新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划

环境影响报告书

（公示版）



委托单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二一年十二月

目 录

前 言.....1

1 总则.....5

1.1 编制依据.....5

1.2 评价目的、原则.....13

1.3 评价范围与评价年限.....14

1.4 评价重点和工作任务.....17

1.5 环境功能区划和评价标准.....19

1.6 环境保护目标.....42

1.7 评价方法.....47

1.8 技术路线.....47

2 规划分析.....49

2.1 规划名称、范围和期限.....49

2.2 目标和原则.....49

2.3 油气开发总体部署.....57

2.4 规划方案.....63

2.5 环保工程.....109

2.6 安全工程.....112

2.7 节能节水工程.....113

2.8 与相关规划的符合性及协调性分析.....114

3 环境现状调查及评价 146

3.1 区域环境概况.....146

3.2 油田开发建设历程回顾.....167

3.3 油田开发现状回顾评价.....168

3.4 环境风险管理现状与调查.....363

3.5 环境质量现状调查与评价.....377

3.6 区域生态环境现状评价.....427
3.7 存在的环境问题及解决方案.....499
3.8 主要环境制约因素.....504
4 环境影响识别与评价指标体系.....507
4.1 环境影响识别.....507
4.2 评价因子的识别.....508
4.3 评价指标体系.....509
5 环境影响预测及评价.....512
5.1 环境空气影响分析与评价.....512
5.2 地表水环境影响分析与评价.....513
5.3 地下水环境影响分析.....515
5.4 声环境影响预测与评价.....538
5.5 固体废物影响预测与评价.....544
5.6 土壤环境影响分析.....546
5.7 环境风险影响预测与评价.....548
5.8 生态环境影响预测与评价.....557
5.9 区域资源与环境承载力分析.....573
6 规划方案综合论证和优化调整建议.....594
6.1 规划方案环境合理性综合论证.....594
6.2 规划优化调整建议.....595
7 环境影响减缓对策和措施.....604
7.1 规划中的生态环境保护措施.....604
7.2 需进一步完善和细化的环境保护对策及措施.....604
7.3 循环经济与清洁生产.....648
7.4 碳减排路径.....655
8 规划所包含建设项目环评要求.....659
8.1 精简建设项目环评内容.....659
8.2 强化建设项目环评内容.....661

9 环境管理及环境监测 663

9.1 环境管理.....663

9.2 环境影响跟踪评价计划.....667

10 公众参与.....671

10.1 公众参与目的.....671

10.2 方法和原则.....671

10.3 环境评价信息公开情况.....671

10.4 公众参与调查结果.....676

10.5 公众参与的“四性”分析.....677

10.6 公众参与调查结论.....677

11 评价结论.....678

11.1 规划概况.....678

11.2 区域环境质量现状.....678

11.3 环境影响评价结论.....681

11.4 资源环境承载力.....683

11.5 规划的综合论证.....683

11.6 优化调整建议.....684

11.7 综合评价结论.....685

附件

1、委托书

2、新疆油田公司关于油气发展规划及规划环评情况的报告

3、中国石油新疆油田分公司企业事业突发环境事件应急预案备案表

4、监测报告

前 言

1、规划背景

“十三五”期间，面对复杂严峻的内外部形势和艰巨繁重的改革发展稳定任务，新疆油田公司坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想和系列重要指示批示精神为指导，聚焦现代化大油气田建设目标，成功抵御两轮低油价和新冠疫情带来的严重冲击，较好地完成了“十三五”规划任务目标，为集团公司高质量发展和地方经济社会发展做出了积极贡献，扛起了保障国家能源安全的政治责任。

“十四五”和未来一段时期，世界面临百年未有之大变局，总体形势稳中有变，全球能源转型升级提速，油气资源供大于需成为常态，国际油价面临中低位运行风险。但准噶尔盆地油气资源丰富，新疆油田公司具有独特优势，总体上处于重要的战略机遇期、发展加速期、转型升级期，有条件在新发展阶段、构建新发展格局中把握历史机遇，有能力在危机中育先机、于变局中开新局，通过实施“六大战略”、推进“五大核心工程”，持续提升核心竞争力和增强抗风险能力，实现“油气并举、常非并重、量效齐增、绿色低碳”的高质量发展新格局。

2019 年 5 月新疆油田公司全面启动“十四五”期间各项规划的编制工作，沿用了三级规划体系，采取了上下结合的工作方式，形成了 1 个总体规划、8 个专业规划、20 个专项规划、24 个基层规划的完整规划体系。与“十三五”规划相比，增加了新能源、储气库等 7 个专业专项规划。

图 1　新疆油田三级规划体系

2019 年 9 月 2 日，新疆油田公司下发《关于开展油气田地面工程“十四五”专题规划编制工作的通知》（油勘[2019]261 号），2019 年 9 月 30 日新疆油田公司组织规划编制工作启动会，成立了领导小组和编制组。

“十四五”期间，新疆油田作为增储上产的主战场，紧紧围绕“老区长效稳产、新区效益建产”两条主线加快发展，到 2025 年原油产量达到 1550 万吨。地面工程主要面临以下形势与挑战：

（1）新区上产的挑战：新发现和未动用资源劣质化加剧，以环玛湖、吉木萨尔特低渗油藏水平井体积压裂和南缘高温高压油藏为主力加快上产，上产快、递减快，现有的地面配套工艺技术不能完全适应高质量开发的要求，建设投资高，运行成本高，效益开发难度大。

（2）老区稳产的挑战：老油田进入双高开发末期，油减水增的趋势和系统间不平衡的矛盾日益凸显，且随着稀油“二三结合”、“水平井+体积压裂”，稠油火驱、SAGD 转换开发方式，油水处理难度大、吨油成本快速上升。

（3）安全环保的挑战：国家新颁布安全生产法和环境保护法，多项标准逐步更新，石油开采过程安全环保压力日益严峻，生产过程中的“三废”治理标准和处置方式与新要求不相适应，如何控制增量、减少存量，实现油气开采过程全密闭、控制管道及站场风险，确保本质安全环保面临巨大挑战。

（4）提质增效的挑战：在集团公司高质量发展的新形势下，深入推进提质增效工作意义重大，新疆油田要在生产上精耕细作、技术上精益求精，需加大深化系统优化调整、降低成本，开展高效天然气轻烃回收、挥发性有机化合物（VOCs）回收等技术研究，坚决打赢效益实现保卫战。

（5）配套系统的挑战：高质量、高效益发展对公用配套系统全生命周期的保障开发、服务生产、安全环保的能力提出更高要求；供水、供电业务移交，责任主体转变，行政区域涉及数量多，公用配套规划建设及运行管理难度增大。

历经三次审查，目前基本完成《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》的修改和完善，地面工程“十四五”规划包含一个总报告和四个分报告，可以有效指导新疆油田“十四五”期间新油气田开发、老油气田稳产上产和系统整体优化，各项储运及公用配套系统不断完善，各项安全、环保措施落实到位，是加快推进和谐稳定、质量效益、绿色智能的现代化大油气田建设的重要

保障。

2、任务由来

2019 年 12 月《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），文中指出要求：

（1）油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，规划环评结论和审查意见作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。

（2）油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。

新疆维吾尔自治区生态环境厅《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》（新环环评发[2020]142 号）中明确：

（1）请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已经批注的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。

（2）请各有关单位与 2020 年 8 月 31 日前将本公司已开展的油气发展（开发）相关规划及规划环评编制和报批（报审）情况、下一步开展油气发展（开发）相关规划和规划环评编制的计划报送我厅，并抄送各有关地（州、市）生态环境部门。

新疆油田公司于 2020 年 8 月 21 日向新疆维吾尔自治区生态环境厅报送了《新疆油田公司关于油气发展规划及规划环评情况的报告》，并选择和生产最紧密相关的《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》作为本轮规划环评的对象。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《规划环境影响评价条例》等有

关法律法规的要求，中国石油新疆油田分公司开发公司委托南京国环科技股份有限公司开展环境影响评价工作。本次规划环评在规划编制阶段介入，与规划编制、修改、完善进行全程互动。评价单位在对新疆油田的主要开发区域进行现场踏勘、收集有关资料、开展专题研究和广泛征询意见等工作的基础上，编制完成《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2014.4.24 修订，2015 年 1 月 1 日施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席第四十八号令，2018 年 12 月 29 日第二次修正）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席第三十一号令，2018 年 10 月 26 日修正）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（中华人民共和国主席令第七十七号，1997 年 3 月 1 日施行；2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议作出修改）；

（6）《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2016 年 11 月 7 日修订）；

（8）《中华人民共和国土地管理法》（全国人大常委会，2004 年 8 月 28 日第二次修正）；

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

（10）《中华人民共和国水法》（2016 年修订，2016 年 7 月 2 日施行）；

（11）《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；

（12）《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年修订，2018 年 10 月 26 日施行）；

（13）《中华人民共和国节约能源法》（2016 年 7 月修订，2016 年 7 月 2 日施行）；

（14）《中华人民共和国防洪法》（全国人大常委会，2015 年 4 月 24 日第二次修正）；

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

（16）《中华人民共和国草原法》（全国人大常委会，2013 年 6 月 29 日第二次修正）；

（17）《中华人民共和国森林法》（全国人大常委会，1998 年 4 月 29 日修正）；

（18）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年修订，2017 年 1 月 1 日施行）；

（19）《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年修订，2009 年 8 月 27 日起施行）；

（20）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年修订，2010 年 10 月 1 日施行）；

（21）《中华人民共和国突发事件应对法》（全国人大会常会，2007 年 11 月 1 日起施行）。

1.1.2 法规及规范性文件

（1）《规划环境影响评价条例》（2009 年 8 月 12 日通过，2009 年 10 月 1 日起施行）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 253 号，1998 年 11 月 29 日发布施行；2017 年 7 月 16 日修订，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（3）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37 号）；

（4）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17 号）；

（5）《关于落实<水污染防治行动计划>区域差别化环境准入的指导意见》（环环评[2016]190 号）；

（6）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发[2016]31 号）；

（7）《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚

战的意见》；

（8）《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发[2018]22 号）；

（9）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办[2014]30 号）；

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

（11）《关于印发<2020 年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》（环大气[2020]33 号）；

（12）《关于加强环境噪声污染防治工作改善城乡声环境质量的指导意见》（环发[2010]144 号）；

（13）《关于印发〈全国地下水污染防治规划（2011-2020 年）〉的通知》（环发[2011]128 号）；

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

（15）《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》（中共中央办公厅 国务院办公厅印发，2019.11.01）；

（16）《自然资源部 国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》（自然资函[2020]71 号）；

（17）《自然资源部办公厅 国家林业和草原局办公室关于生态保护红线划定中有关空间矛盾冲突处理规则的补充通知》（自然资办函[2021]458 号）；

（18）《自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）；

（19）《国家沙漠公园管理办法》（林沙发〔2017〕104 号）

（20）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

（21）《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发[2010]46 号）；

（22）《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》（国发[2000]38 号）；

（23）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令第 256 号，1999

年 1 月 1 日施行，2014 年 7 月 29 日第二次修订）；

（24）《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日实施）；

（25）《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号，1999 年 1 月 1 日施行，2011 年 1 月 8 日修订）；

（26）《关于进一步做好基本农田保护有关工作的意见》（国土资发[2005]196 号，2005 年 9 月 28）；

（27）《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（水利部公告 2006 年第 2 号）；

（28）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 120 号，1993 年 8 月 1 日施行，2011 年 1 月 8 日修订）；

（29）《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院于 1994 年 10 月 9 日中华人民共和国国务院令第 167 号发布，2017 年 10 月 7 日修订）；

（30）《关于加强自然保护区管理有关问题的通知》（环办[2004]101 号）；

（31）《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发[2015]57 号）；

（32）《中华人民共和国森林法实施条例》（国务院令第 278 号，2000 年 1 月 29 日实施，2018 年 3 月 19 日修订）；

（33）《国家级公益林管理办法》（林资发[2013]71 号）；

（34）《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（国务院批准，1993 年 3 月 1 日林业部发布，2016 年 2 月 6 日第二次修订）；

（35）《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号，2021 年 2 月 1 日）；

（36）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 204 号，1997 年 1 月 1 日施行，2017 年 10 月 7 日修订）；

（37）《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 8 月 7 日）；

（38）《风景名胜区条例》（2006）；

（39）《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（环境保护部令第 16 号，2010 年 12 月 22 日修订）；

（40）《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》（环发[2004]24号）；

（41）《国务院关于实行最严格水资源管理制度的意见》（国发[2012]3 号）；

（42）《工业和信息化部关于进一步加强工业节水工作的意见》（工信部节[2010]218 号）；

（43）《产业结构调整指导目录》（2019 年本，2020 年 1 月 1 日施行）；

（44）《国家危险废物名录》（部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日起实施）；

（45）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；

（46）《危险废物污染防治技术政策》（国家环保总局、国家经济贸易委员会、科学技术部，环发[2001]199 号）；

（47）《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》（环发[2015]178 号）；

（48）《关于规划环境影响评价加强空间管制、总量管控和环境准入的指导意见（试行）》（环办环评[2016]14 号）；

（49）《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）；

（50）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评[2017]84 号）；

（51）《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）；

（52）《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）；

（53）《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）；

（54）《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（2013 年第 14 号）；

（55）《关于发布<环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策>的公告》（环保部公告 2013 年第 59 号）；

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

（57）《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）；

（58）《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；

（59）《关于发布《环境影响评价公众参与办法》配套文件的公告》（环办[2018]48 号）；

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

（61）《突发环境事件信息报告办法》（环境保护部第 17 号，2011 年 4 月 18 日）。

1.1.3 地方法律、法规和文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告（第 11 号），2018 年 9 月 21 日修订）；

（2）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发[2016]21 号）；

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

（4）《新疆维吾尔自治区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）；

（5）《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》（新政办[2001]147 号）；

（6）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999.10.1）；

（7）新疆维吾尔自治区《实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》（自 2008 年 8 月 1 日起施行）；

（8）新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013 年修订本），自 2013 年 10 月 1 日起施行；

（9）《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水[2019]4 号）；

（10）《关于开展规划水资源论证工作的通知》（新政办发[2012]150 号）；

（11）《新疆实施最严格水资源管理制度考核办法》；

（12）《关于实行最严格水资源管理制度、落实“三条红线”控制指标的通知》（新政函[2013]111 号）；

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

（14）《关于进一步加强地下水管理工作的通知》；

（15）《新疆地下水利用与保护规划》；

（16）《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》，2005 年 9 月 30 日施行；

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

（18）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年修订），2018 年 9 月 21 日施行；

（19）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发[2017]175 号），2007 年 8 月 1 日施行；

（20）《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997.1.22）；

（21）《新疆国家重点保护野生动物名录》（自治区林业和草原局自治区农业农村厅 2021 年 7 月 28 日）；

（22）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》；

（23）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（24）《新疆生态功能区划》（新政函[2005]96 号），2005 年 12 月 21 日施行；

（25）《新疆水环境功能区划》（新政函[2002]194 号），2002 年 12 月；

（26）《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；

（27）《新疆污染环维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号），自 2010 年 5 月 1 日起施行；

（28）《新疆维吾尔自治区矿产资源管理条例》，1997.10.11；

（29）关于印发《新疆维吾尔自治区矿产资源管理若干事项暂行办法》的通知（新自然资规〔2021〕1 号）

（30）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修

订）；

（31）《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 50 号），1995 年 3 月 1 日实施；

（32）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订），2018 年 9 月 21 日施行；

（33）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133 号）；

（34）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号）；

（35）关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（新政发[2021]18 号）。

1.1.4 相关导则及技术规范

（1）《规划环境影响评价技术导则 总纲》（HJ130-2019）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（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）《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》（公告 2017 年第 81 号，2017 年 12 月 28 日）；

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

（12）《排污许可证申请与核发技术规范水处理 通用工序》（HJ1120-2020）；

（13）《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）；

（14）《含油污水处理工程技术规范》（HJ580-2010）；

（15）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行，中华人民共和国国家发展和改革委员会、工业和信息化部，公告 2009 年第 3 号）；

