.79	0.74	0.65	0.62

表 5.2-6

2019 年逐月、四季及全年各风向下平均风速统计表 (m/s)

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
一月	1	0.96	1.01	1.13	0.92	0.84	0.8	0.47	0.67	0.96	0.95	1.15	1.27	1.2	1.04	1.12	0.79
二月	1.32	1.11	1.2	1.34	1.25	1.04	0.9	0.66	0.79	0.8	1.11	1.11	1.61	1.48	1.56	1.45	0.95
三月	1.66	1.44	1.64	1.57	2.05	2.37	1.38	1.12	0.85	1.39	1.76	2.31	2.39	2.23	2.24	2.1	1.02
四月	1.73	1.87	1.75	2.15	1.86	1.78	1.62	1.17	0.93	1.33	2.19	3.2	3.47	2.89	2.13	1.63	2.06
五月	1.63	1.64	1.89	2.86	2.82	2.09	2	1.34	1.28	1.42	2.17	2.52	2.8	2.34	1.99	1.8	2.01
六月	1.87	2.02	1.66	2.14	2.21	2.04	1.71	1.48	1.33	1.29	1.96	2.35	2.92	2.35	1.66	1.86	1.89
七月	1.65	1.86	2.2	2.13	1.98	1.94	1.66	1.63	1.4	1.48	2.18	2.65	2.57	2.1	1.91	1.81	1.81
八月	1.78	1.67	1.87	1.78	1.84	1.57	1.3	1.45	1.22	1.31	1.87	2.74	2.54	2.21	1.66	1.9	1.65
九月	1.52	1.43	1.64	1.86	2.35	1.22	1.11	0.79	0.99	1.22	1.72	1.97	2.04	1.86	1.87	1.74	1.39
十月	0.95	1.17	1.5	1.53	1.29	1.26	1.11	0.86	0.91	1.14	1.6	1.92	1.99	1.69	1.52	1.18	1.2
十一月	0.98	0.91	0.97	1.2	1.09	1.07	0.66	0.98	0.74	0.95	0.94	1.23	1.57	1.16	1.18	1.06	0.89
十二月	1.06	0.94	0.91	1.01	1.03	0.97	0.68	0.52	0.6	0.57	0.92	1.6	1.61	1.59	1.23	1.32	0.79
全年	1.44	1.41	1.47	1.62	1.66	1.54	1.35	1.07	0.97	1.22	1.74	2.24	2.43	2.02	1.68	1.57	1.37
春季	1.67	1.64	1.79	2.27	2.3	2.01	1.77	1.24	1.04	1.38	2.04	2.77	3.02	2.48	2.1	1.79	1.69
夏季	1.76	1.83	1.91	2.04	2.01	1.84	1.56	1.52	1.31	1.36	2.03	2.56	2.7	2.22	1.74	1.86	1.78
秋季	1.17	1.15	1.32	1.49	1.51	1.15	0.97	0.88	0.89	1.13	1.52	1.73	1.86	1.61	1.53	1.38	1.16
冬季	1.13	1	1.03	1.17	1.07	0.96	0.8	0.55	0.69	0.82	0.99	1.32	1.53	1.45	1.24	1.25	0.84

表 5.2-7

评价区 2019 年各月、四季及全年各风向污染系数

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
一月	5.38	12.04	6.12	8.2	5.7	2.71	2.69	8	17.25	5.89	4.24	2.34	2.12	1.68	3.62	4.56	5.38
二月	4.85	7.91	6.58	8.33	4.76	2.87	3.63	5.86	11.68	4.28	3.35	3.08	2.5	2.01	1.72	1.54	4.85
三月	1.62	2.33	1.72	1.97	1.9	0.79	1.27	2.16	5.53	3.68	4.13	2.85	1.57	1.75	1.08	0.83	1.62
四月	2.49	1.78	2.06	2.97	1.94	2.49	2.06	3.56	10.3	5.74	3.74	3.82	3.24	1.83	2.28	2.3	2.49

五月	2.23	3.45	2.7	1.74	1.67	1.55	2.69	4.31	5.98	4.16	3.22	3.52	4.03	3.68	2.23	2.24	2.23
六月	2.97	3.3	4.18	2.47	1.57	2.25	2.92	3.28	4.38	7.43	3.83	2.95	3.04	2.84	2.93	2.46	2.97
七月	3.5	6.36	3	1.89	1.49	1.8	2.59	3.13	6.24	6.72	3.39	1.57	2.4	2.94	2.25	2.01	3.5
八月	4.08	6.36	3.74	2.04	1.97	2.83	3.21	3.71	8.26	7.8	2.44	2.06	2.75	1.64	2.35	1.7	4.08
九月	3.47	3.4	3.9	2.54	1.24	1.14	3.38	6.51	11.65	6.49	4.76	4.02	3.34	2.84	1.86	2.48	3.47
十月	3.67	2.53	2.69	2.9	3.02	2.67	2.3	5.31	13.74	9.79	4.71	3.36	3.24	4.46	2.83	2.39	3.67
十一月	5.53	6.11	8.31	5.68	3.44	4.67	4.21	6.09	12.01	5.41	3.99	5.31	4.51	3.47	2.82	2.62	5.53
十二月	4.69	9.86	9.45	8.25	5.74	2.91	3.35	8.27	10.3	4.72	3.65	2.61	3.01	1.86	2.63	2.55	4.69
全年	3.47	4.99	4.14	3.69	2.51	2.16	2.51	4.31	9.14	5.78	3.48	2.81	2.75	2.44	2.26	2.21	3.47
春季	2.11	2.51	2.15	2.11	1.77	1.58	1.97	3.32	7.01	4.49	3.66	3.32	2.89	2.39	1.85	1.77	2.11
夏季	3.52	5.32	3.58	2.11	1.67	2.27	2.87	3.37	6.29	7.29	3.19	2.18	2.72	2.47	2.5	2.04	3.52
秋季	4.03	3.86	4.65	3.56	2.34	2.83	3.11	5.93	12.35	7.17	4.28	4.02	3.65	3.5	2.42	2.39	4.03
冬季	4.92	9.91	7.33	8.15	5.32	2.8	3.19	7.24	13.01	4.8	3.74	2.6	2.51	1.82	2.61	2.89	4.92

5.2.1.2 大气环境影响分析

(1) 污染源参数

运营期本项目产生的大气污染物主要为油气开采和集输过程中的烃类无组织挥发，污染物排放参数见表 5.2-8。

表 5.2-8 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	区块	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
无组织挥发的非甲烷总烃	项目区	NMHC	6.72	无组织排放	面源

(2) 预测结果

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求,以导则中推荐的估算模式进行计算,工程区域最大地面浓度点预测浓度 $0.024\text{mg}/\text{m}^3$,最大占标率 1.21%,最大落地浓度出现距离为 77m。非甲烷总烃无组织排放预测结果见表 5.2-9。

表 5.2-9 项目估算模式计算结果统计表

污染源	排放方式	污染物	最大落地距离 (m)	C_{max} (mg/m^3)	P_{max} (%)
井场	无组织废气	非甲烷总烃	77	0.024	1.21
下风向最大质量浓度及占标率/%				1.21	
D10%最远距离/m				0	

由表 5.2-9 可知,本项目非甲烷总烃无组织厂界浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 企业边界大气污染物浓度限值;同时厂区非甲烷总烃无组织排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)表 A.1 中非甲烷总烃特别排放限值。无组织排放的非甲烷总烃对周围大气环境的影响在可接受的程度之内。另外,由于工程区周边无环境敏感保护目标,区域扩散条件良好,因此,本项目开发后对大气环境质量影响很小。

综合以上分析,本项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.3 大气环境防护距离计算

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)中的相关要求,要确定每个工程的大气环境防护距离,在大气环境防护距离内不应有长期居住的人群。

5.2.1.4 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.2-10。

表 5.2-10 项目大气污染物无组织排放量核算表

项目	污染源	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
井场	储油罐		油气回收装置	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤4.0	6.72
	装卸区	非甲烷总烃	全封闭装载方式并设油气回收装置			
	采油井口、阀组	非甲烷总烃	密闭集输、井口封闭	厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 中非甲烷总烃无组织排放监控点浓度限值的要求。	10	0

5.2.1.5 大气防护距离

按照《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 中推荐的模式计算非甲烷总烃的无组织源的大气环境防护距离。计算出的距离是以污染源中心为起点的控制距离, 结合厂区平面布置图, 超出厂界以外的范围即为大气环境防护区域。经预测本项目无组织排放废气无超标点, 不需设大气环境防护区域。

5.2.1.6 大气环境影响评价结论

本项目位于环境质量达标区, 大气环境影响评价结果如下:

本项目无组织排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 边界污染物控制要求, 同时厂区非甲烷总烃无组织排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准 (GB37822-2019) 》表 A.1 中非甲烷总烃特别排放限值。

综合以上分析, 本项目实施后大气环境影响可以接受。建设项目大气环境影响评价自查表如下:

表 5.2-11 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	$\geq 2000\text{t/a}$		500~2000t/a		$< 500\text{t/a}$ ☒	
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次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	(2020) 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 ☒
大气环境影响预测与评价	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		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 $\leq 100\%$ ☒				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 $\leq 10\%$ ☐			C 本项目最大占标率 $> 10\%$ ☐	
		二类区	C 本项目最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			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 (24) h			C 非正常占标率 $\leq 100\%$ (☐)		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	$k \leq -20\%$ ☐			$k > -20\%$ ☐			

环境 监测 计划	污染源监测	监测因子：(SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、颗粒物、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	监测因子：()		监测点位数 ()	无监测 ()
评价 结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防 护 距离	距 () 厂界最远 (0) m			
	污染源年排 放量	SO ₂ () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: () t/a	VOCs: (6.72) t/a

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

5.2.2 运营期地表水环境影响分析

5.2.2.1 油田采出水

依据春光油田（乌苏境内）区块产量预测，项目采出水最大产生量 4.4t/d 井（第 10 年采出水峰值），石油类≤300mg/L，SS≤100mg/L，经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理后，污水处理站处理规模为 5500m³/d，采用“预脱水+一段动态沉降+储罐切水脱水”工艺流程，处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质的基本要求后回注油层。

5.2.2.2 井下作业用水

运营期需定期采用热水洗井工艺，洗井废水产生量 6840t/a，石油类浓度 232.17mg/L，由罐车收集清运至联合站采出水处理系统处理后回注油层，末端治理效率 100%，无洗井废水产生。

5.2.2.3 生活污水

本项目新建井生产及管理人员由新疆采油厂内部调整，不新增劳动定员，故不存在新增劳动定员产生生活污水的问题。

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域地层概况

本项目位于新疆准噶尔盆地西缘，构造位置位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起的东部，区域上属于准噶尔盆地西部隆起的次一级构造单元。车排子地区构造单元划分图见图 5.2-1。

区内自上而下钻遇地层为：新生界第四系西域组、新近系（独山子组、塔西河组、沙湾组），中生界白垩系吐谷鲁群、侏罗系及古生界石炭系（未穿）。据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层系之间为角度不整合接触，侏罗系地层直接覆盖在石炭系基岩之上。

5.2.3.2 区域水文地质概况

5.2.3.2.1 区域水文地质条件

项目区地处天山北麓准噶尔盆地西南边缘、奎屯河冲积平原的中下部，区域上属奎屯河水文地质单元，区域地质地貌具一般山前冲洪积倾斜砾质平原及第四纪冲积细土平原共有特征，即由山前冲洪积扇区（山前冲洪积倾斜砾质平原区）、扇缘溢出带区、冲积平原区和下游排泄区组成。具相对独立性，为一个较完整的水文地质单元。详见区域水文地质图 5.2-2。

项目区位于冲积平原区下游段，上部是以亚粘土为主的沉积结构，土层透水性较弱，潜水埋藏浅。场地岩土以细颗粒粉土为主厚度大于 20m。下部地层为亚粘土、粘土与中细砂、粗砂互层。含水层颗粒细小，且地形十分平坦，故地下水水平径流缓慢，近似停滞状态。潜水排泄，除部分水井提水外，主要为大气蒸发和植物蒸腾垂直排泄。

（1）地下水的赋存及分布规律

项目区地下水的赋存以平原区第四系孔隙水广泛分布为特点，受第四纪松散堆积层的控制。据 1/20 万《区域水文地质普查报告》（新疆乌苏地区），第四纪松散堆积层厚度大于 300m，其岩性主要为亚粘土、粘土与中细砂。规划区第四纪松散堆积层岩性以亚粘土、粘土为主，并夹砂砾石、粉土、粉质粘土。而上游区地下水的侧向流入及区内水库水、渠系水、农灌水的大量垂直入渗，使区内第四纪松散堆积层中赋存了丰富的孔隙水。