（16）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

（17）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH3024-1995）；

（18）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZT 0317-2018）；

（19）《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）；

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

（21）《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）；

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

1.2 评价目的、原则

1.2.1 评价目的

（1）通过对评价范围内油气开发规划区域的调查、分析，查清评价区域的大气环境、水环境、生态环境和声环境等环境要素的质量现状，说明其环境保护现状和存在的环境问题，进而说明本次规划的环境制约因素。

（2）构建评价指标体系，分析、预测与评价本次石油天然气开发规划区域开发过程中污染物排放及生态破坏对评价区域环境生态系统尤其是环境敏感区域可能造成的整体影响、对环境产生的长远影响，论证规划方案的环境合理性和对可持续发展的影响，论证规划实施后环境目标和指标的可达性，形成规划优化调整建议，提出油气开发开发期污染防治措施及生态保护对策与建议，协调规划实施的经济效益、社会效益与环境效益之间以及当前利益与长远利益之间的关系，为规划和环境管理提供决策依据。

（3）通过评价，提供规划决策所需的资源与环境信息，识别制约规划实施的主要资源（包括土地资源、水资源、能源）和环境要素（包括生态环境、水环境、大气环境和声环境），确定环境目标；为油气开发建设工程的设计、施工、环境管理和环境污染防治提供科学依据，最大限度降低油气资源勘探活动对环境的不利影响，保证该地区的经济、社会、环境的可持续发展。

1.2.2 评价原则

（1）早期介入、过程互动

评价应在规划编制的早期阶段介入，在规划前期研究和方案编制、论证、审定等关键环节和过程中充分互动，不断优化规划方案，提高环境合理性。

（2）统筹衔接、分类指导

评价工作应突出不同类型、不同层级规划及其环境影响特点，充分衔接“三线一单”成果，分类指导规划所包含建设项目的布局和生态环境准入。

（3）客观评价、结论科学

依据现有知识水平和技术条件对规划实施可能产生的不良环境影响的范围和程度进行客观分析，评价方法应成熟可靠，数据资料应完整可信，结论建议应具体明确且具有可操作性。针对油气开发区域广、排污点分散的特点，以剖析典型井位、联合站等，采用“以点带面”的方法，辐射各区块的评价区域。

（4）区域性原则

油气开发涉及范围广，考虑区域性的环境影响，考虑对区域可持续发展的影响。

（5）滚动进行与全过程环境监控相结合的原则

油气开发具有滚动性，建设期历时较长，注重生产发展与环境保护规划在规模和建设时序上的匹配和适应，合理规划环境保护措施，以发展、长效的眼光，滚动投入，进行全过程环境监控，实时达到环境保护的目标。

1.3 评价范围与评价年限

1.3.1 评价年限

基准年为：以 2019 年数据为基准，兼顾 2015 年至 2020 年各年度数据。

评价年限：2021 年至 2025 年。

1.3.2 评价范围

按照规划实施的时间维度和可能影响的空间尺度来界定评价范围。

（1）时间维度：本次规划环评在时间跨度上的评价范围确定为整个规划周期，即 2021-2025 年。

（2）空间维度：考虑到油气开发涉及范围广，本次规划环评以各开发区块的规划范围为基础，兼顾周边环境现状，充分考虑相互影响，确定本次评价的具体空间范围；各环境要素的空间评价范围具体见表 1.3-1。

1.3.2.1 大气环境

规划实施主要大气污染阶段为钻井阶段柴油机和柴油发电机燃料燃烧产生的废气及运输车辆尾气排放，主要污染物为烟尘（PM_{10}、$PM_{2.5}$）、烃类、CO、NO_x、SO_2 等；生产运营阶段各燃气/燃煤设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO_2、NO_2、非甲烷总烃。

参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），以排放源（各类地面工程，如井场、各类处理站等）为中心点，应当根据各类地面工程排放污染物的最远影响范围确定大气环境影响评价范围。本次评价范围的直径或边长一般不小于 5km。

1.3.2.2 地表水环境

根据规划区内地表水水系关系，结合各井场、各类处理站及集输管线区块所在河流及河段位置及其周边环境关系，本次规划范围涉及的水体主要为：白杨河（克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县）、艾里克湖（克拉玛依市）、呼图壁河（呼图壁县）、玛纳斯河（石河子市）。

参照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），规划的各类地面工程属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中会产生采出水、井下作业废水等含油污水，大部分污水经处理达标后回注地层，目前只有重油公司和采油一厂依照批复设置有排放区域，均不直接向周边地表水环境排放，不与周边地表水体发生水力联系。因此，本次规划地表水环境影响评价重点论证废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

1.3.2.3 地下水环境

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中相关规定，地下水评价范围应该包括与规划的各类地面工程相关的地下水环境保护目标，应重点关注相关的环境保护目标和敏感区域，必要时扩展至整个水文地质单元。具体需要根据规划各区块周边环境关系等实际情况而定。

本次规划确定的地面工程开发规划范围约 8921.54km^2，结合规划区域水文地质条件、地形地貌等特征及其周边环境关系等，确定评价范围为规划各区块

内的地下水水文地质单元。

表 1.3-1 各区块地下水环境评价范围

序号	区块	评价范围
1	西北缘	评价范围面积约 7733km^2
2	腹部	评价范围面积约 3060km^2
3	东部	以卡拉麦里山南麓山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元，评价范围面积约 2950km^2
4	南缘	呼图壁地区：评价范围面积约 126km^2
		石河子地区：评价范围面积约 50km^2

1.3.2.4 声环境

规划区域大部分位于荒无人烟的戈壁上，未划定声功能区划。参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的规定：

（1）规划各区块均以工业生产为主要功能，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类声环境功能区要求执行；

（2）规划各区块周边环境敏感点多为乡村区域（除城市规划区以外的其他地区，如村庄、集镇等），为工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄或集镇，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区要求执行；

规划开发建设的噪声影响仅在建设开发期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，且声级较低。

参照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中评价相关规定，评价范围确定为规划的各类地面工程外 200m 范围的区域。

1.3.2.5 土壤环境

参照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），规划的各类地面工程属于污染影响型项目，应当根据各类地面工程的项目类别、占地规模与周边敏感程度确定土壤环境现状调查范围。本次评价土壤环境现状调查范围为各区块占地范围内及周边 1km 范围内。

1.3.2.6 环境风险评价

本规划主要为石油天然气资源的地面工程发展规划。石油、天然气属可燃、

易燃危险性物质。参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），大气环境风险评价范围以各规划地面工程边界外 5km 范围；地下水环境风险评价范围同地下水环境评价范围。

1.3.2.7 生态环境

参照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），本次评价将油气开发 4 大片区（西北缘、腹部、东部、南缘）及其外扩 1km 范围，和生态保护红线及一般生态空间斑块有交叉的将整体斑块纳入生态环境评价范围，面积约 29549.56km^2。其中油气开发 4 大片区为直接影响区域，面积约为 8921.54km^2；其它区域为间接影响区域，面积约为 20628.02km^2。

1.4 评价重点和工作任务

1.4.1 评价重点

根据规划方案实施的环境影响因素，结合规划范围内自然资源、环境特征和区域开发特点，确定本次规划环境影响评价重点为：

（1）规划分析

梳理规划的空间范围和空间布局，规划发展目标、规划方案的规模、布局、建设时序、配套设施等可能对环境造成影响的规划内容，通过对规划方案具体内容的解析和初步评估，从规划与资源节约、环境保护等各项要求相协调的角度，分析本规划与相关环境保护法律法规、资源利用和产业、行业政策的符合性；分析规划布局与区域主体功能区规划、生态功能区划、环境功能区划和环境敏感区之间的关系，分析规划在空间准入方面的符合性；在考虑累积环境影响的基础上，逐项分析规划要素与上层及同层位规划在环境目标、资源利用、环境容量与承载力等方面的一致性和协调性。

通过上述协调性分析，提出与与区域城市总体规划、土地利用总体规划、产业发展规划、环境保护规划、生态建设规划、“三线一单”等各专项规划要求相符合的规划调整方案。

（2）区域环境质量现状调查与评价及环境制约因素分析

通过对规划区域开发现状进行回顾性评价调查，掌握规划已开发区域的开发建设、资源利用、污染排放、环境质量和环保基础设施建设的现状，对现状

存在的问题提出减缓环境影响的整改对策和措施；分析可能制约该区域发展的环境因素。

（3）评价因子识别及评价指标体系

对规划实施后可能的环境影响进行识别，并建立评价指标体系。

（4）规划布局合理性综合论证及优化调整建议

通过与相关规划符合性、规划布局的环境合理性等方面的综合分析，从环境保护角度出发，对规划方案的合理性进行综合论证，并提出优化调整建议。

（5）环境影响评价

根据环境影响识别，综合各种资源与环境要素的影响预测和分析、评价结果，论证规划的目标、规模、布局、结构等规划要素的合理性以及环境目标的可达性，判定规划实施有无重大的资源、生态、环境制约因素，说明制约的程度、范围、方式等，进而提出规划方案的优化调整建议。

（6）环境保护措施及其技术经济论证

根据环境影响预测结果，从环保角度提出规划方案的优化调整建议、减缓环境影响的环保对策、措施和跟踪评价要求。

1.4.2 工作任务

（1）在主体功能区规划、生态功能区划、“三线一单”的尺度上判定各区块选址、布局选择的环境合理性。

（2）开展已开发区域发展情况与区域生态环境现状调查、生态环境影响回顾性评价，规划实施主要生态、环境、资源制约因素分析。

（3）识别规划实施主要生态环境影响和风险因子，分析规划实施生态环境压力、污染物减排和节能降碳潜力，预测与评价规划实施环境影响和潜在风险，分析资源与环境承载状态。

（4）论证规划发展规模、布局、建设时序及环境基础设施等的环境合理性，并提出优化调整建议，说明优化调整的依据和潜在效果或效益。

（5）提出既有环境问题及不良环境影响的减缓对策、措施，明确规划实施环境影响跟踪监测与评价要求、规划所含建设项目的环境影响评价重点，制定环境准入及环境管理要求，形成评价结论与建议。

1.5 环境功能区划和评价标准

1.5.1 环境功能区划

1.5.1.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定：规划区域范围内环境空气质量功能区划属于二类功能区；评价范围内的各类自然保护区、风景名胜区、森林公园等需要特殊保护的区域环境空气质量功能区划属于一类功能区。

1.5.1.2 水环境

（1）地表水：本次规划范围涉及的水体主要为白杨河（克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县）、艾里克湖（克拉玛依）、呼图壁河（呼图壁县）、玛纳斯河（石河子市）。

根据《中国新疆 水环境功能区划》，各水体的地表水功能区划见表 1.5-1。

（2）地下水：规划区域未划定地下水功能区划，本次规划环评规划区域地下水水质按《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）进行分类评价。

1.5.1.3 声环境

规划区域大部分位于荒无人烟的戈壁上，未划定声功能区划。参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的规定：

（1）规划各区块均以工业生产为主要功能，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类声环境功能区要求执行；

（2）规划各区块周边环境敏感点多为乡村区域（除城市规划区以外的其他地区，如村庄、集镇等），为工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄或集镇，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区要求执行；

表 1.5-1 地表水功能区划

流域	水系	水体	水域	长度/km 面积/km²	控制城镇	现状使用功能	现状水质类别	规划主导功能	功能区类型	水质目标	断面名称	断面级别	重点城市	备注
内流区	准噶尔内流区	白杨河	白杨河水库—艾里克湖	49.2km	克拉玛依市、和布克赛尔县	集中饮用、工业、农业用水	III	饮用水源	饮用水水源保护区	III	白杨河水库出口	省控	否	/
内流区	准噶尔内流区	艾里克湖	艾里克湖	43.77km²	克拉玛依市	渔业、景观用水	III	渔业用水	渔业用水区	III	湖心区、湖东区	建议	否	/
内流区	准噶尔内流区	呼图壁河	石门子—呼图壁河与青年干渠交汇处	72.9km	呼图壁县	农业用水	III	景观娱乐用水	景观娱乐用水区	III	阿魏滩	建议	否	/
内流区	准噶尔内流区	玛纳斯河	肯斯瓦特—135 团 7 连	308.1km	玛纳斯县、沙湾县、石河子市	工业、农业用水	III	景观娱乐用水	景观娱乐用水区	III	乔汗	建议	否	现状工业用水，不降低现状水质，高标准保护

1.5.1.4 生态环境

（1）全国生态功能区划

根据《全国生态功能区划（修编版）》，全国共划出生态功能区 242 个，其中包括生态功能 3 大类（即生态调节功能区、产品提供功能区和人居保障功能区）和生态功能 9 大类型（即水源涵养、生物多样性保护、土壤保持、防风固沙、洪水调蓄、农产品提供、林产品提供、大都市群、重点城镇群）。

本次规划分为西北缘片区、腹部片区、东部片区、南缘片区，根据分析，共涉及3个生态功能大类，4个生态功能类型，4个生态功能区，各片区涉及生态功能区详见表1.5-2，图1.5-1。

此外，规划区块还涉及一个全国重要生态功能区，即：准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙重要区。

该区位于新疆北部，阿尔泰山与天山之间，东部属砾石戈壁，中部属卡拉麦里山，西部属沙漠，面积为 30876km^2，是我国西北最重要的荒漠生态系统和荒漠有蹄类野生动物保护区，同时具有防风固沙重要生态功能，分布有蒙古野驴、金雕、玉带海雕、大鸨、小鸨等国家一级保护动物以及梭梭、白梭梭等荒漠植被。

①主要生态问题

该区以荒漠植被为主，生态环境非常脆弱，一旦遭到人为破坏就很难恢复。这里有我国最大的整装煤田，煤炭的开发造成大片宝贵的植被被破坏，同时未经处理的工业垃圾和生活垃圾直接堆砌在荒漠里，导致环境污染。

②生态保护主要措施

加强自然保护区的建设，加大保护力度；改善灌溉基础设施，发展节水农业，控制种植高耗水作物，提高水资源利用效益；加强煤炭、油、气资源开发利用管理，实现资源开发与荒漠生态保护的双赢。

表 1.5-2 规划区域在全国生态功能区划中的分布情况

片区	生态功能大类	生态功能类型	生态功能区	主要生态问题	生态保护的主要方向
西北缘	Ⅰ生态调节功能区	Ⅰ-04 防风固沙功能区	Ⅰ-04-22 准噶尔盆地防风固沙功能区	过度放牧、草原开垦、水资源严重短缺与水资源过度开发导致植被退化、土地沙化、沙尘暴等	①在沙漠化极敏感区和高度敏感区建立生态功能保护区，严格控制放牧和草原生物资源的利用，禁止开垦草原，加强植被恢复和保护；②调整传统的畜牧业生产方式，大力发展草业，加快规模化圈养牧业的发展，控制放养对草地生态系统的损害；③积极推进草畜平衡科学管理办法，限制养殖规模；④实施防风固沙工程，恢复草地植被，大力推进调整产业结构，退耕还草，退牧还草等措施。
	Ⅱ产品提供功能区	Ⅱ-01 农产品提供功能区	Ⅱ-01-45 乌苏-石河子-昌吉绿洲农产品提供功能区	①农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重；②在草地畜牧业区，过度放牧，草地退化沙化，抵御灾害能力低。	①严格保护基本农田，培养土壤肥力；②加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力；③加强水利建设，大力发展节水农业；④种养结合，科学施肥；⑤发展无公害农产品、绿色食品和有机食品；⑥调整农业产业和农村经济结构，合理组织农业生产和农村经济活动；⑦在草地畜牧业区，要科学确定草场载畜量，实行季节畜牧业，实现草畜平衡；⑧草地封育改良相结合，实施大范围轮封轮牧制度。
腹部	Ⅰ生态调节功能区	Ⅰ-02 生物多样性保护功能区	Ⅰ-02-42 准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（全国重要生态功能区）	①人口增加以及农业和城镇扩张，交通、水电水利设施建设、矿产资源开发，过度放牧、生物资源过度利用，外来物种入侵等，导致生物资源退化，以及森林、草原、湿地等自然栖息地遭到破坏，栖息地破碎化严重；②生物多样性受到严重威胁，部分野生动植物物种濒临灭绝。	①开展生物多样性资源调查与监测，评估生物多样性保护状况、受威胁原因；②禁止对野生动植物进行滥捕、乱采、乱猎；③保护自然生态系统与重要物种栖息地，限制或禁止各种损害栖息地的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、道路建设等，防止生态建设导致栖息环境的改变；④加强对外来物种入侵的控制，禁止在生物多样性保护功能区引进外来物种；⑤实施国家生物多样性保护重大工程，以生物多样性重要功能区为基础，完善自然保护区体系与保护区群的建设。
		Ⅰ-04 防风固沙功能区	Ⅰ-04-22 准噶尔盆地防风固沙功能区	过度放牧、草原开垦、水资源严重短缺与水资源过度开发导致植被退化、土地沙化、沙尘暴等	①在沙漠化极敏感区和高度敏感区建立生态功能保护区，严格控制放牧和草原生物资源的利用，禁止开垦草原，加强植被恢复和保护；②调整传统的畜牧业生产方式，大力发展草业，加快规模化圈养牧业的发展，控制放养对草地生态系统的损害；③积极推进草畜平衡科学管理办法，限制养殖规模；④实施防风固沙工程，恢复草地植被，大力推进调整产业结构，退耕还草，退牧还草等措施。