项目区位于奎屯河冲积平原中下游的地下水径流区，地下水的径流方向由南向北，至黄沟一库处向北东向、北西向及正北方向呈散射状径流。第四纪地层具互层结构，中浅部主要以潜水含水层和微承压水含水层两种含水层类型并存，中深部可见多组承压含水层组。各类含水层组成颗粒由南向北逐渐变细，其水动力条件、含水层富水性随之减弱。在本次勘察期间，拟建场地内有地下水出露，属潜水类型。实测稳定地下水位深度为 8.30m~12.5m。根据有关资料

表明,该地区的地下水变幅为 0.5~0.8m。

(2) 含水层组特征

据收集的机民井地层资料,规划区含水层类型和结构在 300m 深度内,可概化为潜水含水层、微承压水含水层和承压自流含水层。

①潜水含水层特征

区内潜水含水层埋藏深度在 8.3-12.5m 之间,其潜水含水层岩性受冲积平原沉积规律控制。岩性主要以亚粘土和粘土互层,厚度约 15~18m。渗透系数 $1 \times 10^{-6} \sim 1 \times 10^{-8} \text{m/s}$,为弱透水层,渗漏量较少。

②微承压含水层特征

项目区内微承压水埋深在 20~138m,厚度 73~118m,其含水层岩性相对较细,主要以粉细砂为主。在垂向上层次变换较为频繁,并有薄层粘性土的出现,但其厚度相对较薄,规模小,多以透镜体形式存在,在区内并未构成区域性的隔水层。含水层平均渗透系数 5.9m/d。

③承压自流含水层组特征

项目区内承压自流含水层组有两组:第一组承压自流含水层的隔水顶板埋深为 97~183m,厚度为 6.57~45m,岩性为粘土加薄层粉细砂互层。其承压自流含水层的埋深为 186~197m,厚度为 14~88.17m,岩性主要以细砂为主,第一组承压自流含水层的隔水底板亦为第二组承压自流含水层的隔水顶板,其埋深 190~219m,厚度为 4~22m,岩性为粘土粉砂互层。第二组承压自流含水层的底板埋深为 238~261m,厚度为 33~70.77m,岩性以粉细砂为主,夹薄层细砂及中细砂。其渗透系数为 1.68m/d,单位涌水量为 1.2m/L.s。

5.2.3.2.2 地下水补给、径流、排泄条件

(1) 地下水的补给条件

项目区地下水的补给主要是侧向径流流入补给和灌溉水及渠道水的垂向入渗补给。

①地下水侧向流入补给

规划区南界为地下水流入断面,断面以南在地貌上属冲洪积倾斜平原区的扇缘溢出带区。该地貌单元地层颗粒相对较粗,地层结构较为单一,渗透性较好。地下水在接受了大量补给后,受较大的水力坡度和较粗的含水层岩性影响

以径流式侧向补给下游区。补给断面处地下水径流条件相对较好，上游区地下水侧向径流补给作用较强。

②灌溉水及渠道水的垂向入渗补给

区域耕作层多为粉土与粉细砂、粉质粘土交互沉积组成，田间灌溉水渗入条件较好，渗入量较为可观，成为浅层潜水及中浅层微承压含水层的主要补给源之一。区域另外还有三条输至下游水库及团场的大型过境引水干渠，由此形成测区各级渠道纵横交错的水系网。各干渠对地下水均起着补给作用。

③大气降水补给

项目区地处内陆腹地，气候干旱，降水稀少，因此大气降水对规划区地下水的补给意义不大。

(2) 地下水的径流条件

地下水的径流条件主要受地形条件和含水层介质所控制。项目区地形开阔平缓，地势由南向北倾斜，坡降 1‰-3‰。含水介质以粉细砂夹粉土为主，由南向北逐渐变细，但其总体在平面上径流条件相差不大。项目区地下水主流与河道走向基本一致，呈 SSE-NNW 及 SSE-NNE 向，虽然在局部地段受垂向上水库水、渠水和田灌水入渗以及人工开采的影响，使得某些地段地下水流场表现的相对复杂，但总体来说整个规划区地下水流场较为简单。

(3) 地下水排泄条件

项目区地下水的排泄方式有潜水蒸发蒸腾、排渠排泄、地下水侧向排泄及人工开采等。

①蒸发、蒸腾排泄

潜水的蒸发、蒸腾是浅层地下水最主要的排泄方式。项目区地下水位埋深较浅，且测区水面多年蒸发量由奎屯气象站和车排子气象站实测平均为 1755mm(E20)。据《新疆维吾尔自治区地下水资源》统计数据， $E_{601}/E_{20}=0.61$ ，则项目区水面蒸发量换算成 E601 型后为 1070.55mm，蒸发强度大。规划区内由于地下水埋藏较浅，气候干燥，故植物蒸腾强烈。因此，此项排泄量较为可观。

②排渠排泄

区内排碱渠系发育。区内以东排干渠为主流排渠，主要汇流东区耕地内各排水渠系排泄的地下水，输至测区下游的沙漠中。

③地下水侧向排泄及人工开采

项目区北界为地下水侧向流出断面，断面处含水层岩性以粉细砂为主，水力坡度为 2.5‰，由于第四纪松散含水层厚度较大，因而侧排的水量平衡作用不可忽视。

规划区内开采地下水主要为满足人民生活需要。由于本区地下水水质较差，人工开采量较少。

由于工程区附近无地表水体，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本项目在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.2.3.2.3 地下水化学特征

项目区位于冲积平原区，地势平缓，岩性颗粒细，径流条件差，潜水埋藏相对较浅，地下水蒸发浓缩作用强，氯化钠含量高，在地下水处于滞留状态温度不断增高的情况下，产生脱碳酸作用，使水中 SO_4^{2-} 相应增加，因而潜水多为高矿化的咸水，盐水和卤水，水化学类型较为复杂，主要 $\text{SO}_4^{2-}\text{-Cl}^-\text{-Na}^+\text{-Ca}^{2+}$ 型，最终向 $\text{Cl}^-\text{-SO}_4^{2-}\text{-Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\text{-Na}^+$ 型水发展。潜水层以下的承压自流水，矿化度皆小于 1g/L，水化学类型则较为多样，主要有 $\text{HCO}_3^-\text{-SO}_4^{2-}\text{-Na}^+$ ， $\text{HCO}_3^-\text{-SO}_4^{2-}\text{-Cl}^-\text{-Na}^+$ ， $\text{SO}_4^{2-}\text{-HCO}_3^-\text{-Cl}^-\text{-Na}^+$ 和 $\text{-Cl}^-\text{-Ca}^{2+}\text{-Na}^+$ 型等。

5.2.3.3 水环境影响分析

由于工程区距奎屯河较远，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本工程在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.2.3.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 地下水污染源类型

运营期，废水污染源主要为钻井废水、井下作业废水等。

(2) 废水处置措施及可行性分析

①油藏采出水

油田开发初期，采出液中含水率较低，但随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。因此，随着开采年限的增加，油田水产生量总体呈逐渐上升的态势。根据春光油田资料，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚、 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，本

项目油藏采出水输往排二联合站的污水处理系统处理达到油田注水水质标准后用于回注地层，回注水水质指标参照执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）。

②井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。井下作业废水需收集后全部集中用专用罐车运至排二联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，

综上所述，正常情况下，本项目采出水经处理后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.2.3.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井场的泥浆池，采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反

之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

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

（1）井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 、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。

就钻井源漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有一定毒性的多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层和有损性钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可遇见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染（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，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合

环保要求。

油井在钻井过程中采用双层套管，进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离主要供水层与开采层的交换，有效保护地下水层。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，油气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，稠油不太可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(3)集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

井场管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，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”。

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目非正常状况下，采油树管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

①预测因子筛选

本项目污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-12。

表 5.2-12 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0.03

②预测源强

根据塔河油田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，

发生1小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量 0.1m^3 。

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本项目所在区域地下水埋深大于5m，本次预测考虑泄漏原油1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

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处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本项目线源瞬时注入的污染物质量石油类0.8kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取5.9m/d。水力坡度I为2.1‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=5.9\text{m/d} \times 2.1\text{‰}/0.32=0.035\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.32$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=0.29\text{m}$ ，纵向弥散系

数 $D_L=0.02\text{m}^2/\text{d}$ ； D_T —横向y方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.005\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测时间段从0d~3650d，预测结果见图 5.2-3。

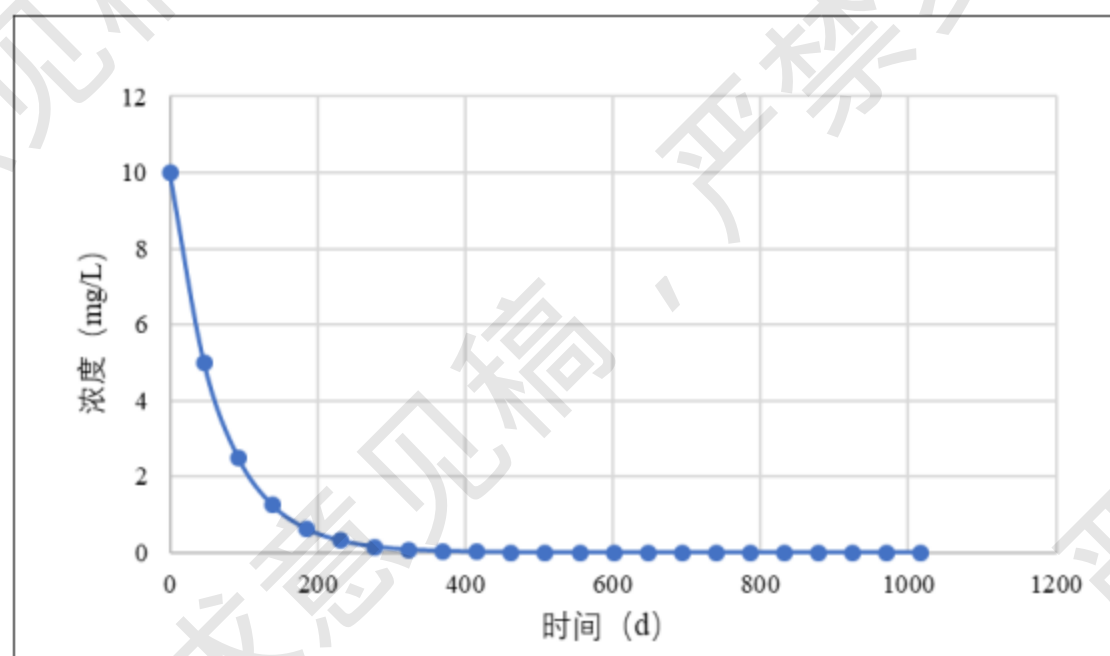


图 5.2-3 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为50d左右，经过231天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值0.3mg/L。故输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，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，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

在非正常状况下，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，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.3.3 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》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。

(1) 源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②集输管线采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对集输管线、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。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-13 及图 5.2-4。

表 5.2-13 各单元设施地下水污染防治等级划分

序号	防渗等级	单元、设施名称	防渗要求
1	重点防渗区	井场井口、储油罐	防渗基础层为 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7} \text{cm/s}$ ），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其他人工材料（渗透系数 $\leq 10^{-10} \text{cm/s}$ ）
2	一般防渗区	井场非生产装置区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能
3	简单防渗区	厂区道路	一般地面硬化

(3) 管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②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。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 地下水环境监测与管理

① 地下水监测计划

为了及时发现运行期出现对地下水环境的不利影响，防止地下水污染事故发生，保证周边供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目对地下水环境的影响。

目前尚没有针对建设项目地下水环境监测的法律法规或规程规范，本项目地下水环境监测主要参考《地下水环境监测技术规范》(HJ/T 164-2004)，结合评价区含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素，并结合地下水环境污染预测的结果来布置地下水监测点及监测计划。

② 地下水监测原则和重点

A 对于新建的建设项目，根据项目环评的等级，对于一、二级评价的建设项目，一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设 1 个。一级评价的建设项目，应在建设项目总图布置基础之上，结合预测评价结果和应急响应时间要求，在重点污染风险源处增设监测点。

B 根据该项目的水文地质特点、影响区域及主要污染源在评价区布设监测点

位。对各项目重点污染单元，监测点布设结合预测结果进行设计。

C 背景值监测井位于上游，地下水每年监测 2 次（丰枯水期各检测一次），重点区域和出现异常情况下应增加监测频率。

D 在发生污染事故的情况下，要加密监测点，同时增加监测频率，加密监测点以能控制污染扩散范围为原则，应结合污染物特征和水文地质条件进行布设，找有资格单位进行设计和施工。

E 水质监测项目可参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），可结合地区情况适当增加和减少监测项目。

③监测点的布设

依据地下水监测原则，参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的要求，根据前述对项目区水文地质条件的理解以及对现状污染物的来源与迁移特征的认识，结合地下水预测结果的分析，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）规定，拟在项目区春光油田（乌苏境内）区块周边利用现有 3 口跟踪监测井。