片区	生态功能大类	生态功能类型	生态功能区	主要生态问题	生态保护的主要方向
东部	Ⅰ生态调节功能区	Ⅰ-02 生物多样性保护功能区	Ⅰ-02-42 准噶尔盆地东部生物多样性保护与防风固沙功能区（全国重要生态功能区）	①人口增加以及农业和城镇扩张，交通、水电水利设施建设、矿产资源开发，过度放牧、生物资源过度利用，外来物种入侵等，导致生物资源退化，以及森林、草原、湿地等自然栖息地遭到破坏，栖息地破碎化严重；②生物多样性受到严重威胁，部分野生动植物物种濒临灭绝。	①开展生物多样性资源调查与监测，评估生物多样性保护状况、受威胁原因；②禁止对野生动植物进行滥捕、乱采、乱猎；③保护自然生态系统与重要物种栖息地，限制或禁止各种损害栖息地的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、道路建设等，防止生态建设导致栖息环境的改变；④加强对外来物种入侵的控制，禁止在生物多样性保护功能区引进外来物种；⑤实施国家生物多样性保护重大工程，以生物多样性重要功能区为基础，完善自然保护区体系与保护区群的建设。
	Ⅱ产品提供功能区	Ⅱ-01 农产品提供功能区	Ⅱ-01-45 乌苏-石河子-昌吉绿洲农产品提供功能区	①农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重；②在草地畜牧业区，过度放牧，草地退化沙化，抵御灾害能力低。	①严格保护基本农田，培养土壤肥力；②加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力；③加强水利建设，大力发展节水农业；④种养结合，科学施肥；⑤发展无公害农产品、绿色食品和有机食品；⑥调整农业产业和农村经济结构，合理组织农业生产和农村经济活动；⑦在草地畜牧业区，要科学确定草场载畜量，实行季节畜牧业，实现草畜平衡；⑧草地封育改良相结合，实施大范围轮封轮牧制度。
南缘	Ⅱ产品提供功能区	Ⅱ-01 农产品提供功能区	Ⅱ-01-45 乌苏-石河子-昌吉绿洲农产品提供功能区	①农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重；②在草地畜牧业区，过度放牧，草地退化沙化，抵御灾害能力低。	①严格保护基本农田，培养土壤肥力；②加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力；③加强水利建设，大力发展节水农业；④种养结合，科学施肥；⑤发展无公害农产品、绿色食品和有机食品；⑥调整农业产业和农村经济结构，合理组织农业生产和农村经济活动；⑦在草地畜牧业区，要科学确定草场载畜量，实行季节畜牧业，实现草畜平衡；⑧草地封育改良相结合，实施大范围轮封轮牧制度。
	Ⅲ人居保障功能区	Ⅲ-02 重点城镇群功能区	Ⅲ-02-27 乌昌石城镇群	城镇无序扩张，城镇环境污染严重，环保设施严重滞后，城镇生态功能低下，人居环境恶化。	①以生态环境承载力为基础，规划城市发展规模、产业方向；②建设生态城市，优化产业结构，发展循环经济，提高资源利用效率；③加快城市环境保护基础设施建设，加强城乡环境综合整治；④城镇发展坚持以人为本，从长计议，节约资源，保护环境，科学规划。

（2）新疆生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。划分各级区划单位的依据是：生态区是根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型，可将全疆划分为阿尔泰—准噶尔西部山地温凉森林、草原生态区；准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区；天山山地温性草原、森林生态区；塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区；帕米尔—昆仑山—阿尔金山高寒荒漠草原生态区五个生态区。生态亚区是根据生态系统类型与生态系统服务功能类型，在生态区内，全疆可进一步划分出 18 个生态亚区。生态功能区——根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性，在生态亚区内再续分生态功能区，全疆共划分出 76 个生态功能区。

本次规划分为西北缘片区、腹部片区、东部片区、南缘片区，根据分析，共涉及 1 个生态区，5 个生态亚区，8 个生态功能区，各片区涉及生态功能区详见表 1.5-3，图 1.5-2。

表 1.5-3 规划区域在新疆生态功能区划中的分布情况

片区	生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子及敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
	生态区	生态亚区	生态功能区						
西北缘	Ⅱ准噶尔盆地湿性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ$_1$准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区	15.夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区	①荒漠化控制；②农畜产品生产	①地下水开采过度；②荒漠植被衰败；③土地荒漠化；④野生动物过渠受阻	①土地沙漠化轻度敏感；②土壤侵蚀极度敏感；③土壤盐渍化轻度敏感	①保护天然荒漠植被；②防止土壤次生盐渍化	①建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道；②加强防护林建设；③农灌区逐步开发	合理利用调水资源，发展农区畜牧业，建设人工新绿洲，恢复绿洲外围自然植被
			16.白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区	①土壤保持；②景观多样性维护；③旅游	①河谷林衰败；②土壤风蚀；③滥挖甘草和肉苁蓉；④自然景观受损	①土地沙漠化轻度敏感；②土壤侵蚀极度敏感	①保护河谷林；②保护地貌景观	①河谷林封育保护；②增加生态用水；③旅游建设与自然景观相协调	复壮河谷林，合理发展旅游业
		Ⅱ$_2$准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区	17.克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区	①石油工业产品；②人居环境；③荒漠化控制	①工业污染；②土地盐渍化和沼泽化；③风沙危害	①土地沙漠化轻度敏感；②土壤侵蚀极度敏感	①改善城市生产生活环境；②保护荒漠植被	①加强污染治理；②废弃物资源化利用；③完善城市防护林体系；④扩大城市绿地面积；⑤加强油区植被保护和管理	建设现代化石油工业基地和良好的人居环境，实现经济、社会、环境和谐与健康发展
			18.大拐-小拐农业开发生态功能区	①荒漠化控制；②农产品生产	①土壤盐渍化；②底土粘重；③废水污染；④风大多沙	土壤盐渍化轻度敏感	①保护农田；②防止土壤盐渍化；③防风固沙；④防治污染	①分期开发；②逐步实施和完善防护林体系；③土壤培肥改良④治理污染；⑤农田精量灌溉	建立种植、畜牧、林纸加工、商贸一体化的生态农业基地

片区	生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子及敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
	生态区	生态亚区	生态功能区						
	Ⅱ准噶尔盆地湿性荒漠与绿洲农业生态区	$Ⅱ_3$准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	①沙漠化控制；②生物多样性维护	①人为干扰范围扩大；②工程建设引起沙漠植被破坏；③鼠害严重；④植被退化；⑤沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	①生物多样性及其生境高度敏感；②土地沙漠化极度敏感；③土壤侵蚀高度敏感；④土壤盐渍化轻度敏感	①保护沙漠植被；②防止沙丘活化	①对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草）；②禁止樵采、放牧和开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延
腹部	Ⅱ准噶尔盆地湿性荒漠与绿洲农业生态区	$Ⅱ_1$准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区	15.夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区	①荒漠化控制；②农畜产品生产	①地下水开采过度；②荒漠植被衰败；③土地荒漠化；④野生动物过渠受阻	①土地沙漠化轻度敏感；②土壤侵蚀极度敏感；③土壤盐渍化轻度敏感	①保护天然荒漠植被；②防止土壤次生盐渍化	①建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道；②加强防护林建设；③农灌区逐步开发	合理利用调水资源，发展农区畜牧业，建设人工新绿洲，恢复绿洲外围自然植被
	Ⅱ准噶尔盆地湿性荒漠与绿洲农业生态区	$Ⅱ_3$准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	①沙漠化控制；②生物多样性维护	①人为干扰范围扩大；②工程建设引起沙漠植被破坏；③鼠害严重；④植被退化；⑤沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	①生物多样性及其生境高度敏感；②土地沙漠化极度敏感；③土壤侵蚀高度敏感；④土壤盐渍化轻度敏感	①保护沙漠植被；②防止沙丘活化	①对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草）；②禁止樵采、放牧和开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

片区	生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子及敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
	生态区	生态亚区	生态功能区						
东部	Ⅱ准噶尔盆地湿性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ$_3$准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	①沙漠化控制；②生物多样性维护	①人为干扰范围扩大；②工程建设引起沙漠植被破坏；③鼠害严重；④植被退化；⑤沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	①生物多样性及其生境高度敏感；②土地沙漠化极度敏感；③土壤侵蚀高度敏感；④土壤盐渍化轻度敏感	①保护沙漠植被；②防止沙丘活化	①对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草）；②禁止樵采、放牧和开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延
		Ⅱ$_4$准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区	24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区	①生物多样性和景观多样性维护；②煤炭资源	硅化木风化与偷盗破坏、野生动物生境破碎化、风蚀危害、煤炭自燃及开发造成生态破坏与环境污染	①生物多样性及其生境高度敏感；②土壤侵蚀极度敏感；③土地沙漠化高度敏感；④土壤盐渍化高度敏感	①保护硅化木林；②保护野生动物；③保护魔鬼城自然景观；④保护煤炭资源；⑤保护砾幕	①减少人类干扰；②加强保护区管理；③加强煤炭灭火与规范开采	加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护
		Ⅱ$_5$准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	28.阜康-木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区	①农牧业产品生产；②人居环境；③荒漠化控制	①地下水超采；②荒漠植被退化；③沙漠化威胁；④局部土壤盐渍化；⑤河流萎缩；⑥滥开荒地	①生物多样性及其生境中度敏感；②土壤侵蚀轻度敏感；③土地沙漠化中度敏感；④土壤盐渍化轻度敏感	①保护基本农田；②保护荒漠植被；③保护土壤环境质量	①节水灌溉；②草场休牧；③对坡耕地和沙化土地实施退耕还林（草）；④在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒；⑤加强农田投入品的使用管理	农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

片区	生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子及敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
	生态区	生态亚区	生态功能区						
南缘	Ⅱ准噶尔盆地湿性荒漠与绿洲农业生态区	$Ⅱ_5$准噶尔盆地南部荒漠绿洲生态功能亚区	26.乌苏-石河子-昌吉城镇与绿洲农业生态功能区	①工农畜产品生产；②人居环境；③荒漠化控制	①地下水超采；②荒漠植被退化；③土地荒漠化与盐渍化；④大气和水质及土壤污染；⑤良田减少；⑥绿洲外围受到沙漠化威胁	①生物多样性及其生境中度敏感；②土壤盐渍化轻度敏感	①保护绿洲农田；②保护城市大气和水环境质量；③保护荒漠植被；④保护农田土壤环境质量	①节水灌溉；②严格控制地下水开采；③污染物达标排放；④提高城镇建设规划水平；⑤控制城镇建设用地；⑥荒漠草场禁牧休牧；⑦完善防护林体系；⑧加强农田投入品的使用管理	发展优质高效农牧业，美化城市环境，建设健康、稳定的城乡生态系统与人居环境

（3）水土流失区划

1）《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》

《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（中华人民共和国水利部公告 2006 年第 2 号）共划定 42 个国家级水土流失重点防治区（包括重点预防保护区、重点监督区、重点治理区），其中重点预防保护区 16 个，重点监督区 7 个，重点治理区 19 个。

本次规划分为西北缘片区、腹部片区、东部片区、南缘片区，根据分析，各片区涉及国家级水土流失重点防治区详见表 1.5-4。

表 1.5-4 规划区域在国家级水土流失重点防治区中的分布情况

片区	涉及水土流失重点防治区的行政区域	重点防治区大类	重点防治区类型
西北缘	克拉玛依市辖区	重点监督区	新疆石油天然气开发监督区
腹部	/	/	/
东部	/	/	/
南缘	呼图壁县	重点监督区	新疆石油天然气开发监督区

2）《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》

根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（办水保[2013]118 号），复核划分成果共划定 23 个国家级水土流失重点预防区，17 个国家级水土流失重点治理区。

本次规划分为西北缘片区、腹部片区、东部片区、南缘片区，根据分析，各片区涉及国家级水土流失重点预防区和重点治理区详见表 1.5-5。

表 1.5-5 规划区域在国家级水土流失重点预防区和重点治理区中分布情况

片区	涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
西北缘	托里县、沙湾县	国家级水土流失重点预防区	天山北坡国家级水土流失重点预防区
腹部	/	/	/
东部	阜康市、吉木萨尔县	国家级水土流失重点预防区	天山北坡国家级水土流失重点预防区
	富蕴县	国家级水土流失重点预防区	阿勒泰山国家级水土流失重点预防区
南缘	石河子市、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市	国家级水土流失重点预防区	天山北坡国家级水土流失重点预防区

3）《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》

《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》（新疆维吾尔自治区人民政府 2020 年 10 月 31 日公告）将全区划分为水土保持重点预防保护区、重点监督区及重点治理区。

本次规划分为西北缘片区、腹部片区、东部片区、南缘片区，根据分析，各片区涉及新疆维吾尔自治区水土流失重点预防保护区、重点监督区及重点治理区详见表 1.5-6。

表 1.5-6 规划区域在全疆水土流失区划中的分布情况

片区	涉及水土流失重点防治区的区域	区划名称
西北缘	沙湾县、准噶尔盆地石油天然气开发区及西气东输工程沿线	新疆维吾尔自治区水土保持重点监督区
	和布克赛尔蒙古自治县、托里县、沙湾县	新疆维吾尔自治区水土保持重点治理区
腹部	准噶尔盆地石油天然气开发区及西气东输工程沿线	新疆维吾尔自治区水土保持重点监督区
	和布克赛尔蒙古自治县	新疆维吾尔自治区水土保持重点治理区
东部	昌吉州、准噶尔盆地石油天然气开发区及西气东输工程沿线	新疆维吾尔自治区水土保持重点监督区
	吉木萨尔县	新疆维吾尔自治区水土保持重点治理区
南缘	昌吉州、石河子市、准噶尔盆地石油天然气开发区及西气东输工程沿线	新疆维吾尔自治区水土保持重点监督区

4）《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》

根据《新疆自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》（新水[2019]4 号），复核划分成果共划定 2 个自治区级重点预防区，4 个重点治理区。

本次规划分为西北缘片区、腹部片区、东部片区、南缘片区，根据分析，各片区涉及自治区级水土流失重点预防区和重点治理区详见表 1.5-7。

表 1.5-7 规划区域在自治区级水土流失重点预防区和重点治理区中分布情况

片区	涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
西北缘	托里县、沙湾县、和布克赛尔蒙古自治县	自治区级水土流失重点治理区	II_2天山北坡诸小河流域重点治理区
腹部	和布克赛尔蒙古自治县、福海县	自治区级水土流失重点治理区	II_1额尔齐斯河流域重点治理区
东部	阜康市、吉木萨尔县	自治区级水土流失重点治理区	II_2天山北坡诸小河流域重点治理区
	福海县、富蕴县	自治区级水土流失重点治理区	II_1额尔齐斯河流域重点治理区

片区	涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
南缘	玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市	自治区级水土流失重点治理区	Ⅱ$_2$天山北坡诸小河流域重点治理区

5）《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030 年）

《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030 年）中划定 10 个兵团水土保持分区，同时根据《新疆生产建设兵团实施<中华人民共和国水土保持法>办法》（新兵发[2014]44 号）与《水土流失重点防治区划分导则》（SL717-2015），兵团对水土流失分区进行复核划分，包括 2 个兵团级水土流失重点预防区和 5 个兵团级水土流失重点治理区。

本次规划分为西北缘片区、腹部片区、东部片区、南缘片区，根据分析，各片区涉及新疆生产建设兵团水土保持分区，与水土流失重点预防治理区详见表 1.5-8。

表 1.5-8 规划区域在兵团水土保持分区，水土流失重点治理区中分布情况

片区	涉及水土保持、水土流失区划的团场	编码	区名称
水土保持分区			
西北缘	第七师 137 团，第十师 184 团	Ⅱ-3-1hw-BT1	额尔齐斯河-乌伦古河生态维护农田防护区
	第七师 128 团、129 团，第八师 136 团	Ⅱ-3-2m-BT2	准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区
腹部	/	/	/
东部	第六师 107 团、红旗农场	Ⅱ-3-2m-BT2	准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区
南缘	/	/	/
水土流失重点治理区			
西北缘	/	/	/
腹部	/	/	/
东部	第六师红旗农场	/	准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区
南缘	/	/	/

1.5.2 环境质量标准

1.5.2.1 环境空气质量标准

本次规划区域均属于二类功能区，评价范围内的各类自然保护区、风景名胜区、森林公园等需要特殊保护的区域属于一类功能区。

SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NOx、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单的一、二级标准；TVOC、H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值执行。

具体标准限值见表 1.5-9。

表 1.5-9 环境空气质量评价标准

污染物	取值时间	浓度限值		单位	标准来源
		二级标准	一级标准		
SO_2	年平均	60	20	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
	24 小时平均	150	50		
	1 小时平均	500	150		
NO_2	年平均	40	40		
	24 小时平均	80	80		
	1 小时平均	200	200		
PM_{10}	年平均	70	40		
	24 小时平均	150	50		
$PM_{2.5}$	年平均	35	15		
	24 小时平均	75	35		
CO	24 小时平均	4	4	mg/m³	
	1 小时平均	10	10		
O_3	日最大 8 小时平均	160	100	μg/m³	
	1 小时平均	200	160		
TSP	年平均	200	80		
	24 小时平均	300	120		
NOx	年平均	50	50		
	24 小时平均	100	100		
	1 小时平均	250	250		
TVOC	8 小时平均	600		μg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D
H_2S	1 小时平均	10			
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0		mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》

1.5.2.2 地表水环境质量标准

规划区域地表水体涉及的水体主要为白杨河（克拉玛依市、和布克赛尔蒙古自治县）、艾里克湖（克拉玛依）、呼图壁河（呼图壁县）、玛纳斯河（石河子市）。

根据《中国新疆 水环境功能区划》，各水体均执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

表 1.5-10 地表水环境质量标准（单位：mg/L）

序号	项目	Ⅲ类标准	序号	项目	Ⅲ类标准
1	pH 值（无量纲）	6~9	7	挥发酚	≤0.005
2	溶解氧	≥5	8	硫化物	≤0.2
3	氨氮（NH_3-N）	≤1.0	9	氰化物	≤0.2
4	高锰酸盐指数	≤6	10	汞	≤0.0001
5	总磷（以 P 计）	≤0.2 （湖、库 0.05）	11	砷	≤0.05
6	氟化物（以 F^-计）	≤1.0	12	石油类	≤0.05

1.5.2.3 地下水环境质量标准

区域地下水按《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）进行分类评价，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准，具体限值详见下表。

表 1.5-11 地下水质量分类指标值（单位：mg/L（pH 无量纲））

序号	项目	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类	Ⅳ类	Ⅴ类
1	pH（无量纲）	6.5～8.5			5.5～6.5,8.5～9	＜5.5,＞9
2	氨氮	≤0.02	≤0.1	≤0.5	≤1.5	＞1.5
3	氯化物	≤50	≤150	≤250	≤350	＞350
4	耗氧量（COD_{Mn}）	≤1.0	≤2.0	≤3.0	≤10	＞10
5	氰化物	≤0.001	≤0.01	≤0.05	≤0.1	＞0.1
6	氟化物	≤1.0	≤1.0	≤1.0	≤2.0	＞2.0
7	总硬度 （以 $CaCO_3$计）	≤150	≤300	≤450	≤550	＞550
8	硝酸盐（以 N 计）	≤2.0	≤5.0	≤20	≤30	＞30
9	亚硝酸盐（以 N 计）	≤0.01	≤0.1	≤1	≤4.8	＞4.8

序号	项目	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类	Ⅳ类	Ⅴ类
10	锰	≤0.05	≤0.05	≤0.10	≤1.50	＞1.50
11	铬（六价）	≤0.005	≤0.01	≤0.05	≤0.1	＞0.1
12	汞	≤0.0001	≤0.0001	≤0.001	≤0.002	＞0.002
13	砷	≤0.001	≤0.001	≤0.01	≤0.05	＞0.05
14	铅	≤0.005	≤0.01	≤0.05	≤0.1	＞0.1
15	镉	≤0.0001	≤0.001	≤0.05	≤0.01	＞0.01
16	铜	≤0.01	≤0.05	≤1.0	≤1.5	＞1.5
17	锌	≤0.05	≤0.5	≤1.0	≤5.0	＞5.0
18	镍	≤0.002	≤0.002	≤0.02	≤0.1	＞0.1
19	铁	≤0.1	≤0.2	≤0.3	≤2.0	＞2.0
20	钠	≤100	≤150	≤200	≤400	＞400
21	硫酸盐	≤50	≤150	≤250	≤350	＞350
22	溶解性总固体	≤300	≤500	≤1000	≤2000	＞2000
23	氯化物	≤50	≤150	≤250	≤350	＞350
24	总大肠菌群	≤3.0	≤3.0	≤3.0	≤100	＞100
25	菌落总数	≤100	≤100	≤100	≤1000	＞1000
26	石油类	≤0.05	≤0.05	≤0.05	≤0.5	≤1.0

1.5.2.3 声环境质量标准

规划区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准；评价范围内环境敏感点声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，具体限值详见下表。

表 1.5-12 声环境质量标准（单位：dB(A)）

类别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2 类	60	50	GB3096-2008
3 类	65	55	

1.5.2.5 土壤环境质量标准

规划区域开发用地土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 中第二类用地的筛选值和管制值；现状调查范围内农用地、园地和牧草地等土壤环境敏感目标土壤环境执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 筛选值和表 3 管制值；调查范围内林地为非食用林地，参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 筛选值和表 3 管制值；具体筛选值和管制值详见表 1.5-13～表 1.5-15。

表 1.5-13 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
重金属和无机物			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60	140
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	邻二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a]蒽	15	151
39	苯并[a]芘	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	15	151
41	苯并[k]荧蒽	151	1500
42	䓛	1293	12900
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	151

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
45	萘	70	700
其他项目			
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	9000

表 1.5-14 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

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

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。
②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

表 1.5-15 农用地土壤污染风险管制值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险管制值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	1.5	2.0	3.0	4.0
2	汞	2.0	2.5	4.0	6.0
3	砷	200	150	120	100
4	铅	400	500	700	1000
5	铬	800	850	1000	1300

1.5.3 污染物排放标准

1.5.3.1 废气排放标准

（1）各类燃气设备废气：规划内现有/规划新建燃气设备（锅炉、加热炉等）废气排放执行《锅炉大气污染物排放标准(GB13271-2014》表 1、表 2 及表 3 相关排放限值，详见表 1.5-16～1.5-18。

（2）燃煤锅炉燃烧废气：规划内现有燃煤锅炉均为 130t/h 循环流化床锅炉，执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中表 1 标准限值，详见表 1.5-19。

（3）烃类挥发：

油气集输及各类储罐暂存过程中会产生一定量的烃类无组织挥发。

①现有设施：2022 年 12 月 31 日前，各井场、处理站、储油库边界、采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求；

②新建设施、现有设施（2023 年 1 月 1 日起）：各井场、处理站、储油库边界、采油及集输过程中无组织排放的挥发性有机物（标准采用非甲烷总烃（NMHC）作为 VOCs 排放控制项目）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），重点地区企业执行标准规定的特别控制要求。

企业边界污染物控制要求：油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m^3。

具体标准值见表 1.5-20。

表 1.5-16 在用锅炉大气污染物排放浓度限值（单位：mg/m^3）

污染物项目	限值			污染物排放监控位置
	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	
颗粒物	80	60	30	烟囱或烟道
二氧化硫	400	300	100	
氮氧化物	400	400	400	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			烟囱排放口

表 1.5-17 新建锅炉大气污染物排放浓度限值（单位：mg/m³）

污染物项目	限值			污染物排放监控位置
	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	
颗粒物	50	30	20	烟囱或烟道
二氧化硫	300	200	50	
氮氧化物	300	250	200	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			烟囱排放口

表 1.5-18 重点地区锅炉大气污染物排放浓度限值（单位：mg/m³）

污染物项目	限值			污染物排放监控位置
	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	
颗粒物	30	30	30	烟囱或烟道
二氧化硫	200	100	50	
氮氧化物	200	200	150	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			烟囱排放口

表 1.5-19 火力发电锅炉大气污染物排放浓度限值（单位：mg/m³）

燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	污染物排放监控位置
燃煤锅炉	烟尘	全部	30	烟囱或烟道
	二氧化硫	新建锅炉	100	
		现有锅炉	200	
	氮氧化物（以 NO_2 计）	全部	100	
	汞及其化合物	全部	0.03	
	烟气黑度（林格曼黑度）/级	全部	1	烟囱排放口

注：标准适用于使用单台出力 65t/h 以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤发电锅炉。

表 1.5-20 大气污染物排放标准（单位：mg/m³）

污染物	无组织排放监控浓度限值		标准来源
	监控点	浓度	
非甲烷总烃	周界外最高浓度点	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
VOCs（NMHC）	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

1.5.3.2 废水排放标准

（1）废水回注

①采油废水处理后达到《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，统一调配进行回注地层，标准值见表 1.5-21。

表 1.5-21 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法

注入层平均空气渗透率，μm²		≤0.01	＞0.01～≤0.05	＞0.05～≤0.5	＞0.5～≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	硫酸盐还原菌（SRB），个/Ml	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	铁细菌（IB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	腐生菌（TGB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

注：①1<n<10；②清水水质指标中去掉含油量；

②采气废水处理后回注地层，水质指标根据《气田水回注方法》（SY/T6596-2004）及工程防腐要求制定，详见表 1.5-22。

表 1.5-22 采气废水回注水质推荐指标

序号	项目	指标
1	悬浮物含量（mg/L）	≤15
2	悬浮物颗粒粒径中值（μm）	≤8
3	含油（mg/L）	＜30
4	溶解氧（mg/L）	≤0.05
5	侵蚀性 CO_2（mg/L）	$-1.0\leq Cco_2\leq1.0$mg/L
6	pH	6～9

（2）锅炉供给

采出水供给注汽锅炉用水，执行《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010），处理达标后回用于蒸汽驱动开采。

表 1.5-23 注汽锅炉给水水质条件

序号	项目	单位	指标值
1	pH	无量纲	7.5～11.0
2	溶解氧	mg/L	≤0.05
3	总硬度	mg/L	≤0.1
4	总铁	mg/L	≤0.05

序号	项目	单位	指标值
5	二氧化硅	mg/L	≤50
6	总碱度（$CaCO_3$）	mg/L	≤2000
7	油和脂	mg/L	≤2
8	悬浮物	mg/L	≤2
9	可溶性固体	mg/L	≤7000

（3）废水外排

外排废水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准排入六九、红浅排放区域（现有已批排放区域）。

表 1.5-24 外排废水污染物排放标准

序号	项目	单位	指标值
1	pH	无量纲	6-9
2	COD	mg/L	150
3	BOD_5	mg/L	30
4	悬浮物	mg/L	150
5	氨氮	mg/L	25
6	硫化物	mg/L	1.0
7	挥发酚	mg/L	0.5
8	石油类	mg/L	10

1.5.3.3 噪声排放标准

（1）开发期：开发期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），标准限值见表 1.5-25。

表 1.5-25 建筑施工场界噪声限值（单位：dB(A)）

昼间	夜间
70	55（夜间噪声最大声级超过限值的幅度不高于 15dB(A)）

（2）营运期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区、3 类区标准。

表 1.5-26 厂界噪声标准限值（单位：dB(A)）

标准类别	昼间	夜间
2 类	60	50

标准类别	昼间	夜间
3 类	65	55

1.5.3.4 固体废物

（1）危险废物的厂内贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）的相关要求；

（2）一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中“防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求”；

（3）《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）；

（4）《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）；

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

1.6 环境保护目标

1.6.1 环境目标

依据评价区资源开发特点和现状调查情况，初步确定本次环评的环境保护目标如表 1.6-1。

表 1.6-1 规划期环境保护目标

环境要素	环境保护目标
大气环境	强化规划区域大气污染的监控和防治，实现工业废气处理率、大气污染物达标排放率达到 100%，不降低环境空气质量。
地表水环境	地表水水质满足功能区划要求。
地下水环境	不降低地下水水质功能，维持地下水位。
土壤环境	不降低土壤环境质量。
固体废物	固体废物全部实现资源化和无害化，资源利用效率达到国际先进水平。
声环境	区域噪声满足功能区标准。
环境风险	区域性、布局性环境风险可控。
生态环境	生态功能不受明显影响。

1.6.2 环境敏感区

根据现场勘查，结合规划各类地面工程排污特征和所在区域的环境功能区划，确定主要的环境保护目标见表 1.6-2，保护目标分布情况见图 1.6-1。

（1）环境空气保护敏感目标：规划区域大气评价范围内的居住区（村庄、城镇）、学校、医院、自然保护区、风景名胜区、森林公园等需要特殊保护的区域等。

（2）地表水环境保护敏感目标：规划区域内的地表水体，均执行《地面水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水质标准。

（3）声环境保护敏感目标：经调查，规划区域各类地面工程周边 200m 范围内无居住区（村庄、城镇）、学校、医院等声环境保护敏感目标。

（4）地下水保护目标：规划区域所在区域潜水含水层。

（5）环境风险保护目标：主要环境风险保护目标主要为规划区域各类地面工程 5km 范围内居住区（村庄、城镇）、学校、医院等。

（6）土壤环境保护目标：规划区域现状调查范围内农用地、林地等。

（7）生态环境保护目标：自然保护区、风景名胜区、沙漠公园、森林公园、淡水湖泊、盐湖、重点保护野生动植物等，详见图 1.6-2。

表 1.6-2 规划区域环境保护目标

环境要素	环境保护目标	规模及用途	执行标准
环境空气	规划区域大气评价范围内的居住区（村庄、城镇）	居住区（村庄、城镇）	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
	规划区域大气评价范围内的学校、医院等	学校、医院	
	新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区	一类区	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)一级标准
	玛依格勒森林公园	一类区	
	新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园	一类区	
	魔鬼城风景名胜区	一类区	
	规划区域需要特殊保护的区域	一类区	
地表水环境	白杨河	饮用水水源保护区	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类水质标准
	艾里克湖	渔业用水区	
	呼图壁河	景观娱乐用水区	
	玛纳斯河	景观娱乐用水区	