表 5.2-14 地下水监测点布控一览表

井号	监测层位	监测点目的	井深	监测因子
铁架子村水井	潜水含水层	背景值	大于 50m	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类
123 团 4 连水井		井口、管线跟踪监测点		
127 团 8 连水井		井口、管线跟踪监测点		

（5）应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；
- b 特重大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

- a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.4 地下水环境评价结论

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，集输管线发生渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 运营期声环境影响预测与评价

5.2.4.1 井场噪声

本项目运行中噪声影响主要来自各类泵类、运输车辆。

表 5.2-15 主要发声设备及声源值

噪声源位置	主要产噪设备	数量	源强 dB (A)		
			治理前	治理措施	降噪效果
井场	机泵	1	85-90	选用低噪声设备，基础减振	5
	井下作业	1	80-100	选用低噪声设备	10
	拉油罐车	1	60-90		5

5.2.4.2 预测范围、点位及因子

(1) 预测范围及点位

噪声预测范围：各站场及井场厂界外 1m。

噪声预测点位：在四个厂界各选取一点，以现状监测点为预测评价点。

(2) 预测因子

厂界噪声预测因子：等效 A 声级。

5.2.4.3 预测模式及步骤

室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

$$LA(r) = LA_{ref}(r_0) - (A_{div} + A_{bar} + A_{atm} + A_{exc})$$

式中：LA(r)——距声源 r m 处的 A 声级； LA_{ref}(r₀)——参考位置 r₀ m

处的 A 声级； A_{div} ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量；

A_{bar} ——声屏障引起的 A 声级衰减量； A_{atm} ——空气吸收引起的 A 声级衰减量； A_{exc} ——附加衰减量。

A、几何发散

对于室外点声源，不考虑其指向性，几何发散衰减计算公式为：

$$LA(r) = LA(r_0) - 20Lg(r/r_0)$$

B、遮挡物引起的衰减

遮挡物引起的衰减，只考虑各声源所在厂房围护结构的屏蔽效应。

C、空气吸收引起的衰减

空气吸收引起的衰减按下式计算：

$$A_{atm} = \frac{\alpha(r-r_0)}{1000}$$

式中：r——预测点距声源的距离，m； r_0 ——参考点距声源的距离，m； α ——每 1000m 空气吸收系数。

D、附加衰减

附加衰减包括声波传播过程中由于云、雾、温度梯度、风及地面效应引起的声能量衰减，本次评价中忽略不计。

(2) 预测评价内容

本评价主要预测和评价内容：正常工况下，站场噪声源对厂界声环境的影响，预测厂界噪声值及达标情况；

(3) 预测结果与评价

以项目厂址实测噪声值作为本底值，按照上述预测模式及有关参数预测，结合噪声源到各预测点的距离，通过噪声系统软件计算，预测对厂界噪声的贡献值。

表 5.2-16 厂界噪声预测结果

项目区域	预测点位	贡献值 dB(A)	标准值 dB(A)	达标情况
井场	东厂界	40.34	昼间 60 夜间 50	达标
	北厂界	43.79		达标
	西厂界	40.88		达标
	南厂界	42.9		达标

各设备合理布局、选择低噪声设备，并采取基础减振，设置全封闭泵房等降

噪声措施后，项目各井场厂界噪声贡献值为 31.7~44.04dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中类标准要求，即：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）。工程运行采油期噪声对周围声环境影响较小。噪声预测等声级线图，见图 5.2-5。

5.2.5 固体废物环境影响分析

（1）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄露、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.05t/a 计算，本项目 90 口开发井，落地油产生量约 4.5t/a。根据中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂环境保护管理制度规定，井下作业时带罐作业，不允许产生落地油，因此，本项目落地油 100%回收。

（2）生活垃圾

运营期工作人员由春光油田内部调剂解决，不新增生活垃圾。

本项目固废类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-17。

表 5.2-17 项目固废产生、处置及防治措施情况一览表

废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
含油油泥	HW08	071-001-08	4.5	油气开采	固态	油类物质、泥砂	油类物质	1d	T, I	罐装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

5.2.6 土壤环境影响分析

5.2.6.1 土壤环境影响识别

5.2.6.1.1 土壤环境影响类型及途径

根据石油开采项目特点，本项目土壤影响主要为污染影响型，不涉及生态影响型。外排废气中主要为非甲烷总烃；采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

石油开发项目建设和运行过程中可能导致土壤污染的事故包括：

①输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏；

②在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷等工程事故；

③自然灾害引起的油气田污染事故。

上述污染事故，无论是人为因素还是自然因素造成的事故，主要是石油泄漏后垂直入渗对土壤的污染。土壤环境影响类型及影响途径识别见表 5.2-18。

表 5.2-18 本项目土壤影响类型与途径表

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

综合考虑项目物料及污染物的特性、装置设施的装备情况，井场设置了事故池，不可能发生泄漏造成土壤污染；可能发生管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等造成的管线破裂使原油泄漏。因此，土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.2-19。

表 5.2-19 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	钻井	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.2.6.1.2 土壤环境影响调查评价范围及敏感目标

(1) 调查评价范围

各井场调查范围为厂界外扩 1.0km。

(2) 环境保护目标

根据现场调查，站场及井场周边评价范围土壤敏感目标主要为井场外的农田、居民区。

5.2.6.2 评价工作等级

区块油气开采为采矿业中的石油天然气开采项目，属于 I 类项目，区块永久占地合计为 22.95hm²，占地规模属于中型（5~50hm²）；本项目新建部分井场周边分布有耕地，属于土壤敏感区；通过上述项目类别、占地规模和环境敏感程

度判定，拟建项目土壤环境影响评价工作等级为“一级”。

5.2.6.3 现状调查与评价

5.2.6.3.1 土壤理化性质调查

根据土壤导则要求，特开展土壤理化性质调查，具体以 22-15、21-1 井场为主，具体内容详见下表。

表 5.2-21 22-15 土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
22-15			0-0.5m
			0.5-1.5m
			1.5-3m
			3m以下
注:应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

表 5.2-22 22-15 土壤理化特性调查表

点号		1#		时间	2021.8.5
经度				纬度	
层次		0-0.2	0-0.5	0.5-1.5	1.5-3.0
现场记录	颜色	浅棕	浅棕	浅棕	黄棕
	结构	团块	团块	团块	团粒
	质地	砂土	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	32%	31%	30%	35%
	其他异物	少量根系	少量根系	无	无
实	pH	7.99	8.04	8.07	8.54

实验室测定	全盐量	3.5g/kg	3.7g/kg	3.8g/kg	4.0g/kg
	阳离子交换量	11.25cmol/kg (+)	8.74cmol/kg (+)	4.83cmol/kg (+)	3.86cmol/kg (+)
	氧化还原电位	335mV	345mV	330mV	354mV
	饱和导水率	1.075mm/min	1.023mm/min	0.981mm/min	0.965mm/min
	土壤容重	2.03g/cm ³	1.70g/cm ³	1.38g/cm ³	1.19cm ³

表 5.2-23

21-1 土体构型 (土壤剖面)

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
21-1			0-0.5m
			0.5-1.5m
			1.5-3m
			3m 以下
注:应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

表 5.2-24

21-1 土壤理化特性调查表

点号		2#		时间		2021.8.5	
经度				纬度			
层次		0-0.2	0-0.5	0.5-1.5	1.5-3.0		
现场记录	颜色	浅黄	浅黄	浅棕	浅棕		
	结构	团粒	团粒	团粒	团粒		
	质地	砂土	砂土	砂土	砂土		
	砂砾含量	38%	35%	36%	35%		
	其他异物	无	无	无	无		
实验室测	pH	7.73	7.96	8.22	8.00		
	全盐量	1.9g/kg	2.6g/kg	2.8g/kg	2.9g/kg		
	阳离子交换量	2.93cmol/kg (+)	3.12cmol/kg (+)	3.32cmol/kg (+)	4.11cmol/kg (+)		

定	氧化还原电位	252mV	274mV	307mV	310mV
	饱和导水率	24.341mm/min	24.956mm/min	26.016mm/min	26.208mm/min
	土壤容重	0.00122Kg/cm ³	0.00125Kg/cm ³	0.00127Kg/cm ³	0.00129Kg/cm ³

5.2.6.3.2 土壤环境质量现状评价

经现场踏勘，本项目井场周边主要多以农田、草地为主。根据土壤监测结果可知，场站内土壤监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；场站外农田监测因子监测值均低于《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 农用地土壤污染风险筛选值；所有土壤监测点石油烃均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

5.2.6.4 土壤影响源调查

本项目为新建的污染性项目，周围均为农田、草地、建设用地、裸地，无污染源。

5.2.6.5 土壤环境影响预测评价

5.2.6.5.1 预测情景

区块内工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下井场不会发生管线、储罐采出液渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，当污水、原油泄漏时，建设单位及时采取措施，不可能任由污水漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，仅在地表积水底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

5.2.6.5.2 垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对本项目垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

（1）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—弥散系数，m²/d；

q —渗流速度, m/d;

z —沿 z 轴的距离, m;

t —时间变量, d;

θ —土壤含水率, %。

(2) 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

(3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件。

①连续点源:

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

②非连续点源:

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

5.2.6.5.3 预测评价时段、评价因子

预测与评价时段为项目生产期, 污染影响型项目根据环境影响识别出的特征因子选取关键预测因子, 本次评价根据项目特点选取石油烃作为预测因子。

5.2.6.5.4 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发, 于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善, 目前已得到广泛认可与应用, 能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布, 时空变化, 运移规律, 分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

5.2.6.5.5 预测参数选取

本项目所在地土壤质地为砂土, 预测模型参数取值见表 5.2-24。

表 5.2-24 土壤水力参数

土壤层次/cm	土壤类型	残余含水率 $\theta_r/\text{cm}^3/\text{cm}^3$	饱和含水率 $\theta_s/\text{cm}^3/\text{cm}^3$	经验参数 α/cm^{-1}	曲线形状参数 n	渗透系数 $K_s/\text{m/d}$	经验系数 I
0-300	砂土	0.1	0.38	0.027	1.23	2.88	0.5

表 5.2-25 溶质运移及反应参数

土壤层次/cm	土壤类型	土壤容重 $\rho/\text{g}/\text{cm}^3$	纵向弥散系数 D_L/cm	$K_d/\text{m}^3/\text{g}$	Sinkwater $r_l(\text{d})$	SinkSolid $d_l(\text{d})$
0-150	砂土	1.7	10	0.08	0.027	0.027

5.2.6.5.6 泄漏源强

项目输油管线埋深 1.8m，管线工程为地下工程。管线连接和阀门处出现破损、管线刺漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。假设 15d 发现，初始浓度设定为 890000mg/L，“发生泄漏部位”破损面积为 80cm×1cm，油气通过裂口渗入地下水中，源强用达西公式计算，则渗滤液产生量为 0.036m³/d。

表 5.2-26 污染物泄露浓度

渗漏点	污染物	浓度 mg/cm ³	管线全管径泄漏采出液量 (m ³ /d)	渗漏量 cm/d
泄漏油品	石油烃	890	0.036	450

5.2.6.5.7 预测结果

污染物运移模型为：集输管线出现泄漏对特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）在土壤中的运移进行模拟。

根据资料调研结果，本项目模型选择自地表向下 1.5m 范围内进行模拟，土壤质地均为粉土。模拟厚度设置为 1.5m，模型剖分按 1cm 间隔，共 151 个节点。在模型中设置 6 个观测点位，编号 N1~N6，分别位于 0m、-0.3m、-0.6m、-0.9m、-1.2m、-1.5m 深处。不同时间石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-6 所示。

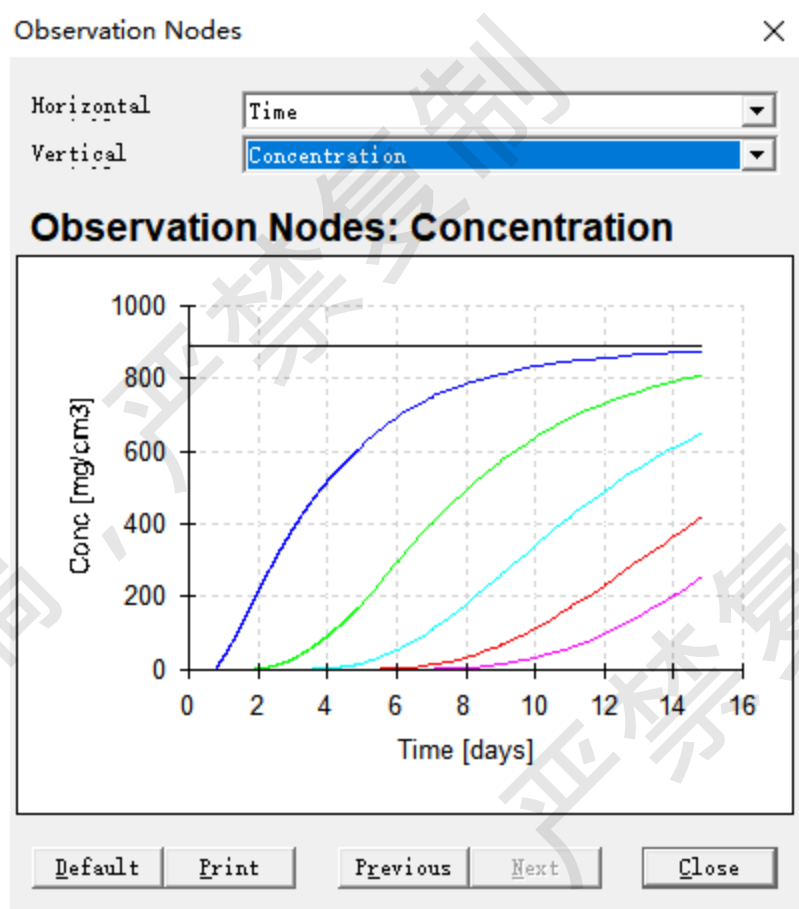


图 5.2-6 石油烃在不同时间沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-6 土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 15 天后，污染深度在各个观测点的污染物浓度均有所增加。