环境要素	环境保护目标	规模及用途	执行标准
声环境	规划区域各类地面工程周边 200m 范围内	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
地下水环境	规划区域所在区域潜水含水层		/
环境风险保护目标	规划区域各类地面工程 5km 范围内居住区（村庄、城镇）、学校、医院等	居住区、学校、医院	/
土壤环境	评价范围内非建设用地（农用地、林地等）		《农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

表 1.6-3 规划区域生态环境敏感保护目标表

保护对象	与规划区域相对位置	相对规划区域各区块最近距离/km	类型	敏感保护目标规模	主要保护对象及保护目标
艾里克湖			淡水湖		
玛纳斯湖			盐湖		
魔鬼城风景名胜区			风景名胜区		
新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园			沙漠公园		
玛依格勒森林公园			森林公园		

保护对象	与规划区域相对位置	相对规划区域各区块最近距离/km	类型	敏感保护目标规模	主要保护对象及保护目标
新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区			自然保护区		
国家、自治区重点保护野生动物	/	/	/		
国家、自治区重点保护野生植物	/	/	/		
生态环境重要区、敏感区	/	/	生态保护红线与一般生态空间		

1.7 评价方法

根据《规划环境影响评价技术导则 总纲》（HJ130-2019）的要求，本次规划环评采用的评价方法见表 1.7-1。

表 1.7-1 规划环境影响评价的方法

评价环节	采用的主要方法
规划分析	核查表
环境影响识别与确定环境目标和评价指标	核查表法、矩阵法、网络法、GIS 支持下的叠加图法、系统流图法、层次分析法、情景分析法等
环境现状调查与评价	现状调查：资料收集、现场勘查、环境监测、生态调查； 现状分析与评价：指数法。
环境影响识别与评价指标确定	矩阵分析
环境影响预测与评价	类比分析、数值模拟、情景分析法等
环境风险评价	数值模拟、风险概率统计、类比分析
公众参与	信息披露法、问卷调查法、汇总归纳法

1.8 技术路线

本规划环评的技术路线如下图所示。

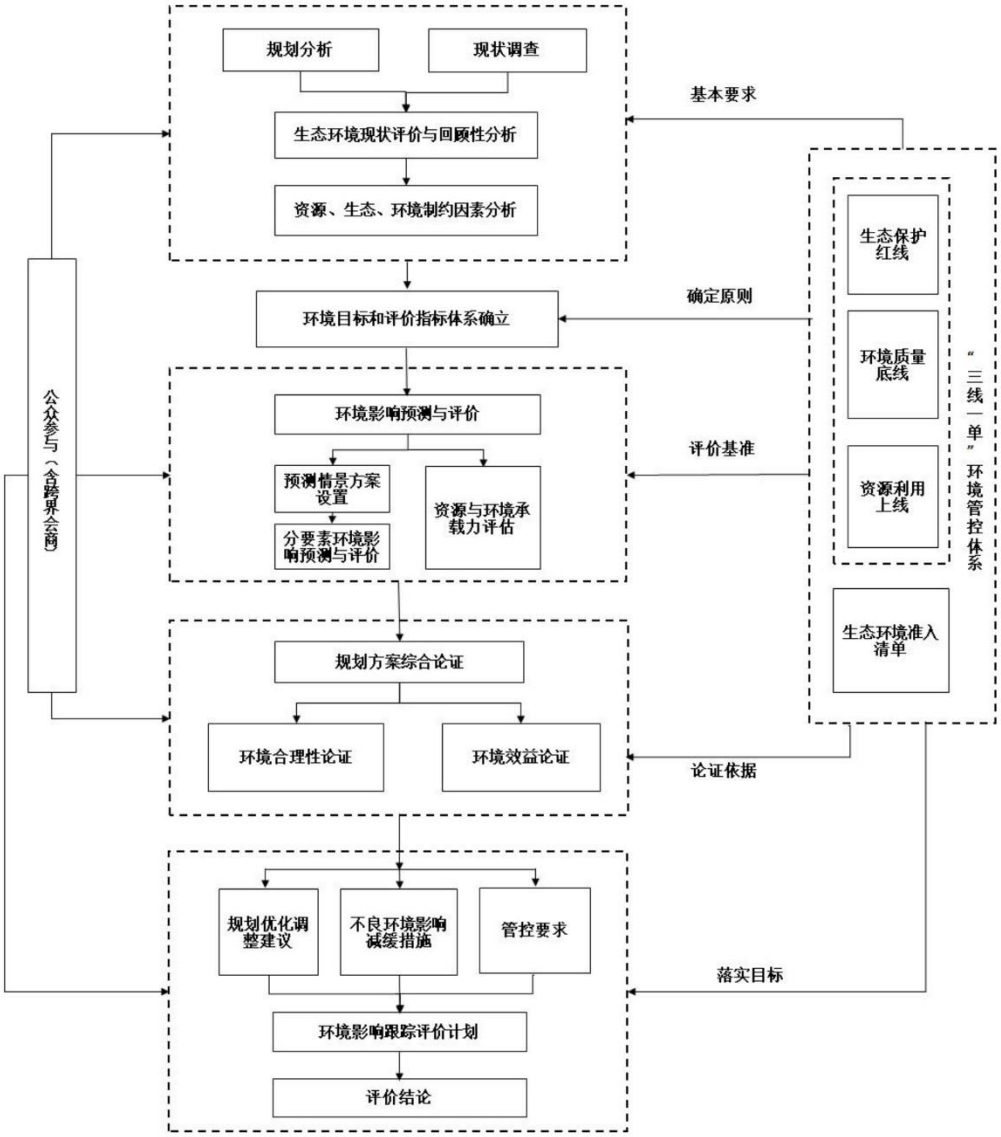


图 1.8-1 本规划环评技术路线图

2 规划分析

2.1 规划名称、范围和期限

规划名称：新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划

规划范围：新疆维吾尔自治区境内，新疆油田公司所有现状地面工程及“十四五”规划地面工程范围。按照新疆油田目前已经获得采矿权和纳入本规划区域拟办理的采矿权所涉及区块作为本次规划的核心规划范围，详见图 2.1-1。

规划期限：“十四五”时期（2021~2025 年）

2.2 目标和原则

2.2.1 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实党的十九大精神和新发展理念，积极落实集团公司高质量稳健发展要求，突出创新引领、整体协调、绿色低碳。以安全环保、提质增效为目标，以数字化、智能化建设为抓手，立足技术创新和管理创新，全力保障新区高效建产、老区持续稳产。坚持系统优化简化、强化全生命周期完整性管理、全力推行标准化设计工作，全面提升地面工程建设、工艺管理水平和地面系统技术经济指标，实现工艺安全环保、过程质量控制、效益最大化，加快推进和谐稳定、质量效益、绿色智能的现代化大油气田建设。

2.2.2 基本原则

坚持高质量发展：坚持质量第一、效益优先，深化系统优化调整，大力推进管道和站场完整性管理，开展数字化油气田建设，抓好开源增效工作，实现地面工程建设高质量、运行高质量、管理高质量。

突出创新引领：坚持“战略导向、需求导向、问题导向、效益导向”，加强技术、管理创新，强化重大关键技术攻关，掌握核心技术、发展特色技术、完善配套技术，推动技术系列化、集成化、标准化。

突出整体协调：着眼于地面系统整体布局，区域整体优化，坚持统一规划、统筹协调，做好地上地下、地质工程、技术经济一体化。

突出绿色低碳：要牢固树立“绿水青山就是金山银山”的理念，做好采出水回用，实现绿色生产、绿色能源和绿色技术全面进步，加快建设资源节约型、环境友好型企业，让绿色成为发展的普遍形态。

2.2.3 发展目标

2021-2025 年是新疆油田加快发展阶段，油气产量快速增长。到 2025 年油气当量 2007 万吨，其中，原油产量达到 1550 万吨，天然气产量达到 57.1 亿方，年均油气当量增长 81.8 万吨。地面工程以安全环保、提质增效为目标，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。

全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。

（1）总体技术经济指标

新疆油田地面工程总体技术经济指标发展目标详见表 2.2-1。

表 2.2-1 油田地面工程总体技术经济指标发展目标

指标名称				单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.商品率指标	原油商品率			%				
2.运行指标	2.1	原油自用率		%				
	2.2	集输系统密闭率	含稠油油田	%				
			不含稠油油田	%				
		脱水站负荷率		%				
	2.3	原油稳定率		%				
		原油稳定装置负荷率		%				
	2.4	集气率		%				
		伴生气处理率		%				
		伴生气处理装置负荷率		%				
	2.5	采出水处理率		%				
		采出水处理站负荷率		%				

指标名称				单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
		采出水处理站综合水质达标率		%				
	2.6	注水站负荷率		%				
		注水系统效率		%				
		井口综合水质达标率		%				
		采出水回注率		%				
		清水注水量占注水总量比率		%				
	2.7	加热炉热效率		%				
		输油泵运行效率		%				
		注水泵运行效率		%				
3.消耗指标	3.1	单位油田液量生产综合能耗(吨液总能耗)	含稠油油田	kgce/t 液				
			不含稠油油田	kgce/t 液				
	3.2	单位油田原油生产综合能耗(吨油总能耗)	含稠油油田	kgce/t 油				
			不含稠油油田	kgce/t 油				
	3.3	单位油田原油生产气耗（吨油耗气）	含稠油油田	m^3/t 油				
			不含稠油油田	m^3/t 油				
	3.4	单位油田原油生产电耗（吨油耗电）		kW·h/t 油				
	3.5	单位注水量电耗（注水用电电耗）		kW·h/m^3				
	3.6	单位压力注水量电耗（注水用电标耗）		kW·h/(m^3·MPa)				
	3.7	单位油田原油生产药剂量（万吨原油药剂耗量）	含稠油油田	t/10^4t 油				
			不含稠油油田	t/10^4t 油				
4.成本指标	单位操作成本			元/t 油				
5.数字化指标	5.1	井场数字化覆盖率		%				
	5.2	站场数字化覆盖率		%				
6.投资指标	6.1	百万吨产能地面工程投资		10^8 元				
	6.2	地面工程投资占比		%				
	6.3	单井地面工程投资		10^4 元				
7.标准化	7.1	大型站场标准化设计覆盖率		%				

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
设计指标	7.2	中型站场标准化设计覆盖率	%				
	7.3	小型站场标准化设计覆盖率	%				
8.前期管理指标	8.1	可研方案审查率	%				
	8.2	初步设计审查率	%				
9.建设指标	9.1	工厂化预制率	%				
	9.2	工程质量合格率	%				
	9.3	焊接一次合格率	%				
	9.4	施工图审查率	%				
10.特性指标	10.1	注汽管网热损失	W/m^2				
	10.2	稠油采出水锅炉回用率	%				
	10.3	注汽锅炉热效率	%				

（2）高含水整装油田

新疆油田高含水整装油田主要包括克拉玛依油田、百口泉油田和火烧山油田，技术经济指标发展目标见表 2.2-2。

表 2.2-2 高含水整装油田地面工程技术经济指标发展目标

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.运行指标	1.1	集输系统密闭率	%				
2.消耗指标	2.1	单位油田液量生产综合能（吨液总能耗）	kgce/t 液				
	2.2	单位油田原油生产综合能耗（吨油总能耗）	kgce/t 油				
	2.3	单位油田原油生产气耗（吨油耗气）	m^3/t 油				
	2.4	单位油田原油生产电耗（吨油耗电）	kW·h/t 油				
3.成本指标	3.1	单位操作成本	元/t 油				
4.人均生产能力指标	4.1	人均年采油量	t/(人·年)				
	4.2	人均管井数	口/人				
5.投资指标	5.1	百万吨产能地面工程投资	10^8 元				
	5.2	地面工程投资占比	%				
	5.3	单井地面工程投资	10^4 元				

（3）低产低渗油田

新疆油田低产低渗油田主要包括乌尔禾油田、夏子街油田和沙南油田，地面工程技术经济指标发展目标见表 2.2-3。

表 2.2-3 低产低渗油田地面工程技术经济指标发展目标

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.运行指标	1.1	集输系统密闭率	%				
2.消耗指标	2.1	单位油田原油生产综合能耗（吨油总能耗）	kgce/t 油				
	2.2	单位油田原油生产气耗（吨油耗气）	m^3/t 油				
	2.3	单位油田原油生产电耗（吨油耗电）	kW·h/t 油				
3.成本指标	3.1	单位操作成本	元//t 油				
4.人均生产力指标	4.1	人均年采油量	t/(人·年)				
	4.2	人均管井数	口/人				
5.投资指标	5.1	百万吨产能地面工程投资	10^8 元				
	5.2	地面工程投资占比	%				
	5.3	单井地面工程投资	10^4 元				

（4）分散小断块油田

新疆油田分散小断块油田主要包括红山嘴油田、车排子油田、小拐油田和北三台油田，地面工程技术经济指标发展目标见表 2.2-4。

表 2.2-4 分散小断块油田地面工程技术经济指标发展目标

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.运行指标	1.1	集输系统密闭率	%				
2.消耗指标	2.1	单位油田原油生产综合能耗（吨油总能耗）	kgce/t 油				
	2.2	单位油田原油生产气耗（吨油耗气）	m^3/t 油				
	2.3	单位油田原油生产电耗（吨油耗电）	kW·h/t 油				
3.成本指标	3.1	单位操作成本	元/t 油				
4.人均生产能力指标	4.1	人均年采油量	t/(人·年)				
	4.2	人均管井数	口/人				
5.投资指标	5.1	百万吨产能地面工程投资	10^8 元				
	5.2	地面工程投资占比	%				

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
	5.3	单井地面工程投资	10^4 元				

（5）沙漠油田

新疆油田沙漠油田主要包括陆梁油田、石西油田、石南油田、莫北油田和彩南油田，地面工程技术经济指标发展目标见表 2.2-5。

表 2.2-5 沙漠油田地面工程技术经济指标发展目标

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.运行指标	1.1	集输系统密闭率	%				
2.消耗指标	2.1	单位油田原油生产综合能耗（吨油总能耗）	kgce/t 油				
	2.2	单位油田原油生产气耗（吨油耗气）	m^3/t 油				
	2.3	单位油田原油生产电耗（吨油耗电）	kW·h/t 油				
3.成本指标	3.1	单位操作成本	元/t 油				
4.人均生产能力指标	4.1	人均年采油量	t/(人·年)				
	4.2	人均管井数	口/人				
5.投资指标	5.1	百万吨产能地面工程投资	10^8 元				
	5.2	地面工程投资占比	%				
	5.3	单井地面工程投资	10^4 元				

（6）稠油热采油田

新疆油田稠油热采油田主要包括风城超稠油油区、九区和红浅区域，地面工程技术经济指标发展目标见表 2.2-6。

表 2.2-6 稠油热采油田地面工程技术经济指标发展目标

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.运行指标	1.1	注汽锅炉出口蒸汽干度	%				
	1.2	注汽管网热损失	W/m^2				
	1.3	稠油采出水锅炉回用率	%				
	1.4	注汽锅炉热效率	%				
	1.5	稠油泵运行效率	%				
2.消耗指标	2.1	单位油田液量生产综合能耗（吨液总能耗）	kgce/t 液				
	2.2	单位油田原油生产综合能耗（吨油总能耗）	kgce/t 油				

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
	2.3	单位油田原油生产气耗（吨油耗气）	m^3/t 油				
	2.4	单位油田原油生产电耗（吨油耗电）	kW·h/t 油				
	2.5	单位油田原油生产药剂量（万吨原油药剂耗量）	t/10^4t 油				
3.成本指标	单位操作成本		元/t 油				
4.人均生产能力指标	4.1	人均年采油量	t/(人·年)				
	4.2	人均管井数	口/人				
5.投资指标	5.1	百万吨产能地面工程投资	10^8 元				
	5.2	地面工程投资占比	%				
	5.3	单井地面工程投资	10^4 元				