5.2.6.6 保护措施与对策

(1) 源头控制措施

本项目土壤影响类型主要为垂直入渗影响，因此项目源头控制措施针对垂直入渗展开。

①定期检修维护井场流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情

况发生。

(2) 过程防控措施

本项目为土壤污染型项目，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）过程控制措施，结合本项目污染特征。本项目拟采取如下过程控制措施：

涉及入途径影响的，严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，主要包括井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理。

5.2.6.7 跟踪监测与应急响应

(1) 跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，评价要求设置土壤跟踪监测系统，自行或者委托第三方定期开展土壤监测，重点监测原油（或采出水）存储装置、处理设施及其输送管线周边的土壤，建立完善的跟踪监测制度，以便及时发现并有效控制。本项目土壤跟踪监测计划参见表 5.2-27。

污染监测点的监测频率为每 5 年 1 次。日常监测因子为：石油烃。周边农用地监测频率为 3 年 1 次，监测因子为石油烃。

表 5.2-27 土壤质量跟踪监测计划表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	各井场	表层样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值	每 3 年监测 1 次

5.2.6.8 土壤环境影响评价结论

本项目评价等级为污染影响型一级。通过对区域内外现状点位监测，结果表明监测点位各项监测指标均达标，土壤环境质量较好。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。本评价要求项目运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措

施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测的情况下，项目实施对土壤环境的影响可接受。

5.3 生态环境影响分析

本项目的建设，必然要占地、开挖动土，产生采坑，扰动破坏植被、土壤等，人为打破现有生态系统的现有平衡状态，影响区域的生态环境。项目主要工程项目对生态环境造成的影响，见表 5.3-1。

表 5.3-1 项目区对生态环境影响项目表

主要影响活动及项目		运营期影响
油气工程	井场	扬尘影响植物生长，噪声干扰野生动物的生存活动。
道路工程	进场道路	汽车尾气、扬尘影响植物生长，噪声干扰野生动物的生存活动。

从表中可知，本项目对区域内生态环境的影响为：影响现有的生态景观，使已有的生态结构与功能受到冲击。

(1) 土壤的影响分析

针对本项目，项目运营期对生态最直接的影响即是永久占地为 22.95hm^2 ，这部分土地由一般农田变为了建设用地，土地利用性质发生了改变，原有生态服务功能消失。企业在当地政府的协调下正在积极办理相关用地的使用及补偿手续，使项目的占地符合相关法律法规要求，符合地区土地利用规划。

(2) 对动物影响分析

本项目区所在区域内偶能见到野兔、旱獭及麻雀等鸟类。项目运营期间的机械噪声、人为活动、植被破坏等干扰都将对项目区及其附近的啮齿类、爬行类动物、鸟类的栖息、繁殖产生影响。项目区周边无受保护和珍稀、濒危动物和鸟类，总体而言，对动物和鸟类影响不大，该地区的动物和鸟类在种类和数量上不会发生变化。

(3) 对植物影响分析

工程在施工期结束之后，在临时占地及部分永久占地区域采用绿化措施。绿化植物配置以乡土树种为主，选择当地优良的乡土植物和先锋植物，将占地恢复为草地。因而在运行期初期评价区植被相对于施工期有一定程度的提升。经过一定时间的恢复之后，人工植被演替成次生植被，可进一步恢复项目区生物多样性。

(4) 景观影响分析

本项目在建设初期的景观基质是为农田生态系统。当进入建设期后期阶段，进行了大量的工程后，整个景观基质为人工景观，向着人工化、工业化、多样化的方向发展，对景观的影响较大。在服务期内，随着采油工程的进行，油田采井及场外道路的土地利用类型改变，引起了区域格局的改变，原来的农田景观变为了工矿景观，这些工矿景观的增加，对于局部区域整体景观格局会产生一定影响，但对整体区域景观生态格局和功能的影响较小，可以接受。

5.4 闭井期环境影响分析

进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，工作人员将陆续撤离油田区域，站场设备将逐步拆除，井场将被清理，油井闭井废弃后在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井，输油管线不予回收。闭井期油田开发产生的大气污染物、生产废水、生活污水及噪声等对环境的影响将会消失，但站场拆除、井场清理等工作会产生废弃管线、建筑垃圾等固体废物。本评价要求对这些废弃管线、建筑垃圾等进行分类集中处置，废弃管线经清洗可作为一般固体废物进行综合利用，建筑垃圾外运至指定建筑垃圾填埋场填埋处置，采取以上措施可以有效控制闭井期固体废物对区域环境的影响。

油田闭井期并非所有油井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有油井关闭。闭井期一般地下设施保留不动，采取切实可行分层隔离封闭的措施，防止串层污染。地面部分如采油树、场站、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为闭井期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的废渣有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道中残存的废渣，将生态环境影响降低到最低限度。井场开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。闭井期气田进场道路在征求当地群众的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。根据《石油天然气开采污染防治技术政策》（环保部（2012）年第 18 号），油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行恢复。

6 环境保护措施可行性分析

6.1 施工期污染治理措施可行性论证

6.1.1 施工期废气治理措施可行性分析

春光油田（乌苏境内）区块各井场电源为柴油发电机，产生燃烧烟气。项目井场选址距离居民区距离均大于 100m，因此，柴油机废气对评价区域内村庄环境空气质量影响较小。并且随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低，并逐渐恢复到原有水平。

施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源较小，故施工期车辆燃烧尾气对大气环境影响不大。况且该污染属于局部的、短暂的，施工期完成后就会消失，因此，对大气环境的影响也是有限的。

为有效控制施工期间的扬尘影响，本评价要求建设单位采取以下措施进行大气污染防治：

- （1）施工场地干燥时适当洒水抑尘，洒水频率视天气及具体情况而定；
- （2）施工场地剥离的表土堆放、施工材料堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如遮盖苫布、设置挡风板等；
- （3）大风天气（四级以上）严禁施工；
- （4）管道施工完毕后及时覆土回填，临时占地使用结束后及时恢复地表形态；
- （5）燃油机械使用质量达标的低标号柴油作为燃料，定期对燃油机械进行检查与维护，保持良好运行工况；
- （6）施工材料运输过程中，不超载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒、风刮起的粉尘，同时尽量减小对敏感目标的影响；
- （7）加强对施工机械管理，科学安排运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

采取上述措施后，可有效降低施工扬尘污染，施工场地监测点浓度限值可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 颗粒物无组织排放浓度限值 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。随着施工期的结束以及厂区地面的硬化，施工扬尘影响也将结

束。

6.1.2 施工期废水治理措施可行性分析

钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流，或因雨水的冲刷而随地表径流漫流，依据项目工程分析，钻井过程中产生的废水、固体废物得到妥善收集和处置，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。

为解决以上可能带来的影响，需要落实以下措施：

(1) 钻井工程废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

(2) 管道试压废水

管道试压采用洁净水分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后，试压废水用作场地降尘用水。

(3) 生活污水

项目每个井场钻前配套环保厕所，收集施工生活污水，定期用吸污车抽运至排二联合站生活污水处理设施处置。

项目在施工过程中，严格采取废水防治措施后，废水可以做到零排放，对项目区域地下水和地表水影响较小。

6.1.3 施工期噪声治理措施可行性分析

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵和柴油发电机等；地面集输管线和管沟开挖和道路施工过程中，推土机、挖掘机、运输车辆等都会产生噪声。

根据《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，为减小施工噪声对周边环境敏感目标产生的影响，要求建设单位采取以下措施：

(1) 泥浆泵做好基础减振，启用柴油发电机时，应采取基础减振；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备，整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，靠近声环境敏感目标的井位应使用减振机座，柴油机、发电机和各种机泵、压缩机等要安装消音隔、音设施，最大限度地降低噪声源的噪声；

(3) 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；

(4) 合理控制施工作业时间；

(5) 运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

类比同类型井场施工作业，施工期噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准要求。

6.1.4 施工期固废治理措施可行性分析

项目施工期固体废弃物主要是废钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废含油防渗布及钻井队产生的生活垃圾。

6.1.4.1 一般固废

(1) 钻井岩屑和泥浆

本项目新钻 90 口井，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等。

本项目泥浆不落地处理委托山东奥友环保工程有限责任公司，该公司主要采用“化学脱稳+压滤离心+混凝沉降”工艺，废弃液及岩屑进入泥浆不落地收集罐，收集罐收集的废弃泥浆通过输送至药剂罐，在药剂罐中加入絮凝剂、破胶剂，输送至压滤系统进行固液分离，分离的岩屑达到自治区环保厅排放标准，用于道路修复，分离出的压滤液用于稀释废弃泥浆，园区降尘，实现钻井废液的无害化处置和综合利用，该公司包括钻井泥浆生产线共 2 条，配套 3000m³ 泥浆储存池 3 座，不落地收集罐 40 个，单井 2 个，以及 140×100m² 固废暂存场一座。该公司可年处理钻井废液 10 万 m³，可满足本项目钻井废液处理需求。

泥浆不落地工艺流程主要为：废弃泥浆经过稀释—絮凝—分离成岩屑、泥饼和水三部分，对泥浆中的固体物通过水洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将离心分离出来的废水经气浮沉淀、过滤系统、反渗透系统进行浓缩处理，处理后达标废水可回用于钻井循环利用。从钻井废弃物中分离出的岩屑等废弃物在经过一系列的净化、干燥、回收后可作为混凝土基

料加以重新利用；清洗岩屑产生的泥浆水经加药、脱稳、絮凝、固液分离后形成泥饼，可与粘土或页岩按比例掺和用来烧砖。分离出的滤液水经过脱稳、絮凝、气浮、氧化和吸附过滤等预处理工艺，去除主要污染物，可用于油田回注、回灌安全地层或达标排放；污水经污水处理系统处理后，可实现达标排放。泥浆不落地技术工艺流程见图 6.1-1。

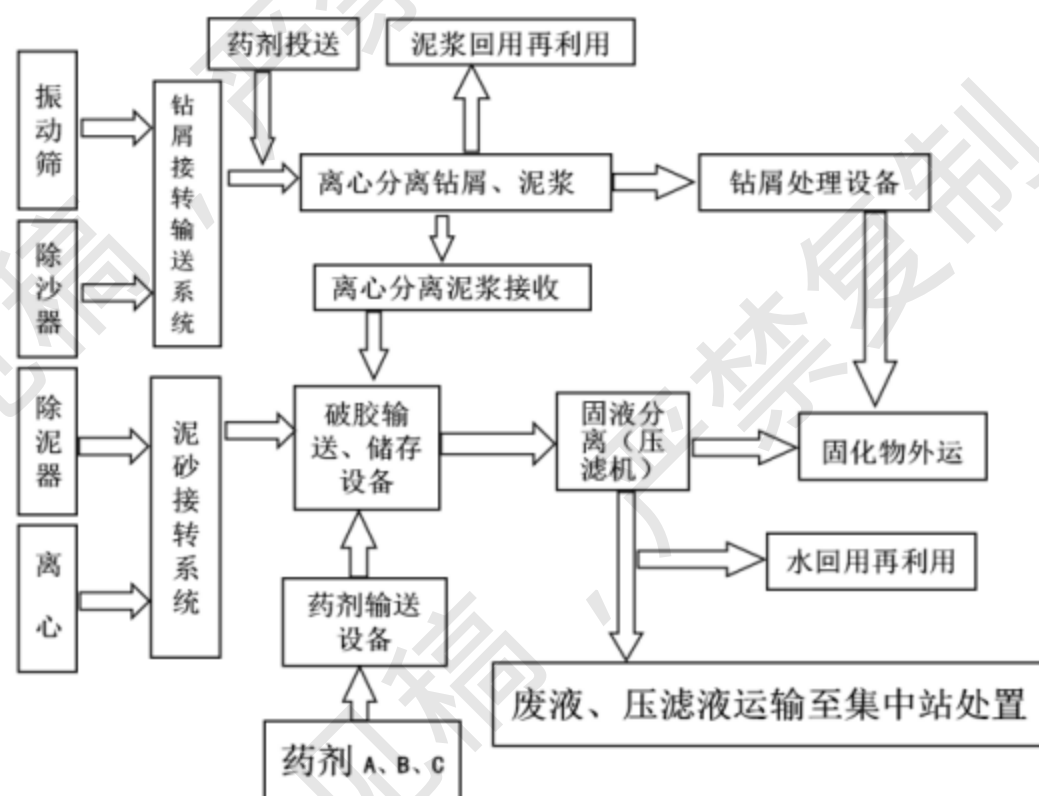


图 6.1-1 泥浆不落地技术工艺流程图

脱水后形成的泥饼经检验后满足《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 2 中建设用地土壤污染风险筛选值要求和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表 1 的标准要求后，由油田公司统一规划铺垫井场或铺垫井场道路。

（2）废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋

项目钻井泥浆配置作业时产生废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋，属于一般固体废物，外售进行综合利用。

（3）项目地面工程施工期固体废物主要为工程废料、弃土弃渣以及施工人员生活垃圾。工程废料有回收价值的回收利用，无价值的集中收集运至工业固废填埋场处置，弃土弃渣作为井场垫方加以利用，不外排。依据工程分析项目井场

可消纳所有弃土方量。

6.1.4.2 危险废物

(1) 落地油

为了防止事故状态下产生的落地油对环境的影响，项目钻井期采用油泥不落地技术，油井周围、输油管线下方均铺设防渗膜，事故状态下油类将落至防渗布上。防渗布将有效收集事故状态产生的落地油，回收的落地油暂存于站场内钢质桶内暂存于撬装式危废暂存间，定期委托克拉玛依沃森科技环保有限公司拉运处置。

(2) 沾染的烧碱或纯碱废包装袋处理措施

废烧碱包装袋打包存放在危废暂存间内，严禁随意丢弃。由具有资质的机构接受，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.1.4.3 生活垃圾

施工生活垃圾由项目区垃圾筒集中收集，委托当地环卫部门定期清运至 128 团生活垃圾填埋场处置，对外环境影响较小。

依据以上分析，项目在钻井及地面工程施工过程中，严格执行本评价中的固体废物治理措施，做到分类收集分类收集、按相关规定临时贮存，及时处置，对外环境影响较小。

6.1.5 施工期生态保护与恢复措施

6.1.5.1 站场

(1) 在油田建设期应严格控制井场占地面积，尽量减少扰动面积。一般农田区、园地井场占地范围控制在 1500m² 以下，避让基本农田。

(2) 施工前，必须将占地范围内的地表层土壤先行剥离，单独堆存，以备后期覆土恢复植被。具体措施如下：将拟占地范围内的表层土壤先期剥离，平均剥离厚度约为 20cm。表土剥离后集中堆存于项目临时占地范围内，土堆采用台体形，边坡为 1: 1，坡面要平整、拍实，台体四周坡角处用土袋挡护，土袋堆砌高、宽为 1m，土堆表面根据现有植被情况因地制宜的种植当地草本植物。

(3) 施工便道尽量利用现有通道，禁止随意开路；车辆应尽量按照原有道

路行驶，禁止随意行驶、碾压；合理安排施工进度，尽量缩短施工时间；规范施工活动，防止人为对工作区范围外土壤、植被的破坏等。

(4) 临时营地场地平整时，不得采用碱性强、影响植被恢复的材料垫底，应在保证承压的前提下，选用适合植被恢复的材料。已经采用石灰等材料的，完钻后全部清除运走。

(5) 施工结束后，应及时对现场回填平整，清除残留的废弃物，切实做到“工完、料净、场地清”。

6.1.5.2 道路

拟建项目充分利用现有农村道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

6.1.5.3 防沙治沙

(1) 项目区土地沙化基本情况及原因

气候因数：项目区气候寒冷干燥，昼夜温差大比较干燥，降雨量少，年平均增发量远大于年平均降水量，为土地沙化的形成和快速扩增创造了条件。

人为因素：场地扰动后未采取林草植被恢复措施，四周空地内杂草明显增加，造成土壤表皮层剥落，就地起沙。

(2) 项目对沙化土地产生的影响分析

本项目为井场、集输管线建设，总用地面积约为 37.5hm^2 ，建设内容包括井场、集输管线建设，及配套工程道路。项目施工期间地表开挖、土石方工程、车辆碾压等将破坏原有地表植被和土壤结构，导致项目永久占地区植被全部被破坏。施工便道、物料堆放、敷设管线等将临时占用场外少量用地，如果防护措施处理不当，会导致项目区土地沙化。

(3) 防沙治沙措施

根据上述分析，要求施工期应对原料堆放、机械设备及运输车辆的行走路线做好规划工作，充分利用规划场地，尽量减少临时占地数量，地表开挖、土石方堆放场地、物料堆放场地等施工临时用地不得超出规划许可用地范围；场地外施工道路依托现有乡镇道路、机耕道，不得新建施工便道。

项目建设完成后，项目主要区域将进行硬化处理，可有效减少项目区的土地

沙化影响；同时非硬化区域将进行大面积绿化，可有效改善项目区的生态环境。项目的建设将对区域防沙治沙起到部分改善作用。

6.2 运行期污染防治措施可行性论证

6.2.1 废气治理措施可行性分析

6.2.1.1 无组织挥发烃类废气

为了降低各井场无组织挥发烃类废气，本项目拟采取以下措施：

(1) 加强采出液装车过程管理，在储油罐上安装简易装车流程。装车过程中，单井储油罐中的油水混合物通过储油罐上端的拉油鹤管输送到拉油罐车里，并确保拉油鹤管出口一直延伸至罐车底部，有效地降低烃类气体的挥发。

(2) 油罐车运输过程中确保油罐全程密闭，减少烃类气体的挥发。

(3) 对装车系统加装油气回收装置。该油气回收装置为真空辅助式系统，是利用外加的辅助动力（真空泵）在原油装车时产生 1200~1400Pa 的真空压力，再通过回收管将油罐车逃逸出来的油气回收至油罐中。该项措施即可以减少装车过程中油气的散失，又可以减小卸车过程中罐体大呼吸造成的油气散失。

(4) 加强井下作业和油井生产管理，减少烃类散失，修井作业前，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(5) 对各站场的设备、管线、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。还要定期对原油集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

(6) 油气井密封性

为了确保油气井密封性，必须确保从钻井到完井投产的每一步使用的工具、完成的工艺都具有密封性。

(7) 井中涉及的工具、设备的橡胶件满足温度、压力，及防腐的要求。

6.2.1.2 闭井期环境空气保护措施

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

6.2.2 废水治理措施可行性分析

6.2.2.1 采出水、洗井废水

本项目采出水随采出液一起最终运至区域联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。

目前排二联合站实际富余水处理规模 $1430\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目实施后，预计产生采出水量 $11.88\text{万 m}^3/\text{a}$ (折合 $396\text{m}^3/\text{d}$)，富余量可以满足项目采出水处理需求。

修井废液采用废水回收罐收集后运至排二联合站处理，项目预计修井废液产生量为 3240m^3 (折合 $1080\text{m}^3/\text{a}$)，富余量可以满足项目修井废液处理需求。

6.2.2.2 闭井期水污染防治措施

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。采出废水处理达标后回注井下，不外排至环境；综上所述，上述措施可行。

6.2.2.3 地下水污染防治措施

本项目配套建设集输管线。根据开发方案，采用 3PE 外防腐层加强制电流阴极保护，能有效保护管道腐蚀。储罐内外壁及罐外附件均进行涂层防腐，可有效预防储罐出现裂口引发的环境风险。春光油田（乌苏境内）区块采用以工业控制计算机为核心的 SCADA 系统，对管道、储罐的温度、压力、流量、液位、设备运行状态实施在线监控，设置质量平衡法泄漏检测系统，达到管道自动化水平，一旦发生腐蚀、破损等非正常工况，或者油气泄漏事故，可及时有效阻断石油输送。

6.2.3 噪声治理措施可行性分析

项目生产过程噪声源主要为运行过程中的设备噪声以及井口处的抽油机、电机等设备噪声。主要隔声减噪措施包括：

- (1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3) 在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

经预测，井场抽油机噪声影响范围在 200m 范围内，根据现场调查，平台周围 100m 范围内无居民，评价认为，平台内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

因此，工程运行期噪声对周围声环境影响较小，噪声防治措施可行。

6.2.4 固体废物治理措施可行性分析

6.2.4.1 固废处置情况

本次运营期固体废物主要为落地油，杜绝落地原油泄漏并防止事故发生，井下作业必须带罐操作，从而降低落地油的产生量。对井口泄漏油、井下作业时产生的油，必须在源头上加以控制，使之“不落地”。

6.2.4.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物处置可行性分析

根据《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)相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

目前本项目含油污泥处置委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司，新疆锦恒利废矿物油处置有限公司是以从事石油产品销售、沥青生产和销售的私营公司，该公司主要采用“预处理（热化学洗涤）+无氧干馏法”处理工艺，可年处理含油污泥 5 万 t，可满足本项目含油污泥处理需求。

6.2.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等，分类收集，可回收的外售进行综合利用，不可利用部分收集后送建筑垃圾填埋场处理。

6.2.5 生态保护对策措施

6.2.5.1 运营期生态恢复措施

本项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。

(1) 站场周围设置围墙或围栏，不得随意破坏周边植被树木。

(2) 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。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(3) 定时巡查井场、管线等。

(4) 管线更换或修复作业结束后，若涉及耕地或草地等区域，应采取分层开挖，分层回填措施。

本项目永久占地类型为耕地、草地、裸地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

通过采取以上措施，本项目井场、站场和道路永久占地面积可得到有效控制，管线临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.2.5.2 闭井期生态保护恢复与重建措施

油田闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(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目前现状。

④关闭油井应将封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。

(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，设置截、排水沟等，防止引发大量水土流失。

(3)道路管线生态恢复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，草地要及时恢复原有植被和生态景观，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

②部分道路可以作为当地交通用地，不必恢复；其余道路应恢复为草地等原土地利用类型。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

7 环境风险评价

根据环境保护部《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）及《建设项目环境风险评价技术导则（发布稿）》（HJ169-2018）的要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存等新建、改建和技术改造项目进行风险评价。本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、储存过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，并针对潜在的环境风险，提出相应的预防措施，以使建设项目的事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

油田开发是复杂、高技术、高风险的系统工程，原料、产品多为易燃易爆、有毒有害的物质，发生事故时可能造成人员伤亡、环境污染和财产损失。根据项目建设特点，本项目按钻井、集输、处理等工艺过程进行环境风险评价，加强对井喷、套管返水、井管破损及集输管线泄漏、储罐及处理装置发生火灾及爆炸的风险计算、评价和管理，重点提出具体环境风险应急防范措施和制定应急预案，防止风险事故对周围环境敏感点造成次生污染。为建设项目环境风险防控提供科学依据。环境风险评价工程程序见图 7.1-1。

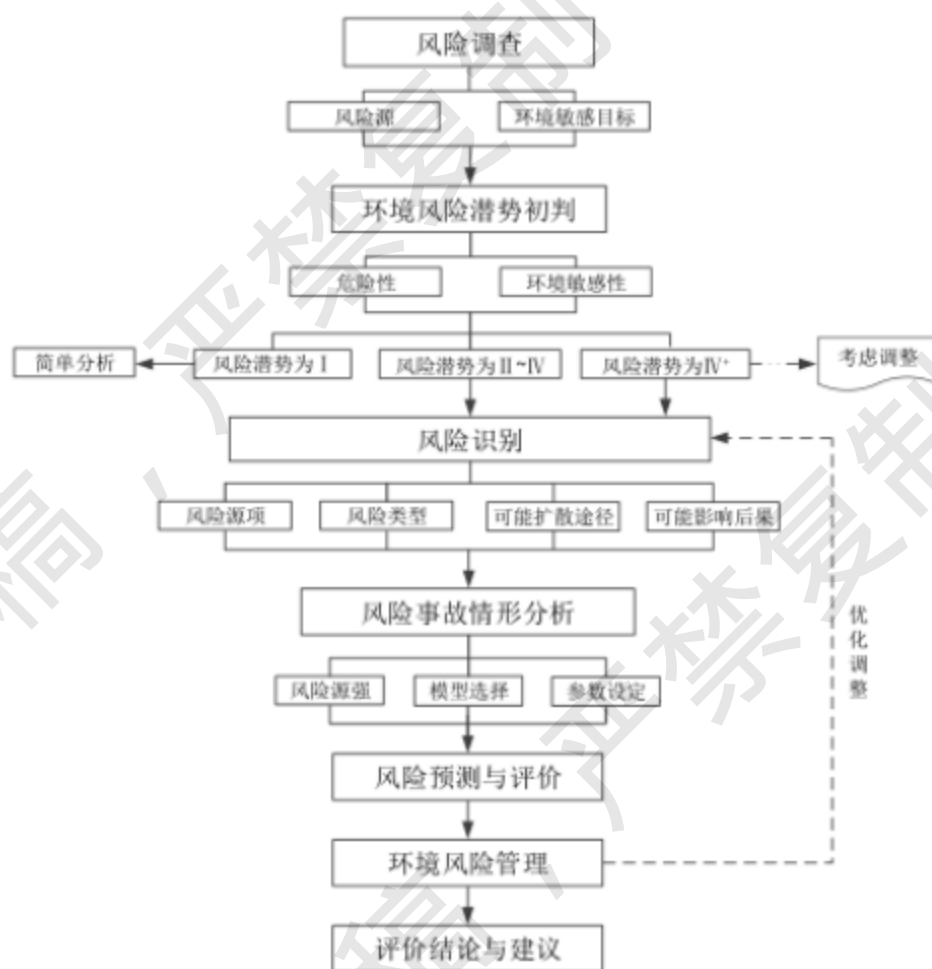


图 7.1-1 环境风险评价程序

7.1 建设项目风险调查

7.1.1 风险源调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B, 本工程涉及的突发环境事件风险物质为石油、石油气。其主要成份是烷烃、环烷烃、芳香烃, 这些物质大都有易挥发、易燃烧的性质, 这就决定了项目涉及风险物质具有易挥发、易燃烧、易爆炸的危险特性。项目危险物质遇明火、高热能引起火灾及爆炸, 生成 CO、SO₂ 等次生污染物。依据项目建设特点本工程风险单元为井场。