（7）三次采油（聚合物驱）油田

新疆油田三次采油（聚合物驱）油田主要在克拉玛依油田采油二厂七区，地面工程技术经济指标发展目标见表 2.2-7。

表 2.2-7 三次采油（聚合物驱）油田地面工程技术经济指标发展目标

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.运行指标	1.1	配注系统黏损率	%				
2.消耗指标	2.1	单位油田原油生产综合能耗（吨油总能耗）	kgce/t 油				
	2.2	单位油田原油生产气耗（吨油耗气）	m^3/t 油				
	2.3	单位油田原油生产电耗（吨油耗电）	kW·h/t 油				
	2.4	单位油田原油生产药剂量（万吨原油药剂耗量）	t/10^4t 油				
3.成本指标	3.1	单位操作成本	元/t 油				
4.人均生产能力指标	4.1	人均年采油量	t/(人·年)				
	4.2	人均管井数	口/人				
5.投资指标	5.1	百万吨产能地面工程投资	10^8 元				
	5.2	地面工程投资占比	%				
	5.3	单井地面工程投资	10^4 元				/

备注：三采主要采用生物处理法，仅井口加药，所以药剂用量少。

（8）气田

表 2.2-8 气田地面工程技术经济指标发展目标

指标名称			单位	一般值	先进值	新疆油田	十四五末目标
1.商品率指标	天然气商品率		%				
2.运行指标	2.1	生产自用率	%				
	2.2	处理厂负荷率	%				
	2.4	采出水处理率	%				
	2.5	加热炉热效率	%				
	2.6	热媒炉热效率	%				
	2.7	压缩机机组效率	%				
3.消耗指标	3.1	单位气田生产综合能耗（生产万方气总能耗）	kgce/10^4m^3				
	3.2	单位气田生产新水量	$m^3/10^4m^3$				
4.成本指标	单位操作成本		元/10^3m^3				
5.数字化指标	5.1	井场数字化覆盖率	%				
	5.2	站场数字化覆盖率	%				
6.投资指标	6.1	亿方产能地面工程投资	10^8 元				
	6.2	地面工程投资占比	%				
	6.3	单井地面工程投资	10^4 元				
7.标准化设计指标	7.1	大型站场标准化设计覆盖率	%				
	7.2	中型站场标准化设计覆盖率	%				
	7.3	小型站场标准化设计覆盖率	%				
8.前期管理指标	8.1	可研方案审查率	%				
	8.2	初步设计审查率	%				
9	9.1	施工图审查率	%				
	9.2	工厂化预制率	%				
	9.3	工程质量合格率	%				
	9.4	焊接一次合格率	%				

2.3 油气开发总体部署

依据新疆油田“十四五”勘探开发规划指标，实施五大重点工程，玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、稀油老区稳产工程、稠油 350 万吨工程和天然气加快发展工程。

2025 年，原油产量 1550 万吨，天然气 57.1 亿方，油气当量 2007 万吨。新疆油田 2019-2025 年主要规划指标见表 2.3-1、表 2.3-2。

表 2.3-1 新疆油田“十四五”勘探开发规划指标表

年度	石油地质储量（万吨）		天然气地质储量（亿方）	
	探明	控制	探明	控制
2021 年				
2022 年				
2023 年				
2024 年				
2025 年				
合计				

表 2.3-2 新疆油田 2021-2025 年实施五大重点工程

序号	工程名称	井数（口）	新建产能（万吨/亿方）	2025 年产油量（万吨/亿方）
1	玛湖 500 万吨上产工程			
2	吉木萨尔页岩油上产工程			
3	常规稀油稳产工程			
4	稠油 350 万吨工程			
5	天然气加快发展工程			

注：常规稀油稳产工程中包含措施产能 100 万吨；天然气加快发展工程中 2025 年产量含溶解气产量 16.6 亿方。

2.3.1 玛湖油田开发部署

为实现玛湖地区原油 500 万吨规划目标，坚持“落实储量快上产，接替资源保稳产，着眼全生命周期，分阶段规划部署”的指导思想，上产阶段（2021~2025 年）在主力层、中浅层动用目前已（待）探明与控制储量规模建产实现上产目标；稳产阶段（2026~2034 年）主要依靠现有预测资源保持长期稳产。

“十四五”期间新钻井 1089 口（采油井 1082 口，中浅层注水井 7 口），建产

能 813 万吨，分为两个阶段进行：

第一阶段：在砾岩Ⅰ+Ⅱ类油藏 22 个层块新建产能 618 万吨，年均建产能 123.6 万吨，其中落实层块 17 个，可新钻井数 696 口，建产能 521.2 万吨，较落实层块 5 个，可新钻井数 133 口，建产能 96.7 万吨。

第二阶段：砾岩Ⅲ类油藏 3 个区块涉及地质储量 1.88 亿吨，产能 195 万吨，共 260 口水平井。

表 2.3-3 500 万吨上产方案关键指标参数表

年份	井数（口）	产能（万吨）	年产油量（万吨）	年产液量（万吨）	年产气量（万方）	累产油量（万吨）	累产气量（万方）
2021							
2022							
2023							
2024							
2025							

2.3.2 吉木萨尔油田开发部署

吉木萨尔页岩油累计上报探明地质储量 1.53 亿吨，预测储量 2.77 亿吨；其中，探明已开发储量 0.34 万吨，未开发储量 1.19 万吨。

“十四五”规划部署上下甜点共规划 312 口水平井，246.5 万吨产能，单井产能 26.3t/d，2021 年产量达 35 万吨，2024 年产量达 100 万吨并稳产 7 年。吉木萨尔页岩油指标预测见 2.3-4。

表 2.3-4 吉木萨尔页岩油指标预测统计表

年份	新钻井数/口	新建产能/万吨	老井产油/万吨	老井产液/万吨	老井产气/万方	新井产油/万吨	新井产液/万吨	新井产气/万方	年产油/万吨	年产液/万吨	年产气/万方
2021 年											
2022 年											
2023 年											
2024 年											
2025 年											

2.3.3 稠油 350 万吨开发部署

按照加快稠油老区开发方式转型，提高开发效益，实现稠油年产量 350 万吨以上并稳产 8~10 年的规划目标；新区以 SAGD 多井型技术开发为主，老区优先考虑技术经济性的原则进行区块部署。

稠油 350 万吨稳产：十四五期间，实施新井 646 口，建产能 67.6 万吨。稠油 350 万吨稳产总开发部署见表 2.3-5，开发预测指标见表 2.3-6。

表 2.3-5 稠油 350 万吨稳产规划分年部署表（单位：万吨）

开发方式	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
VHSD/HHSD					
SAGD					
火驱					
年产能					
产油量					

表 2.3-6 稠油 350 万吨稳产规划配产配注表（单位：万吨）

年度	新钻井数（口）	新建产能（万吨）	年产油（万吨）	年产液（万吨）	年注汽量（万吨）	含水（%）	油汽比
2021							
2022							
2023							
2024							
2025							
合计							

2.3.4 稀油稳产开发部署

加快未动用储量滚动建产，推进重大开发试验，规模实施二三结合，部署产能 413.8 万吨，年均建产能 103.45 万吨；精心打造综合调整控制递减率和转换方式提高采收率两大工程，进一步夯实稳产基础。6 年累计生产原油 2905.6 万吨，年均 581.1 万吨，2025 年产油量 550 万吨。

稀油老区稳产产量部署见图 2.3-1。

图 2.3-1 稀油老区稳产产量部署图

“十四五”期间，老油田区块稀油新建产能 413.8 万吨（含措施产能 100 万吨），其中 2021 年 89.5 万吨、2022 年 96.8 万吨、2023 年 84.1 万吨、2024 年 78.1 万吨、2025 年 65.3 万吨。开发部署情况及指标预测分别见表 2.5-1 和表 2.5-2。分区块、分年的开发部署表和预测指标表见老油气田分报告。

表 2.3-7 老油田稀油开发总体部署表

年份	采油井（口）	注水井（口）	区块日产油(t)	新建产能(10^4t)	产量(10^4t)
2021					
2022					
2023					
2024					
2025					
合计					

表 2.3-8 老油田稀油开发总体指标预测表

年份	新钻井（口）	油井数（口）	年产油量（10^4t）	年产液量（10^4t）	年产水量（10^4t）	年产气量（10^4m^3）	年注水量（10^4m^3）	含水率（%）	生产气油比（%/%）
2021									
2022									
2023									
2024									
2025									
合计									

2.3.5 天然气产开发部署

十四五期间天然气主要通过以老区加密及未动用储量开发为主，部署勘探开发井 68 口，动用储量 1150 亿方，新建产能 30.6 亿方。其中：克拉美丽气田探明未动用及周缘峰值产量为 $107\times10^4m^3/d$，中佳峰值产量为 $162\times10^4m^3/d$，盆 1 井西峰值产量为 $70\times10^4m^3/d$，南缘呼探井区峰值产量为 $425\times10^4m^3/d$，天然气产能部署详见表 2.3-9。

表 2.3-9 天然气产能部署表（单位：$10^8m^3/a$）

区块	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	合计
克拉美丽						
沙湾凹陷（中佳）						
盆 1 井西						
南缘（呼图壁背斜）						
合计（10^8m^3）						
井数（口）						

2.3.6 储气库部署

呼图壁储气库自 2013 年投运以来，实现了八个周期的安全平稳高效运行，2018 年按照股份公司要求，启动了呼图壁储气库调整工程建设，分两期实施，一期工程已完工，工作气量由 $21.9\times10^8Nm^3/a$ 调整至 $40.3\times10^8Nm^3/a$；二期工程计划“十四五”期间完成，工作气量调整至 $45.1\times10^8Nm^3/a$。“十四五”储气库工作气量部署见表 2.3-10。

表 2.3-10 “十四五”储气库工作气量部署表

储气库	设计库容（亿方）	工作气量（亿方）				
		2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
呼图壁						

2.4 规划方案

“十四五”是新疆油田加快发展阶段，油气产量快速增长。围绕新区快速上产、效益开发，老区绿色生产、效益稳产，超前谋划、总体布局，规划实施新油气田、老油气田、重点开发试验、储气库、储运及公用配套系统、管道与站场完整性管理、安全环保和节能节水 8 大类 55 项重点工程，“十四五”期间重点

工程实施项目计划见表 2.4-1。

最终实现以下四个主要目标：

（1）满足油气田产能建设和重大开发试验需求。通过推行三维设计、“五化”建设，打造致密油、页岩油地面建设新模式，加快建设节奏，提高工程质量，满足快速上产需要。

（2）满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求。深化老区优化调整，消除生产和安全环保等瓶颈，大力推行关停并转减，持续提高地面系统关键工艺指标（至“十四五”末，除注水系统效率外，其余 25 项关键指标均达到股份公司平均水平，绝大部分达到先进水平）。

（3）促进传统生产向精益生产转变。提升自动化和物联网水平，推动数字化转型和智能化发展，配套优化劳动组织架构和生产管理模式。

（4）助力安全、环保、节能上台阶。全面推进管道和站场完整性管理、挥发油气治理和节能新技术，夯实油气田安全、环保、节能基础。

表 2.4-1 “十四五”期间重点工程实施项目计划表

序号	分类	重点工程名称	项目数量	实施时间（年）
1	新油气田	玛湖油田 500 万吨地面建设工程	1	2021-2025
		吉木萨尔页岩油建产工程	1	2021-2025
2	老油气田	稀油老区稳产工程	1	2021-2025
		稠油老区稳产工程	1	2021-2025
		天然气加快上产工程	1	2021-2025
		老油田地面系统整体优化	4	2021-2022
		水系统配套和注汽系统优化工程	4	2021-2022
3	重大开发试验	新疆油田化学驱开发试验工程	1	2021-2022
		八区下乌尔禾组油藏注气重大试验	1	2021
4	储气库	呼图壁储气库调整工程（二期）	1	2021-2023
5	储运及公用配套系统	油气储运	5	2021-2022
		供水、供电、道路工程	15	2021-2025
		数字化建设工程	1	2021-2025
6	完整性管理	管道与站场完整性管理	1	2021-2025

序号	分类	重点工程名称	项目数量	实施时间（年）
7	安全环保	安全环保工程	12	2021-2025
8	节能节水	节能工程	3	2021-2024
合计			55	2021-2025

2.4.1 新油气田

2.4.1.1 玛湖油田 500 万吨地面建设工程

（1）工程概况

玛湖致密油资源丰富，目前在凹陷区发现三级石油地质储量 10.0 亿吨。经过多年的开发方式探索和开发试验，确定了以“水平井+体积压裂”为主体的开发方式，并取得了较好的开发效果。但地面系统面临依托条件差、原油处理难度大、产量衰减快、开发节奏快、返排液处理成本高等难题，急需开展玛湖地区地面建设工程，满足玛湖油田效益开发需要。

结合玛湖地区拟开发建设规划部署情况、地面相关设施的建设情况以及生产管理划分，将玛湖地区分为五大区块：玛北、艾湖、玛东、玛南、金龙。其中：

①玛北、艾湖两个区块采出液利用已建百联站处理和外输系统，伴生气利用规划扩建的玛 131、玛 18 天然气处理站处理和外输系统；

②玛东区块采出液、伴生气利用规划扩建的玛东处理站处理和外输系统；

③玛南区块采出液、伴生气利用新建 81 号处理站处理和外输系统；

④金龙区块采出液利用新建红联站处理和外输系统，伴生气利用规划扩建 81 号天然气处理站处理和外输系统。配套油、气、水、电、路、信等线路按综合廊带设计。

玛湖油田致密油 500 万吨地面建设工程主要工程量见表 2.4-2。

表 2.4-2 玛湖油田致密油 500 万吨地面建设工程主要工程量表

序号	项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	合计
（一）	工艺部分						
1	采油井口（口）						
2	注水井口（口）						
4	转油站、混输站（座）（新建及扩建）						

序号	项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	合计
5	原油处理站（新建及扩建）						
6	伴生气增压脱水站（座）						
（二）	电气部分						
1	变电站（座）						
（三）	道路						
1	油田干线（km）						
2	油区主线（km）						
3	油区支线（km）						
（四）	通信						
1	主干光缆（km）						
2	支线光缆（km）						
3	油区无线 远端 CPE（套）						
4	油区无线基站 ONU（套）						
（五）	给排水						
1）	采出水回用管道（km）						
2）	水源井（口）						
3）	压裂反排液存储池（座）						
4）	达标外排水处理站（座）						

（2）开发难点及技术对策

①技术难点及特点

玛湖油田是新疆油田上产的主力区块，油藏分布区域较为零散，周边涉及环境敏感点多，地面工程系统依托条件差，加之日益严峻的环境保护形势，给油藏规模效益开发带来了诸多技术挑战：

1）原油、天然气生产面临油区分散，开发节奏快，开发前期地面系统依托条件差，采出液采用拉运方式生产，运行成本高，伴生气放散量大；

2）地下水位高，钢制集输管道耐腐蚀性差、泄露风险高，不能满足集输要求；

3）产量递减快（21.5%~76.7%）、预测采收率低（9.5%）、建产后稳产难度大，原油集输、处理及稳定系统规模确定困难；开发后期单井及区域产量不能

满足已建集输系统最低输量要求；

4）油藏开发采用“水平井+体积压裂”非常规开发模式，原油乳化严重，常规原油及采出水处理工艺、药剂体系不能适应非常规油藏采出液处理；

5）非常规开发油田不采用常规水驱模式，原有的油水系统平衡被打破。

②技术对策

为满足玛湖油田规模效益开发，新疆油田大力开展科研攻关，解决油藏开发技术难点，优化地面集输、处理流程。

1）大力推行标准化设计，规模应用橇装化、一体化设备，实现油田开发快速见产，满足油田开发节奏快，前期依托条件差、伴生气放散量大等问题；

2）积极开展非金属管线科研攻关，针对不同输送介质、环境，优选非金属管道，适应油区地下水位高、管道腐蚀严重问题，助力油田开发规模效益最大化。

3）结合玛湖地区相关油田的现状和发展需求，从油藏开发全生命周期统筹考虑区域油水流向及系统建设规模，着力推广单井计量工艺、站区设备设施采用梯级配置，达到设施功能合理布局和效益最大化目标；