依据本工程风险源按最不利情况考虑, 石油密度按 890kg/m³计。

表 7.1-1 井场主要危险物质数量和分布情况一览表

风险源	物质名称	存储规模	危险物质最大储存量/t
井场	石油	储油罐	50*0.8*0.89=35.6

7.1.2 环境风险潜势初判

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 B, 确定危险物质的临界量的比值(Q)。在不同厂区的同一种物质, 按其在厂界内的最大存在总量计算。当存在多种危险物质时, 则按下式计算 Q 值:

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中: $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量, t;

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

建设项目 Q 值确定表, 见表 7.1-2。

表 7.1-2 建设项目 Q 值确定表

序号	站场、管线	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 q_n /t	临界量 Q_n /t	Q 值	备注
1	井场	原油	—	35.6	2500	0.014	$Q < 1$

由表 7.1-2 可知, 本项目井场 Q 值均 < 1 , 根据上表, 当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I, 不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

7.2 评价等级划分

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势, 按照表 7.2-1 确定评价工作等级。

表 7.2-1 项目评价工作等级划分

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

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

本项目环境风险潜势为 I 级, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据, 确定本项目环境风险评价工作级别为简单分析。

7.3 风险识别

7.3.1 物质危险性识别

根据项目生产工艺及建设特点，本工程施工期风险单元为井场，涉及的危险物质为柴油。运营期风险单元为单井井场、输油管线，涉及的危险物质为石油、石油气。项目危险物质遇明火、高热能引起火灾及爆炸，生成 CO、SO₂ 和 NO_x 等次生污染物。危险物质理化性质表，分别见表 7.3-1、7.3-2。

表 7.3-1 石油理化性质及危险级别分类情况

标识	中文名：石油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：933.2~941.7kg/m³		50℃密度：914.0~924.1kg/m³	
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO2	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽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。			
	急性中毒：			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，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：误服者给充分漱口、饮水，就医			
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集			

	转移、回收或无害化处理后废弃。
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。

表 7.3-2

石油气的理化性质及危险特性表

标识	中文名：石油气	英文名：Natural gas	
	分子式：无资料	分子量	UN 编号：1971
	危险性类别 第 2.1 类易燃气体	CAS 号：—	危规号：21007
理化性质	性状：无色、无臭气体		
	主要用途：是重要的有机化工原料，可作制造炭黑、合成氨、甲醇以及其他有机化合物，亦是优良的燃料。		
	最大爆炸压力/Mpa 0.717	溶解性：溶于水	
	沸点/℃-160	相对密度：（水=1）约 0.45（液化）	
	熔点/℃-182.5	燃烧热值（kJ/mol）：803	
	燃烧热值（kJ/mol）：803		
	临界温度/℃-82.6	临界压力/Mpa:4.62	
燃烧爆炸危险性	燃烧性：易燃	燃烧分解产物：CO、CO	
	闪点/℃ 无资料	火灾危险性：甲	
	爆炸极限 5~14%	聚合危害 不聚合	
	引燃温度/℃482~632	稳定性 稳定	
	最大爆炸压力/Mpa 0.717	禁忌物 强氧化剂、卤素	
	最小点火能（mj）：0.28	燃烧温度（℃）：2020	
	危险特性 与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
对人体危害	侵入途径 吸入		
	健康危害急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷过程久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触天然气者，可出现神经衰弱综合症。		
急救	吸入 脱离有毒环境，至空气新鲜处，给氧，对症治疗。注意防治脑水肿。		
防护	工程控制密闭操作。提供良好的自然通风条件。呼吸系统防护：高浓度环境中，佩戴供气式呼吸器。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼睛。防护服：穿防静电工作服。手防护：必要时戴防护手套。其他工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。		

泄漏处理	切断火源。戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄露物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。
储运	易燃压缩气体。储存于阴凉、干燥、通风良好的不燃库房。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。名是储罐存放，储罐区域要有禁火标志和防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。槽车运送时要灌装适量，不可超压超量运输。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。

石油气（伴生气）具有以下特性：

易燃易爆性：极易燃，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；

易扩散性：其蒸气比空气轻，能到相当远的地方遇明火会回燃。

7.3.2 生产系统危险性识别

针对本项目在建设阶段和生产阶段工艺风险进行分析，包括井场、储运工艺。

（1）井喷事故风险

在钻（完）井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有原油和石油气喷出，引发井喷。生产阶段在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，也可能引发井喷事故。井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火及静电将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。通常井喷可能由以下因素引起发生：

①钻井进入油层后，钻井液（泥浆）密度偏低，致使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度附加值不高；

②起钻不灌钻井泥浆或没有灌满；

③地层实际压力比预计值要大得多；

④封井器没有或失灵无法关井；

⑤工作人员思想麻痹，违规操作。

（2）井漏事故风险

钻井发生井漏的原因有天然因素和人为因素，渗透性漏失和天然裂缝、溶洞

的漏失为天然的因素；而钻井施工措施不当，如钻井液密度过高、下钻过快、开泵过猛等造成的漏失属于人为的因素。除此之外，在老油田钻调整井、加密井时，由于油田长期开采使生产层的压力下降，压裂作业后使地层进一步破碎，钻井遇到这些地层时则更容易发生井漏。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca 、 Na 等离子，且 pH 、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染井漏发生时采取的堵漏物质会污染地下水水质。若钻井液的性质与地下岩石、流体不配伍，还会发生物理化学反应，影响地下水的流动通道——孔隙和裂缝，影响水系统的循环。

严重的井漏会导致井内压力下降，影响正常钻井、引起井壁失稳、诱发地层流体涌入井筒并井喷。

(3) 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原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。造成集输管线破裂事故的主要原因有：

- ①内、外腐蚀作用；
- ②母体材料缺陷或焊口缺陷隐患；
- ③意外重大的机械损伤；
- ④地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

(1) 风险类型

依据项目建设特点，项目区主要风险物质是石油、石油气，环境风险类型为危险物质泄漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物，其中 CO 、 SO_2 均为风险物质。确定井场、集输管线为风险单元。项目环境风险类型汇总表，见表 7.3-3。

表 7.3-3

项目环境风险类型汇总表

风险源	事故类型	环境风险类型	风险物质
井场	井喷、井漏	危险物质泄漏	石油、石油气
	火灾、爆炸	引发的伴生/次生污染物	CO、SO ₂
集输管线	管道破裂	危险物质泄漏	石油、石油气

7.3.4 风险识别结果

根据调查，项目涉及的主要危险物质为石油和石油气，以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物 CO、SO₂。涉及的危险生产系统主要是施工期的钻井工程、集输管线等。根据项目的工程资料、类比国内外同行业和同类型事故，项目的主要风险类型为危险物质泄露以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物 CO、SO₂ 中毒事故。

项目风险识别结果见表 7.3-5。

表 7.3-5

建设项目环境风险识别表

风险源	事故类型	风险类型	风险物质	诱发因素	环境影响途径	可能受影响的敏感目标
采油井	井喷	危险物质泄漏	石油、石油气	①钻井液（泥浆）密度偏低，致使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度附加值不高； ②起钻不灌钻井泥浆或没有灌满； ③地层实际压力比预计值要大得多； ④封井器没有或失灵无法关井； ⑤工作人员思想麻痹，违规操作。	①烃类物质挥发污染大气； ②原油覆盖地表和渗入地下后阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长。 ③油品渗入潜水层污染地下水水质	井场周边居民、农业用地、林地、草地、地下水
	井漏	危险物质泄漏	石油、石油气	①渗透性漏失和天然裂缝、溶洞的漏失； ②钻井液密度过高、下钻过快、开泵过猛； ③压裂作业后使地层进一步破碎。	①诱发井喷，污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长。 ②井漏发生时封堵过程所采取的堵漏措施会污染地下水水质。	
	火灾、爆炸	引发的伴生/	CO、SO ₂	井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸。	①污染大气环境 ②消防废水下渗污染地下水	

		次生污染			
集输管线	管道破裂	危险物质泄漏	石油、石油气	①内、外腐蚀作用： ②母体材料缺陷或焊口缺陷隐患： ③意外重大的机械损伤： ④地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。	①烃类物质挥发污染大气； ②原油覆盖地表和渗入地下后阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长。 ③油品渗入潜水层污染地下水水质
储油罐	罐体破裂	危险物质泄漏	石油、石油气	①内、外腐蚀作用： ②母体材料缺陷或焊口缺陷隐患： ③意外重大的机械损伤： ④地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。	①烃类物质挥发污染大气； ②原油覆盖地表和渗入地下后阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长。 ③油品渗入潜水层污染地下水水质
	火灾、爆炸	引发的伴生/次生污染	CO、SO ₂	烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸。	①污染大气环境 ②消防废水下渗污染地下水

7.4 环境风险分析

7.4.1 井场

(1) 井喷事故风险分析

春光油田（乌苏境内）区块油组原油性质均属稠油，根据春光油田（乌苏境内）区块井试采测压资料，井喷的可能性微乎其微，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，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，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响，井喷影响范围约 100m。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随

地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。项目区域降水稀少，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

井喷释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害，也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害，或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，但烃类物质扩散会污染周围环境空气。井位距离居民最近点均大于 100m，一般不会造成井厂外人员伤亡。

为防范井喷风险，本项目各井场井位选择时，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）的要求，钻井过程中严格防喷、防漏措施。项目各个井场均配备一定数量的灭火器材和报警器材，企业根据自身实际情况制定了适用于本企业的环境管理制度，同时企业内部各分场根据自身的不同情况，制定了各分场的相关管理规定，以及各相关演练记录等。一旦发生喷火火灾事故能及时启动救援，并疏散居住人群，对其影响较小。

（2）井漏事故风险分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层，是钻井施工过程中常发生的井下事故之一，通过对国内完钻井事故的调查发现主要的事故类型依次为井漏、钻具事故、卡钻和溢流，分别占总事故数的 54.4%、19%、9.7%和 7.3%。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本工程采用双层套管，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。

7.4.2 集输管线

依据风险识别结果，项目集输管线存在的环境风险就是管道破裂油气泄漏引发的大气环境、土壤及地下水环境风险。

项目管线、储罐内外壁及罐外附件均进行涂层防腐，可有效预防储罐出现裂口引发的环境风险。项目采取可靠的接地措施，最大限度的降低雷击、静电等带来的危害，并按规范要求，设置人体静电释放仪，可有效降低静电引发火灾及爆

炸风险的可能性。春光油田采用以工业控制计算机为核心的 **SCADA** 系统，对管道的温度、压力、流量、液位、设备运行状态实施在线监控，设置质量平衡法泄漏检测系统，达到管道“有人值守，无人操作，远程控制”的自动化水平，一旦发生油气泄漏事故，可及时有效阻断石油输送，降低管线破裂引发的环境风险。

7.5 环境风险管理

7.5.1 环境风险管理目标

环境风险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。

7.5.2 环境风险防范措施

7.5.2.1 井场

依据春光油田（乌苏境内）区块钻井工程设计资料，项目采取严格的井控措施预防井喷、井漏事故风险，具体如下：

（1）严格井控管理制度

①开钻前，井队认真按照钻井井控技术规定、标准和细则要求执行，作好井控管理九项制度，确实做到思想重视，措施落实。施工单位应根据本井实际情况，制定并实施各种应急预案和 **HSE** 作业计划书，搞好以一次井控为重点的井控工作，确保该井安全施工，严禁井喷事故发生。