4）形成“分离+热化学沉降+电化学脱水”原油密闭脱水处理工艺；采用“高级氧化+混凝沉降+过滤”压裂返排液处理工艺，优选药剂体系，解决采出液处理难度大，常规处理工艺及药剂体系不适应问题；

5）结合压裂用水特点，针对体积压裂后不见油及见油返排液中胍胶的含量及回注处理难度，采取分级处理、分步利用的方式进行处置。三种方式处置返排液：转油站分水后简单处理至满足配液水质要求，进行邻井压裂配液；处理站回注，由压裂返排液处理装置处理至稀油老区回注要求，回注老区；外排处理，如返排液经复配和回注后，仍有无法利用的富裕返排液，经达标外排装置处理后，满足国家排放标准有序排放。

（3）流向规划

结合玛湖地区拟开发建设规划部署情况、地面相关设施的建设情况以及生产管理划分，将玛湖地区分为五大区块：玛北、艾湖、玛东、玛南、金龙。按分区考虑玛湖地区地面油气物流的流向。原油就近流向克拉玛依后，外输北疆三大石化公司，即克石化、独石化、乌石化，新疆油田及玛湖地区原油外输流向规划详图 2.4-2、2.4-3。玛湖油田原油及伴生气流向规划详图 2.4-4、2.4-5。

图 2.4-2 新疆油田原油外输流向规划图

图 2.4-3 玛湖地区原油外输流向规划图

图 2.4-4 玛湖地区原油流向规划图

图 2.4-5 玛湖地区伴生气流向规划图

（4）地面工程建设模式

玛湖油田地面工程建设中，形成了“总体布局、骨架先行、分区集输、智能物联，五化建设”的地面建设模式。

统筹规划总体布局：站场、电力线、光缆、道路、管道统一布局，节约用地，打造玛湖形象工程示范区。

骨架工程先行实施：以站场为骨架，集输管线、通信光缆同沟敷设，管线、电力线伴行公路，与道路形成骨架廊带先行实施，实现压裂有水、钻井有电、行车有路。

分区集输集中处理：油气单井计量、区域脱水转输、集中处理分割，水区域分水复配，集中处理回注，处理能力梯级配置。

全面推行五化模式：标准化设计、工厂化预制、模块化施工、机械化作业、信息化管理。缩短工期 30%，降低投资 10%，地面建设管理水平大幅提升。标准化设计方面，形成标准化统一技术规定 1 套，采油井场、计量站、接转站标准化图纸 15 套，接转站定型图 2 套，处理站模块化定型图 4 套，一体化集成装置 3 套。全油田累计推广应用标准化井场 394 座、标准化计量站 73 套、接转站 7 座、处理站 1 座。玛湖油田标准化应用情况见表 2.4-3。

表 2.4-3 玛湖油田标准化应用情况

项目		应用标准化
井场	直井（口）	
	水平井（口）	
计量站	一体化自动选井计量装置（套）	
	单井计量一体化装置（套）	
接转站	混输站（座）	
	转油站（座）	
处理站	处理站（座）	

2.4.1.2 吉木萨尔页岩油上产工程

（1）工程概况

吉木萨尔页岩油在 2025 年达到 100 万吨以上，是新疆油田完成 2025 年 1580 万吨原油上产目标的重要支撑。吉木萨尔页岩油地区面临地面条件复杂，油田内多为农田、公益林和村庄，环保风险较大；单井产液变化范围大，原油

凝固点高，不同层位物性差异大，集输困难；采出液乳化严重，脱水难度大；已建系统无法满足加快上产生产需要等问题。急需开展页岩油地面工程建设，满足产能建设需要。

地面工程总体部署采油井口装置 312 口，闭集输至新建页岩油联合站，处理合格的页岩油与吉 7 井区净化油混合输至北三台油库；伴生气在联合站经处理成合格商品气后优先用于站内自用气多余部分进入集气管网；返排液在联合站处理后优先用于复配，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源（2022-2025 年页岩油开发新打井每年均 60 口以上，单井压裂用水 50000m^3，总用水量均 $300\times10^4m^3/a$ 以上；2022-2025 年压裂返排液量 130.52×10^4～$264.46\times10^4m^3/a$，2021-2025 年压裂用水量均大于压裂返排液量，可全部用于压裂液复配和注水）。

吉木萨尔页岩油地面建设主要工程量见表 2.4-4。

表 2.4-4 吉木萨尔页岩油地面建设主要工程量表

序号	项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	合计
（一）	工艺部分						
1	采油井口（口）						
2	单井计量装置/ 单井称重计量（座）						
3	混输站（座）						
4	页岩油原油处理装置（列）						
（二）	道路						
1	混输站及其它站内部道路（km）						
2	四级公路（km）						
（三）	配套						
1	混输站消防（套）						
2	供配电系统（套）						
（四）	物联网部分						
1	单井无线仪表						
2	混输站仪表						
3	页岩油原油处理装置（列）						

（2）布局规划

地面工程总体部署采油井口装置 213 座，油井密闭集输至新建页岩油联合站，处理合格的页岩油与吉 7 井区净化油混合输至北三台油库；伴生气在联合站经处理成合格商品气后优先用于站内自用气多余部分进入集气管网；返排液在联合站处理后优先用于复配，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源（2021-2025 年页岩油开发新打井每年均 60 口以上，单井压裂用水 50000m^3，总用水量均 $300\times10^4m^3/a$ 以上；2021-2025 年压裂返排液量 128.2×10^4～$155.5\times10^4m^3/a$，2021-2025 年压裂用水量均大于压裂返排液量，可全部用于压裂液复配和注水）。油气水流向规划见图 2.4-6，页岩油集油区布局见图 2.4-7。

图 2.4-6 页岩油油田原油流向规划图

图 2.4-7 页岩油集油区布局图

（3）技术难点及对策

①技术难点及特点

吉木萨尔页岩油井区地面条件复杂，地面工程系统依托条件差，给油藏规模效益开发带来了诸多技术挑战：

1）开发前期地面系统依托条件差，采出液采用拉运方式生产，运行成本高，伴生气放散量大；

2）页岩油小平台开发，产液变化范围大（生产前期液量大，后期递减较快），开发后期单井及区域产量不能满足已建集输系统最低输量要求；

3）油藏开发采用“水平井+体积压裂”非常规开发模式，原油乳化严重，常规原油及采出水处理工艺、药剂体系不能适应非常规油藏采出液处理；

4）非常规开发油田不采用常规水驱模式，原有的油水系统平衡被打破，新疆油田目前无压裂返排液采出水处理技术，压裂返排液处理成为新的难题；

5）油田内多为农田、公益林和村庄，涉及环境敏感点多。

②技术对策

为满足页岩油规模效益开发，新疆油田大力开展科研攻关，解决油藏开发技术难点，优化地面集输、处理流程。

1）大力推行标准化设计，规模应用橇装化、一体化设备，实现油田开发快速见产，满足油田开发节奏快，前期依托条件差、伴生气放散量大等问题；

2）结合页岩油地区相关油田的现状和发展需求，推广单井计量工艺、站区设备设施采用梯级配置，达到设施功能合理布局和效益最大化目标；

3）形成“分离+热化学沉降+电化学脱水”原油密闭脱水处理工艺；采用“高级氧化+混凝沉降+过滤”压裂返排液处理工艺，优选药剂体系，解决采出液处理难度大，常规处理工艺及药剂体系不适应问题；

4）结合压裂用水特点，针对体积压裂后不见油及见油返排液中胍胶的含量及回注处理难度，采取分级处理、分步利用的处置原则进行处理和循环利用。

5）充分发挥物联网先进技术水平优势，采用无人机航空摄影测量技术，辅助视频监控及安防系统；实现油区集中监控、及时响应，降低油区开发对环境敏感区污染的风险。

（4）地面工程建设模式

吉木萨尔地面工程建设中，形成了“专业一体、平台建设、布站减级、智能

物联、五化建设”的地面模式。

专业一体航测辅助：地质工程一体化，采用航空摄影测量技术辅助井位部署，降低油区开发对环境敏感区污染的风险。

平台建设集约用地：推进大平台建设，实现集约用地，降低征地费用。

油气混输二级布站：用平台井（计量）-混输站-处理站二级布站模式。

物联管控智能运维：中小型站场“无人值守，故障巡检，集中监控”，大型站场“少人值守，智能运行，集中监控”，助力实现百人百万吨管理，推进管理扁平化。

全面推行五化模式：标准化设计、工厂化预制、模块化施工、机械化作业、信息化管理。缩短工期 30%，降低投资 10%，地面建设管理水平大幅提升。

标准化设计方面，采油井场、计量站借鉴玛湖标准化设计成果，形成混输站标准化图纸 1 套，混输站定型图 1 套，处理站模块化定型图 5 套。全油田累计推广应用标准化井场 51 座、混输站 1 座，处理站 1 座。吉木萨尔页岩油标准化应用情况见表 2.4-5。

表 2.4-5 吉木萨尔页岩油标准化应用情况

项目	应用标准化
井场（口）	
单井计量一体化装置（套）	
混输站	
处理站	

2.4.2 老油气田

2.4.2.1 稀油老区稳产

（1）项目概况

“十四五”期间，除措施产能 100 万吨以外，稀油老区在西北缘新建产能 80.9 万吨、腹部新建产能 23.2 万吨、东部新建产能 209.8 万吨。

“十四五”稀油老区建产区块情况见表 2.4-6，“十四五”期间主要建产区块分别分布在采油一厂、重油公司和准东采油厂辖区，主要开发方式为水平井开发方式。

表 2.4-6 “十四五”稀油老区建产区块情况表

区域	二级单位	区块	开发方式	油井（口）	水井（口）	新建产能（万吨）					
						2021	2022	2023	2024	2025	合计
西北缘	采油一厂	红 831 井区	水平井+体积压裂	15							
		车 471 井区		14							
		车排 18 井区		13							
		车 43 井断块		22							
		车 471 井南		6							
		车峰 3		7							
		金龙 10 井区块		8							
		金龙 10 井区块	直井	8							
		合计		93							
	采油二厂	八区	水平井+体积压裂	31							
		530 井区		13							
		八 530		9							
		六七区		11							
		八区-1		3							
		二东区	加密	62							
		合计		129							
	重油公司	白 905 井区	水平井+体积压裂	5							
		白 909 井区		11							
		合计		16							
	百口泉采油厂	百 21 井断块	水平井+体积压裂	14							
		百 21	扩边	72							
		合计		86							
	风城油田作业区	夏 26-35	水平井+体积压裂	10							
		夏 27		7							
		合计		17							
	黑油山公司	CH302	扩边	19							
		合计		19							

区域	二级单位	区块	开发方式	油井（口）	水井（口）	新建产能（万吨）					
						2021	2022	2023	2024	2025	合计
	合计			360							
腹部	陆梁油田作业区	石南 21	直井、水平井+体积压裂	10							
		盐 131 井区		6							
		石南 21	直井	9							
		合计		25							
	石西油田作业区	莫北 2 井区扩边	水平井+体积压裂	7							
		莫北 2		4							
		石西 10 井区		4							
		石西 2	扩边	37							
		石 204	直井	19							
		盐 238 井区块	注水	23							
		石 607 井区块		10							
		合计		104							
	合计			129							
东部	淮东采油厂	康探 1P、T	直井	42	0						
		康探 2P、T		36	0						
		康探 3P、T		21	0						
		火烧山 H1-H2	水平井+体积压裂	26	0						
		沙丘 5T1j		17	0						
		阜东 5J2t		15	0						
		北 10J2t-2	直井注水	173	74						
		火烧山 H3		61	7						
		合计		391	81						
	吉庆油田作业区	吉 101 断块 P3wt12	水平井+体积压裂	30	0						
		吉 7 断块 J1b		19	0						
		吉 8 断块 P3wt22-2	直井	41	25						
		吉 8 断块 P3wt22-3		20	7						
		吉 006 断块 P3wt		11	1						

区域	二级单位	区块	开发方式	油井（口）	水井（口）	新建产能（万吨）					
						2021	2022	2023	2024	2025	合计
		吉 8 断块 P3wt11		10	4						
		合计		131	37						
	合计			522	118						
合计				1011	118						

（2）方案简述

结合稀油老区开发部署，对处理站和转油站进行能力平衡（见表 2.4-7、2.4-8），可以看出西北缘、腹部和东部稀油处理站能力均有富余，由于重油公司“十四五”期间稀油新建区块均为水平井+体积压裂方式开发，原油无法依托现有原油处理系统处理，需依托采油二厂 81#原油处理站附近的新建 81#处理站处理。除了采油二厂处理系统在峰值年份满负荷运转外，目前处理能力能够满足“十四五”期间稀油老区稳产原油处理需求。

表 2.4-7 稀油老区处理站能力平衡表

区域	厂区	处理站数量（座）	区域总能力（10^4t/a）	“十四五”峰值（10^4t/a）	富余能力（10^4t/a）
西北缘	采油一厂				
	采油二厂				
	百口泉采油厂				
	风城油田作业区				
	重油公司				
	黑油山有限责任公司				
腹部	石西油田作业区				
	陆梁油田作业区				
东部	准东采油厂				
	吉庆作业区				
备注	1、红山嘴联合站预计 2021 年改造为红山嘴油田原油处理站，不再具备转油功能。 2、2020 年~2021 年实施《采油二厂 51 号、81 号原油处理站密闭改造及原油稳定工程》，实施后 81#处理站常规水驱处理规模为 120×10^4t/a，51#原油处理站处理规模为 50×10^4t/a；2020 年实施《新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程》，实施后腹部区域原油处理设计能力 180×10^4t/a。 3、采油二厂 72#三采联合处理站主要处理化学驱采出液，本平衡表不涉及，在重大开发试验中详细论证。				

表 2.4-8 稀油老区转油站能力平衡表

区域	厂区	转油站数量（座）	区域总能力（10^4t/a）	区域现有负荷（10^4t/a）	“十四五”峰值（10^4t/a）	富余能力（10^4t/a）
西北缘	采油一厂					
	采油二厂					
	百口泉采油厂					
	风城油田作业区					
	重油公司					
	黑油山有限责任公司					
腹部	石西油田作业区					
	陆梁油田作业区					
东部	准东采油厂					
	吉庆作业区					

稀油老区稳产优先依托现有集输处理系统，对无法依托的准东采油厂北 10 区域井区和康探井区共 4 个新建稀油区块通过新建转油站 4 座，注水站 1 座，同时结合稀油处理站密闭改造工程，整体满足稀油稳产需求。

新建转油站、注水站的技术路线如下：

拟于在东部准东采油厂北 10 区块新建转油站 1 座，单站设计规模 100×10^4t/a（2750t/d）；在康探 1 区块新建转油站 1 座，单站设计规模 50×10^4t/a（1500t/d）；在康探 2 区块新建转油站 1 座，单站设计规模 50×10^4t/a（1500t/d）；在康探 3 区块新建转油站 1 座，单站设计规模 25×10^4t/a（750t/d）。在北 10 井区新建注水站 1 座，采用“集中注水，集中增压”的工艺流程。

图 2.4-8 准东采油厂新建站规划图

2.4.2.2 稠油老区稳产

（1）项目概况

根据地质部署，十四五期间，新疆油田在风城油田、九区、红浅地区采用SAGD、VHSD 和火驱的方式，规划实施 646 口井，实施产能 67.6 万吨，重要产能建设二个产能实施区进行建设规划，其他稠油老区开发均可依托已建的集输系统。稠油分区块的开发规划见表 2.4-9。

表 2.4-9 十四五稠油产能分区块部署表

方式	区块	井数/口	新建产能/10^4t	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
VHSD/HHSD	九 1-九 5（直）							
	九 1-九 5（水）							
SAGD	重 5							
	红一 4							
	六 1 区							
火驱	红浅火驱 J1b							
合计								