②严格执行钻开目的层前申报、审批制度，坚持做到“钻开目的层”的有关规定。未经验收、无钻开目的层申请书、未经主管领导签字批准，不准钻开目的层。

③搞好井控培训，井队干部、司钻必须经井控培训合格取证后才有权指挥生产，禁止无证操作井控装置。现场没有值班干部，不准钻开目的层。

④认真搞好液面坐岗记录和 **H₂S** 监测，及时发现溢流并控制井涌，预防井喷和人员中毒事故的发生。发生井涌后立即发出警报，按正确的方法关井，求立管压力，确定压井钻井液密度压井。

⑤井队应制定切实可行的防喷、防 **H₂S**、防火措施。井喷设备应有专人定岗管理、检修、保养，定期活动、试运转，保证灵活好用，远控台各压力在规定的

范围内。

(2) 严格井控防范措施

①二开后每次开钻前，井控设备都必须按规定安装、试压 SY/T6426-2005《钻井井控技术规程》进行检查、验收合格后，才允许钻进。防喷措施不落实，不准钻开目的层。

②钻井液性能达不到设计要求，不能钻开目的层。钻井液重浆和加重剂未储备或储备不足，加重设备有问题，不准钻开目的层。

③加重设施安装齐全、灵活好用，保证能边循环边配浆或加重。

④裸眼井段起钻操作要平稳，起钻速度不能超过二档车速，目的层以上 200m 井段内一档起钻，以防抽汲作用导致井喷事故；起钻要连续向井内灌满钻井液。

⑤本井应采取措施提高易漏地层承压能力，裸眼井段下钻控制速度，防止压力激动造成井漏。必须分段循环，防止后效诱喷；下钻到底先顶通水眼，形成循环再提高排量，以防蹩漏地层中断循环，失去平衡造成井喷。

⑥井内应始终保持一定数量的钻具，严禁空井等候作业。

⑦钻进时遇到钻速突然加快、放空、井漏、蹩钻等情况应立即停钻循环观察或关井观察。

⑧钻井过程中注意防喷、防漏。加强压力监测，根据实测地层压力，以及地层情况，搞好一次井控工作，严格井控坐岗制度，及时发现溢流，及时调整钻井液密度，施工中注意观察静态、动态（进出口）钻井液密度变化。施工单位要坚持“发现溢流，及时关井；疑似溢流，关井检查”的原则，更要进一步加强和重视此项工作。

(3) 加重钻井液储备和加重料要求

二开井场或基地储备 40t 重晶石和足量的处理剂，储备 40m³ 密度要大于井内在用钻井液密度 0.20g/cm³ 重泥浆；井队要制定好重泥浆储备罐的防冻措施。同时储备好堵漏材料。

7.5.2.2 集输管线

管道的破裂主要为腐蚀、自然灾害和人为破坏。本项目管道基本材质选用符合国家、行业标准规范，管道强度、稳定性、抗震等经过计算，满足要求；采用 3PE 外防腐层加强制电流阴极保护，能有效保护管道腐蚀；采用埋地敷设，能有

效地防止自然和人为破坏，同时要求运行管理、定时巡护管线、设备。

7.5.3 风险管理人员培训

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，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(2) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。对本项目具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、输油管线等）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) 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) 建议在每年的费用预算中，单列教育培训计划与费用，主要用于下述几方面：建设期对施工人员教育培训；对沿程主要敏感点社会成员的教育培训或补偿教育投资；对岗位人员日常业务培训。

(8) 公众教育计划在缓解第三者对管道的破坏方面起着重要作用。根据报告，大多数第三者破坏都是没有确切估量其后果而造成的。这种忽视不仅指埋地管道的位置，也包括对管道所在地的地面标志的忽视。对公众进行有关的管道安全等情况的教育能够降低第三者破坏的危害性。

7.5.4 建立完善的风险防范体系

(1) 制定应急计划，对事故发生时必须采取的行动、措施进行规定。应急计划应该得到地方及油田公司紧急服务部门（例如地方消防队、医院、公安局及

交通部门)的同意,并向他们提供有关物料的化学性质及其他必要资料,定期进行演习,做到一旦事故发生有备无患,忙而不乱。

(2) 成立应急组织管理机构,对每人的职责有明确分工,具体到职责、分工、协作关系,做到人人心中有数。经过处理事故培训的人员要轮流值班,并建立严格交接班制度。

(3) 配备全面的应急设备,并定期检查,使设备一直保持能够使用的良好状态。具备畅通的通讯设备和通讯网络,配备必须的通信联络设备。

(4) 制定应急撤离措施,保护事故现场周围可能受影响的职工、居民、周围的设备等。对事故后果进行监测和评价,以确定事故的影响范围和危害程度,为制定应急措施提供依据。

综上所述,只要在设计、施工和生产过程中加强事故防范措施和事故应急措施建设和管理,提高全体职工的安全意识,加强油区居民的法律意识,可使风险事故的发生率及事故的危害程度、范围降至最低。

7.6 突发事件应急预案

《突发事件应急预案》内容包括应急组织机构及人员;预案分级响应;应急救援保障;报警通讯联络方式;应急处置及应急监测;人员紧急撤离、疏散计划;事故应急救援结束与恢复措施;应急培训计划等,内容详尽。并根据应急预案进行应急演练。要求按照区块设置应急办公室及制定《突发环境事件应急预案》。

7.7 环境风险结论

本项目涉及物料石油、石油气。本项目涉及各物料在采收、处理、运输过程中具有高温、高压、操作条件苛刻等特点,在外界因素的破坏下,生产和输送设施具有发生井喷、管线泄漏、火灾爆炸等突发性风险事故的可能性。其中井喷遇到明火进而发生火灾确定为最大可信事故。

本项目在开发过程中,一旦发生原油泄漏事故,泄漏的大量原油将会对周边大气环境、水环境和生态环境造成一定程度的污染,所以本项目在管理上不可掉以轻心,应确保落实并加强各项风险防范措施,定期检测和实时监控,力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案,使得项目风险发生概率降低,重特大事故坚决杜绝,一般事故得到有效控制。

本项目采取了一系列事故防范措施，制定了完备的环境风险应急预案。本项目环境风险的影响是可控的，对环境的影响程度较低。

建设项目环境风险简单分析内容表，见表 7.7-1。

表 7.7-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	春光油田（乌苏境内）区块建设项目				
建设地点	新疆维吾尔自治区	乌苏市	（/）区	乌苏市	（/）园区
地理坐标	经度	/		纬度	/
主要危险物质及分布	本工程涉及的突发环境事件风险物质为石油、石油气，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物，其中 CO、SO ₂ 。确定井场、集输管线及存储设施为风险单元				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水）	井场：井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火及静电将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，污染地下水水质。若钻井液的性质与地下岩石、流体不配伍，还会发生物理化学反应，影响地下水的流动通道—孔隙和裂缝，影响水系统的循环。 集输管线：管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。				
风险防范措施要求	①本项目涉及物料石油、天然气（油田伴生气），涉及各物料在采收、处理、运输过程中具有高温、高压、操作条件苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生井喷、管线泄漏、火灾爆炸等突发性风险事故的可能性。其中井喷遇到明火进而发生火灾确定为最大可信事故。 ②本项目在开发过程中，一旦发生原油泄漏事故，泄漏的大量原油将会对周边大气环境、水环境和生态环境造成一定程度的污染，所以本项目在管理上不可掉以轻心，应确保落实并加强各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得项目风险发生概率降低，重特重大事故坚决杜绝，一般事故得到有效控制。 ③本项目采取了一系列事故防范措施，制定了完备的环境风险应急预案。本项目环境风险的影响是可控的，对环境的影响程度较低。 ④土壤环境运营期影响土壤因素主要包括处理产生的油泥及管线泄漏、储罐泄漏装置爆炸等。 ⑤根据石油开采项目特点，本项目运行过程中可能导致土壤污染的事故主要是石油泄漏后垂直入渗对土壤的污染。针对本工程可能发生的土壤污染途径，土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、运移、扩散、应急响应全阶段进行控制，本项目对土壤环境的影响是可控的，对土壤环境的影响程度较低。				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）					

8 环境经济损失分析

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。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益,评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益,促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

春光油田(乌苏境内)区块开采后,年产原油 10^4 t/a,由于涉及国家能源商业机密,故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

春光油田(乌苏境内)区块油气开采的实施,可以支持国家的经济建设,缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势,同时,油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用,能够带动一批相关工业、第三产业的发展,给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设,因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境损失分析

本项目在建设过程中,由于井场、地面设施建设等都需要占用一定量的土地,并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失,直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失,即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题,如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

8.3.1 环境损失分析

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。

工程占地主要为平台建设及道路建设占地。

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，包括破坏原有地表植被，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄露事故，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。

8.3.2 环保投资分析

项目总投资 13612.67 万元，环保投资约 805 万元，占总投资的 5.91%。本工程环保投资估算见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目环保投资 单位：（万元）

序号	项目	污染源	污染物	环保措施	环保投资
1	废气	厂区内	非甲烷总烃	油气集输密闭，储油罐设置油气回收装置	180
		厂界	非甲烷总烃		
2	噪声	生产设备、泵类		采取有效隔声、减振、降噪措施	90
3	废水	采出水、井下作业废水	石油类、SS	采出水处理系统处理后回注采油层	/
4	固体废物	落地油		暂存，定期交有资质的单位处置	135
5	生态环境	防沙治沙		防尘网、播撒草籽	100
6	环境风险			完善的应急预案、定期培训和应急演练	10
7	防渗	重点防渗区		防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚 渗透系数为 $1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	270
		一般防渗		防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚 渗透系数为 $1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	
8	环境管理			环境管理制度健全	10

		排污口标识齐全准确	10
合计			805

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理体系

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-1997)的要求,结合《中华人民共和国安全生产法》,在施工期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。其中环境管理的内容应符合ISO14000系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求,健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》(OHS18000)有关要求。施工期、运营期的HSE管理分别包括以下内容:

(1) 施工期HSE管理主要包括良好的工程(高产、节水、节能)设计、安全、健康与环境保护设施的同步设计、同步施工和同步投入使用,安全、绿色施工等。

(2) 运营期HSE管理主要包括:HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE管理体系的运行及保持、清洁生产等。

(3) 退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是施工期的各种施工作业活动和运营期产生的污染、风险事故。为最大限度地降低油田生产对区域内环境空气、水环境、声环境、土壤环境及生态环境的影响,减少污染、降低事故的发生,以确保油田安全运行,必须建立科学有效的环境管理体制,制定详细周密的环境保护管理计划。

9.1.2 环境管理机构

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂设立的QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科,负责井场现场“三标”、QHSE管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理。

油田所属各单位及一切进入中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂作业与服务的单位,必须建立健全环境保护管理职能机构,设置专(兼)

职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.3 环境管理机构职责

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，环境管理归中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂，逐级落实岗位责任制；相应基层单位井场作业区管理人员为 HSE 体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

(1) 施工期的环境管理职责

- ①施工前应指定专人，成立相应机构，负责规划施工期的环境管理工作；
- ②施工组织设计中应对环境保护有明确要求和具体安排；
- ③落实设计中环保工程和行业环保对策和措施。

(2) 运营期的环境管理职责

- ①贯彻国家及油田有关部门和地方政府有关环境保护的方针、政策、法律和法规，制定环境保护管理制度，环境保护责任落实到各基层部门，并监督执行；
- ②根据实际需要，组织和配合编制环境保护计划，制定年度环保工作计划并组织实施；
- ③认真执行建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，并对执行情况负责。监督项目建设过程中环境工程的实施情况，必要时向上级提出报告；
- ④领导和组织环境监测，掌握建设项目周边的环境质量状况演变趋势，提出防治建议并上报上级；
- ⑤监督检查开发作业区内各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和有关环保知识；
- ⑥建立环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；
- ⑦负责环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；
- ⑧领导和组织环境保护宣传活动，推广先进技术和管理经验，提高全体职工的环境意识。

9.1.4 环境管理制度

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，减少营运

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 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 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	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及生态环境部门
		生物多样性		
		植被		
		水土保持		
	污染防治	扬尘		
		废水		
		噪声		
		固体废物		
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及生态环境主管部门
		废气		
		噪声		
		固体废物		
	事故风险	事故预防及采出液泄漏应急预案		

9.1.5 管理措施

- (1) 中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂应将 HSE 管理体系放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司各级员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

同时应按 HSE 管理要求，制定准许作业手册。应为各种关键操作制定准许手册，这是 HSE 的关键文件之一，主要包括以下方面的内容：

- (1) 当前操作正在进行时的限制；
- (2) 在特殊条件下，操作参数的允许变动范围；

(3) 异常状态下应如何处置的指示。本规划施工建设和作业，都要求与有资质的施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，并将环境影响报告书及其批复意见等的有关内容及时传递给相关方。

9.2 环境监理

9.2.1 环境监理目的

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，“煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理”。

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。

9.2.2 环境监理实施机构

拟建工程应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师 1 名，监理工程师 1 名，监理员 2~3 名。

9.2.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分 3 个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

(1) 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施工图设

计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

(2) 施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

①施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计（方案）中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

②施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计（方案）、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、拟建工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

(3) 试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程 and 环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测目的

环境监测是企业环境管理必不可少的一部分，也是环境管理规范化的重要手段，其对企业主要污染物进行监测分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，作为上级环保部门进行环境规划、管理及执法提供依据。

根据建设项目的工程影响分析可知：本项目在运营过程中由于环保设施的运行状况，可能出现大气污染物超标排放、地下水污染等以及事故发生后引发的环境问题，这些都可能对当地环境造成影响，所以，运行期进行定期的监测是很有必要的。

9.3.2 监测计划

本项目环境监测工作由中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂的 HSE 部门进行，负责区块的环境管理和环境监测工作。大气、声环境的监测工作由建设单位委托有相应监测资质的单位进行，以利于在指导生产的同时接受当地政府生态环境部门的监督和检查。各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。监测计划详细内容见表 9.3-1。

表 9.3-1 主要监测计划一览表

项目		监测因子	监测位置	监测频率
废气	井场无组织排放烃类气体	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	1 次/年
噪声	代表性井场厂界噪声	等效 A 声级	场界外 1m	1 次/季
地下水	现有水井，详见地下水监测计划	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	监测层位为区域潜水/承压水	1 次/年
土壤环境	详见土壤监测计划	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	下风向 10m 处	每 3 年 1 次

9.3.3 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案，并抄送有关生态环境管理部门，对于常规监测部分应进行公开，此外，如果发现了污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

9.4 排污口规范化管理

排污口是企业单位排放污染物进入环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

9.4.1 排污口的技术要求

- (1) 排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查；
- (2) 排污口的位置必须合理确定，按《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）要求进行规范化管理；

(3) 排放的采样点设置应按《污染源监测技术规范》要求，设置在排气筒等废气排放口。

9.4.2 排污口立标管理

(1) 各污染物排放口，应按国家《环境保护图形标志》(15562.1-1995)与(GB15562.2-1995)的规定，设置国家环保部统一制作的环境保护图形标志牌；

(2) 污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面 2m。

(3) 各排气筒设置便于采样、监测的采样口和采样监测平台。废气净化设施的进出口均设置采样口。

(4) 在固定噪声源对厂界噪声影响最大处设置环境保护图形标志牌。

(5) 固体废物储存场所要有防火、防扬散、防流失、防渗漏、防雨措施，固体废物贮存场所在醒目处设置一个标志牌。

排放口规范化图标见表 9.4-1。

表 9.4-1 排放口规范化图形标志

序号	提示图形符号 背景颜色：绿色 图形颜色：白色	警告图像符号 背景颜色：黄色 图形颜色：黑色	名称
1			废气排放口
2			一般固体废物储存
3			危险废物

4			噪声源
5			废水排放口

9.4.3 排污口建档管理

- (1)要求使用国家环保部统一印刷的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；
- (2)根据排污口管理档案内容要求，项目建成后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

9.5 环境保护措施竣工验收

本项目对“三废”、噪声的防治均通过设置合理可行的环保设施、采取行之有效的防治措施来降低对环境的污染影响及危害，因此为确保本项目环保设施及污染防治措施的顺利进行，本次评价特提出本项目竣工环境保护验收内容见表 9.5-1。

表 9.5-1 项目运行期“三同时”竣工环境保护验收一览表

序号	项目	污染源	污染物	环保措施	治理目标	执行标准
1	废气	厂区内	非甲烷总烃	油气集输密闭，储油罐设置油气回收装置	厂内监控点处 1h 平均浓度值 $\leq 10.0\text{mg/m}^3$	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 标准
					厂内监控点处任意一次浓度值： $\leq 30\text{mg/m}^3$	
		厂界	非甲烷总烃		厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 边界污染物控制要求
			硫化氢		厂界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg/m}^3$	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新改扩建项目二级标准

2	噪声	生产设备、泵类	采取有效隔声、减振、降噪措施	昼间≤60dB (A) 夜间≤50dB (A)	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准
3	废水	采出水、井下作业废水	石油类、SS	采出水处理系统处理后回注采油层	回注油层
4	固体废物	含油污泥	罐装储存, 由资质单位清运处置	合理处置	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号), 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)
5		环境风险	完善的应急预案、定期培训和应急演练	/	/
6	防渗	重点防渗区	防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚 渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	/
		一般防渗	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚 渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	/
		简单防渗区	地面硬化	进行一般地面硬化	/
7	环境管理		环境管理制度健全		
			排污口标识齐全准确		

9.6 信息公开

运营期建设单位需要对春光油田(乌苏境内)区块进行信息公开, 将生产过程中污染物产生及排放情况、污染防治措施运行情况、排污口设置情况等信息向社会公开, 记录污染物(非甲烷总烃、石油类等)排放种类、数量、浓度, 记录油井、场站运行状况, 记录油井、场站、输油管线跑冒滴漏及维护情况, 并应按照规定, 定期向有关环境保护主管部门上报监测结果, 向社会公开监测内容及监测结果。具体信息公开内容如下:

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。

10 结论

10.1 项目概况

- 1、项目名称：春光油田（乌苏境内）区块建设项目
- 2、建设单位：中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂
- 3、建设地点：春光油田（乌苏境内）区块位于乌苏市车排子镇。
- 4、建设性质：扩建
- 5、工程规模：春光油田（乌苏境内）区块工程规模 $22 \times 10^4 \text{t/a}$ 。
- 6、行业类别：B0711 陆地石油开采
- 7、项目总投资：项目建设总投资共计 13612.67 万元，其中环保投资 805 万元，占总投资 5.91%。
- 8、建设内容：春光油田(乌苏境内)区块建设项目在排 10 区块、排 2-400 区块建设 90 口产能井，每口产能井建设一座井场，每座井场内布置 50m^3 高架油罐 1 个，井口采用单管集输方式。采用单井拉油模式，油井产出液汽车拉至排二联合站集中处理。

10.2 产业政策及规划符合性分析

本项目主要工程内容为石油开采，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中“鼓励类第七、石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探开采，本项目属于鼓励类项目。

本项目不占用依法划定的自然保护区、沙化土地封禁保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地等环境敏感区，符合环境保护法律法规的要求。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域，项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的相关要求。

10.3 环境质量现状

环境空气：本项目所在区域 SO_2 、 NO_2 、 CO 和 O_3 的年评价指标均能够达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准， PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 的年评价指标均超标。所在区域判定为环境空气质量现状不达标区。

本项目评价因子为非甲烷总烃、硫化氢，项目共设 2 个监测点位，监测结果显示，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准， H_2S 满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境：为调查该区域内地下水水质现状，结合地下水径流方向、水位埋深等水文特征，在地下水评价范围内设 5 个地下水现状监测点，本项目区域 1 个地下水监测点各监测因子中除氯化物、溶解性固体超标外，其他各项地下水监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求，氯化物、溶解性固体超标，主要是潜水受区域水文地质条件所致。

声环境：本次评价共设 6 个监测点位，由监测结果可知，监测期间，各监测点位昼间、夜间等效连续声级 A 声级监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类夜间标准限值。

土壤环境：本项目在占地范围内设 4 个表层样、5 个柱状样，占地范围外设 4 个表层样，根据监测数据可知：场站内土壤监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；场站外农田监测因子监测值均低于《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 农用地土壤污染风险筛选值；所有土壤监测点石油烃均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

10.4 施工期环境影响分析结论

（1）环境空气

施工期产生的扬尘以及钻井柴油燃烧废气对大气环境造成一定的影响，但影响范围仅局限于施工场地周围较小范围内，随施工期的结束而结束，其影响时间短、范围小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，当采取废气防治措施后，

施工期对大气环境所造成的影响较轻。

(2) 地表水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水；项目每个井场配套建设环保厕所，收集井场施工生活污水，定期用吸污车抽运至排二联合站生活污水处理设施处置，对外环境影响较小。

(3) 地下水

正常状况下，采油井建设过程中，严格执行环境保护措施，使用双层套管保护确保地下水源绝对不会受到污染；保证各类生产废水不外排，并依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施对各井场及站场进行分区防渗，降低项目开发对地下水的影响；确保各类固体废物分类收集妥善处置，实现零排放的前提下，项目建设对地下水环境造成影响的影响较小。

(4) 噪声

本项目施工期能够达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求，对周边区域声环境影响较小。

(5) 固体废物

钻井作业期间，井场产生的钻井泥浆和岩屑采取泥浆不落地作业，由专门的罐车收集拉运至山东奥友环保工程有限责任公司进行处置；井场范围内任何含油废物必须及时清运，禁止原地贮留，钻井作业过程中产生的含油污泥、油泥砂集中收集后委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司进行处置；采取严格的防控措施，做好落地油的控制与回收处理；井场在钻井作业前铺设防渗膜防渗，避免污染土壤及地下水，废防渗膜等危险废物委托克拉玛依沃森科技环保有限公司进行处置。井下作业时需带罐作业，并采取严格的防控措施，严禁在井场产生落地原油，落地油要求 100%回收。

项目钻井泥浆配置作业时产生废纯碱、膨润土及其它无毒无害物质的包装袋，属于一般固体废物，外售进行综合利用。

项目固体废物在施工过程中采取严格的固体废物污染防治措施，分类收集，分类处置，对外环境影响较小。

10.5 运营期环境影响分析结论

(1) 环境空气

项目运营过程中，储油罐及装车系统加装油气回收装置；油罐车运输过程中确保油罐全程密闭，密闭集输流程，在井口进口处集输管线分线分段设置紧急切断阀，一旦发生事故，紧急切断油源；加强井下作业和油井生产管理，对各站场的设备、管线、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。井中涉及的工具、设备的橡胶件满足温度、压力，及防腐的要求。

通过采取以上措施，可以确保油气密封性及转输安全性，可最大限度的减少烃类气体的无组织挥发。

(2) 地表水

本工程在运行期废水主要包括油田采出水和井下作业废水。本项目运行期产生的采出水和井下作业废水经联合站采出水处理系统处理达标后回注采油层，因此本项目无生产废水外排，故本项目对地表水影响甚微。

(3) 地下水

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小。

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对储罐、集输管线、阀门定期进行严格检测，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。

④在制定项目环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(4) 噪声

本项目运行中噪声影响主要来自抽油机、泵类，在采取了合理布局、基础减振、选择低噪声设备并设置全封闭泵房等降噪措施后，项目各站场及采油井场厂界噪声贡献值为 31.7~44.04dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中类标准要求，对外环境影响较小。

(5) 固体废物

本项目运营期落地油泥属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(6) 土壤环境影响分析

根据土壤环境影响分析结果，项目实施对土壤环境的影响较小。油气开采按照源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行土壤污染控制，并布设土壤跟踪监测点位及时了解项目区域及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化。

10.6 闭井期环境影响结论

进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，工作人员将陆续撤离油田区域，站场设备将逐步拆除，井场将被清理，油井闭井废弃后在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井，输油管线不予回收。闭井期油田开发产生的大气污染物、生产废水、生活污水及噪声等对环境的影响将会消失，但站场拆除、井场清理等工作会产生废弃管线、建筑垃圾等固体废物。本评价要求对这些废弃管线、建筑垃圾等进行分类集中处置，管线经清洗后可回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置，采取以上措施可以有效控制闭井期固体废物对区域环境的影响。

10.7 生态环境影响评价结论

项目由井场建设、道路工程组成,工程不同阶段对生态环境的影响略有不同,施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面,其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大;生产期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面,但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后,本油区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓,不会改变当地的生态环境功能区,在生态系统可接受范围内,对生态环境的影响不大。

10.8 环境风险结论

本项目涉及物料石油、天然气(油田伴生气),涉及各物料在采收、处理、运输过程中具有高温、高压、操作条件苛刻等特点,在外界因素的破坏下,生产和输送设施具有发生井喷、管线泄漏、火灾爆炸等突发性风险事故的可能性。其中井喷遇到明火进而发生火灾确定为最大可信事故。

本项目在开发过程中,一旦发生原油泄漏事故,泄漏的大量原油将会对周边大气环境、水环境和生态环境造成一定程度的污染,所以本项目在管理上不可掉以轻心,应确保落实并加强各项风险防范措施,定期检测和实时监控,力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案,使得项目风险发生概率降低,重特大事故坚决杜绝,一般事故得到有效控制。

本项目采取了一系列事故防范措施,制定了完备的环境风险应急预案。本项目环境风险的影响是可控的,对环境的影响程度较低。

10.9 总量控制结论

结合本项目排放特征,无总量控制因子。

10.10 公众参与结论

环评期间,建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)的有关要求,中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂进行了一次网络公示(乌苏市政府网),调查结果表明:本项目的建设得到了当地公众的支持,没有公众提出反对意见。

10.11 项目可行性结论

综上所述，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。