（2）方案简述

①九 1-九 5 区

九 1-九 5 区目前有采油井 3591 口，计量管汇 267 座，稠油处理站 1 座。91 号稠油处理站的原油脱水能力 85 万吨/年，采出水处理 20000m^3/d。

九 1-九 5 区已建注汽站 10 座，共计安装注汽锅炉 44 台，其中 23t/h 锅炉 43 台、130t/h 循环流化床锅炉 1 台，总注汽能力为 847×10^4t/a。循环流化床锅炉用水现由站内自备水处理系统供应，其他注汽锅炉用水由集中软化水站供应。

九 1-九 5 区十四五新增产能的系统能力平衡见表 2.4-10。

表 2.4-10 九 1-九 5 区各系统能力平衡表

序号	项目	单位	设计能力	目前运行负荷/%	新增负荷/%	平衡结果
1	原油处理	10^4t/a				
2	注汽系统	10^4t/a				
3	原油外输	10^4t/a				

十四五期间在九 1~九 5 区，新建油井 256 口、产能 18.7 万吨，主要分布在油区的西部加密区；结合稠油老区密闭集输改造工程，新建密闭接转站 5 座

（5000m^3/d），新建稠油伴生气处理站 1 座（5×$10^4$$Nm^3$/d），新建产能依托油区西部和北部的 2 两个密闭接转站。

图 2.4-9 九 1~九 5 区稠油规划总体布局图

②风城油田

风城油田超稠油 SAGD 开发目前有 SAGD 双水平井 245 对，计量管汇 33 座，原油接转站 1 座，SAGD 脱水站 2 座。风城油田 SAGD 原油高温密闭脱水能力 180 万吨/年，其中 SAGD 高温密闭脱水实验站 60 万吨/年（与风城 1 号稠油处理站合建）、风城 2 号稠油联合站 SAGD 处理系统 120 万吨/年，采出水处理依风城 1 号、2 号稠油联合站。

风城油田超稠油 SAGD 开发现有燃气注汽站 21 座，共安装 22.5t/h 注汽锅炉 45 台，燃煤注汽站 2 座，130t/h 循环流化床锅炉注汽站 3 台。锅炉用水为风城 1 号、2 号稠油联合站提供的清、污掺混水。

本次新开发的重 5、风重 010 和重 59 井区为 SAGD 开发新区，距离风城 2

号稠油联合站大于 10km，根据《新疆风城超稠油油藏侏罗系全生命周期开发方案》，该区块的处理依托风城 2 号稠油联合站 SAGD 处理系统，配套油区产能工程建设集输及系统工程。

风城油田 SAGD 开发十四五新增产能系统能力平衡见表 2.4-11。

表 2.4-11 风城油田各系统能力平衡表

序号	项目	单位	设计能力	目前运行负荷/%	新增负荷/%	平衡结果
1	原油处理(SAGD)	10^4t/a	180	92	28.7	+59.3
2	采出液换热(2 号站)	MW	140	96	27.35	+16.65
3	注汽系统(SAGD)	10^4t/a	835	751.5	171	-87.5
4	原油外输（总）	10^4t/a	400	180	28.7	+191.3

由能力平衡表可以看出：

1）原油处理及外输能力均可以满足新增原油处理需求。

2）注汽能力不满足，需要新建注汽锅炉。

3）SAGD 采出液换热能力不满足，根据《风城超稠油全生命周期方案》需要在新区配套建设集中换热站（一期 40MW）。

十四五期间在风城超稠油油田，新建油汽井 188 口、产能 28.7 万吨，主要分布在 SAGD 新区（重 5）；新建高温密闭接转站 2 座（5000m^3/d），集中换热站 1 座（40MW），原油脱水依托风城 2 号稠油联合站 SAGD 脱水系统。

图 2.4-10 风城油田稠油规划总体布局图

2.4.2.3 天然气加快上产

（1）项目概况

根据地质部署，十四五期间，天然气开发主要分布在克拉美丽、盆 1 井西、中佳和南缘井区。井区周边已建处理站有克拉美丽处理站、莫北转油站、石西天然气处理站和克 75 天然气处理站。

（2）方案简述

①能力平衡

十四五期间，天然气集气、处理及外输系统分区域进行建设。能力平衡见表 2.4-14。

表 2.4-14 天然气处理及外输能力平衡表

站名	所辖区域	设计规模（$\times10^4m^3/d$）	目前运行量（$\times10^4m^3/d$）	新增产量 $\times10^4m^3/d$	能力平衡
克拉美丽天然气处理站	克拉美丽气田探明未动用及周缘				
克拉美丽站~彩石线输气线					
莫北~石西气田气输气管线	前哨				
呼探 1 处理站	南缘				
呼探 1~克乌输气管线					

由能力平衡可看出：克拉美丽井区距离处理站约 15km，克拉美丽处理站可调整运行方式，启动浅冷装置满足处理需求，外输能力满足需求；南缘井区依托已建呼探 1 处理站无法满足需求，需新建处理和外输系统；盆 1 井西凹陷（前哨 2、石西 16）周边无可依托气田气处理装置，需新建集气、处理系统，外输系统可依托已建管线；中佳井区距离克 75 天然气处理站约 35km，周边未建设气田气处理装置，需新建集气、处理及外输系统。

②流向描述

十四五期间天然气新建产能流向如图 2.4-12 所示。

图 2.4-12 天然气新建产能流向图

（3）主要工程量

表 2.4-15 天然气加快上产主要工程量表

年份 / 工程量	单位	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	总计
采气井	口						
采气管线	km						
集气站	座						
处理站	座						
外输管线	km						

2.4.3 重大开发试验

2.4.3.1 新疆油田化学驱开发试验工程

2.4.3.2 八区下乌尔禾组油藏注气重大试验地面工程

2.4.4 储气库

2.4.5 储运及公用配套系统

2.4.5.1 原油管道规划

结合新疆油田 2019-2025 年油气产量产能规划与部署，原油输送管道能力

可满足新增产能需求。

表 2.4-34 “十四五”期间原油输送能力平衡表

原油管道名称	设计能力 10^4t/a		十四五期间输量范围 10^4t/a		能力平衡	备注
克乌 529	max	410	max			
	min	262.5	min			
克独三管/D377 合计	max	385	max			
	min	166.25	min			
百克线	max	325	max			
	min	143.5	min			
石克线	max	130	max			
	min	94.5	min			
石彩线	max	80	max			
	min	50.75	min			
彩火线	max	210	max			
	min	63	min			
火三线	max	180	max			
	min	89.25	min			
三化线	max	300	max			
	min	136.5	min			
王化线反输	max	250	max			

根据“十四五”期间原油输送能力平衡表，“十四五”期间新疆油田已建火三线任务输量低于管道最小输量要求，已建克独三管/D377 任务输量超过管道最大输量要求需采用加注降凝剂、减阻剂等措施满足管道原油输送需求，保证管道安全运行。此外，为满足乌石化停产检修期间原油储存需求，多余 34.88 万方库容需经王化线反输至王家沟油库，解决乌石化停产检修期间库容不足问题。

2.4.5.1.1 克独输油管道原油增输改造工程

、

2.4.5.1.2 克独三管改造工程

2.4.5.1.4 天然气管道规划

对天然气管道输送能力进行平衡，总体能力满足天然气 50 亿方的储输需求，产出天然气可用于油田生产和周边市场，冬季用气不足由呼图壁储气库调峰补充。

表 2.4-35 天然气能力平衡表

名称	冬季	夏季
供气量（亿方）		
配气量（亿方）		
平衡（亿方）		

2.4.5.1.5 储气库配气管网工艺改造工程

2.4.5.2 油库建设规划

根据库容能力平衡，十四五期间各油库整体满足正常生产需求。

2022 年克石化停产检修 60 天，西北缘满库的前提下，王家沟缺口 22.13 万吨，多余原油出疆销售。

2023 年乌石化停产检修 60 天，东疆区块无外输渠道，只能依靠北三台油库及乌石化协助存储（25 万吨），缺口达 34.88 万吨。东疆区块原油经王化线反输至王家沟油库，多余原油出疆销售。

表 2.4-36 库容能力平衡汇总（单位：万吨）

炼厂	检修年份	东疆	西北缘	王家沟	解决措施
乌石化	2023 年				
克石化	2022 年				
独石化	2023 年				

2.4.5.3 油气储运改造规划

2.4.5.3.1 克乌线外输泵适应性更新改造工程

2.4.5.3.2 油气储运系统自动化升级改造工程

。

2.4.5.3.3 交接计量系统完善工程

，

2.4.5.5 供水系统规划

2.4.5.6 供电系统规划

新区开发供电依托国家电网，110kV 及以下配电网建设紧密结合国家电网“十四五”规划，在开发前期与油田道路网同步建设，提高油田全生命周期开发效益。新区 110kV 网架采用双环网/单环网结构，满足 N－1 安全准则；10kV 配电网采用环网布局，随油田三、四级道路一次建成，满足油田一、二级电力负荷供电需求。

老区随着油田的开发建设，油田地面供配电系统需要逐步进行调整改造，新疆油田供配电系统受油田长期滚动开发影响，部分区块电力系统缺乏整体规划，长期未进行调整改造，部分已建电力工程经多年运行，存在供电能力不足，供电可靠性等问题，需要进行改（扩）建和改造。

表 2.4-40 供电系统规划项目主要工程量表

序号	项目名称	单位	主要工程量					
			小计	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
	油田供电							
一	110kV 输变电系统改造工程	座	2	1		1		
1	车排子 110kV 变电站第二电源工程	座	1	1				
2	彩南油田 110kV 输配电系统改造	座	1			1		
二	35kV 输变电系统改造工程	座	20		5	6	5	4
1	35kV 简易变电站双电源改造工程	座	14		3	4	4	3
2	35kV 变电站新建/整体改造	座	6		2	2	1	1
三	6（10）kV 配电网改造工程	km	3240		1376	568	656	640
1	西北缘油区 6kV 配电网升级改造工程	km	2480		1200	400	480	400
2	腹部油区 10kV 配电网升级改造工程	km	360		80	10^4	96	80
3	东部油区 10kV 配电网升级改造工程	km	400		96	64	80	160
四	输油泵站高压配电系统改造	座	6		2	1	1	2

2.4.5.7 道路系统规划

新疆油田是一个开发了 60 年的老油田，2002 年年产原油攀上 1000 万吨，随着油气田勘探开发力度的增大，配套道路系统建设、运行与维修已暴露出许多问题，骨干公路维修欠账较多，油区道路年久失修，路面破损严重，存在较

大的安全隐患，给油田开发生产造成了较大影响，急需进行必要的大修改造。

表 2.4-41 “十四·五”期间新疆油田道路大修计划

序号	年份	所属单位	道路大修项目	道路修复等级	道路里程（km）
1	2021-2022 年	采油一厂	红车拐地区主干道路（A、B 段）	三级	24
2	2022 年	采油一厂	红车拐地区主干道路（C 段）	三级	12
3		采气一厂	克拉美丽气田主干道路环网 A 段	三级	10
4	2023 年	采气一厂	克拉美丽气田主干道路环网 B 段	三级	19.6
5	2024 年	采油二厂	大沙河油田公路（K0+00→K8+780）段大修	二级	8.78
6	2025 年	准东采油厂	216 国道-李晓华联合站道路大修	二级	10
合计					84.38

2.4.6 管道与站场完整性管理

根据股份公司工作部署，十四五期间新疆油田将进一步完善体系、加强人员培训、研究配套技术，全面推广管道及站场完整性管理，保障地面系统本质安全。

到 2025 年实现：1）管道完整性管理覆盖率 100%；2）Ⅰ类站场完整性管理覆盖率 100%；3）双高管道治理率 100%；4）Ⅰ类管道失效率不高于 0.002 次/（千米·年）；5）Ⅱ类管道失效率不高于 0.01 次/（千米·年）；6）Ⅲ类管道失效率不高于 0.05 次/（千米·年）。

总体工程量见表 2.4-42。

表 2.4-42 新疆油田十四五规划总体工程量

类型	项目	工程量
支撑要素	体系	完善体系和组织机构、开展体系审核
	人员培训	每年组织 1 次公司级培训
	标准及配套技术攻关	小口径管道检测、管道修复标准化、站场综合评价、效能评价
管道	数据管理及分类	20396.9km，每年更新
	高后果区识别及风险评价	20396.9km，每年更新
	完整性评价	8275.7km
	维修维护	依据评价结论开展修复工作

	双高治理	治理“双高”管段 12 段 14.82km
	效能评价	完成 1 次效能评价，评价工作执行情况、质量及效果
站场	数据管理及分类	3602 座
	风险评价	大型站场 30 座
	检测分析	大型站场 49 座/工艺管道及储罐检测
	维修维护	工艺管道及储罐缺陷修复
	效能评价	完成 1 次效能评价，评价工作执行情况、质量及效果
合计		

2.4.7 数字化建设与精益生产

全面实施标准化、数字化智能化建设，大力推行生产方式、管理模式变革，做到油气田生产全面感知、自动生产、实时优化、预测预警、协同研究、一体运营、智能决策，最有效地利用资源、最大程度消除浪费，优化生产运行、持续提质增效，实现油气田开发绿色安全、高质量发展。

（1）标准化建设

大力推广应用一体化集成装置，推进小型站场标准化设计，完善大中型站场三维协同设计、数字化交付管理。新区建设全面推行“标准化设计、工厂化预制、模块化建造、组装化施工”建设模式，有效提升工程质量，缩短建设工期，大幅提升地面管理水平。

（2）数字化建设

结合公司信息化建设规划，编制数字化油气田建设方案，统一标准、统一规划、统一技术。积极推广物联网、云计算、大数据、人工智能等信息技术。全面推进管理创新，实现地面生产系统精益生产。积极推进“油公司”模式体制改革，优化劳动组织架构和生产组织方式。全面深化体制改革、强化机制保障。研究加快发展政策支持体系及对策。到 2025 年基本建成智能新疆油田。

（3）生产管理方式变革

按照“主营业务数字化智能化、共性业务集中共享化、辅助后勤业务市场化”的思路建设新型油田作业区。新区按照“四办+四中心”模式建设，老区加快转型改造，最终实现业务流程优化、机构组织精干、管理层级扁平（油田公司-新型油田作业区两级管理模式），用工总量大幅减少，效率效益大幅提升。

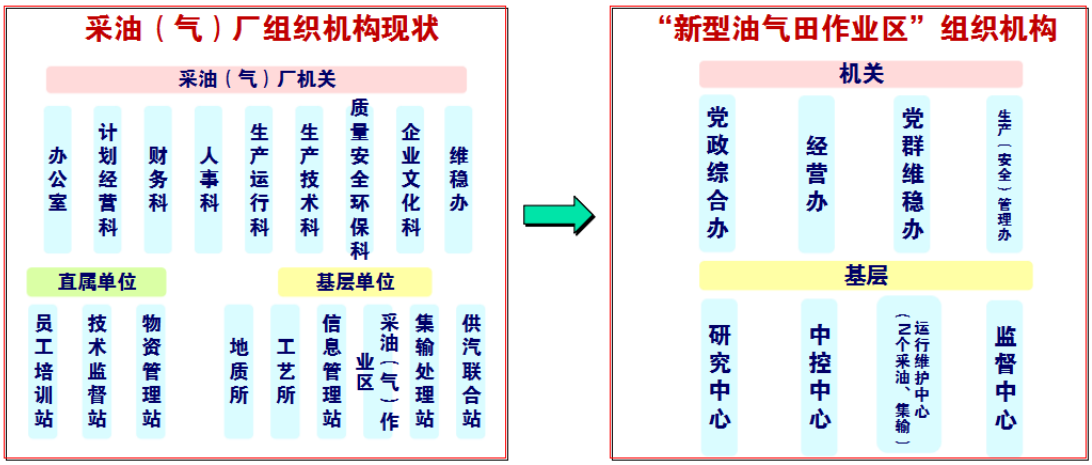


图 2.4-14 新型作业区建设模式图

2.4.8 科技开发和科技创新

“十四五”期间，在八个领域，规划攻关 2 项重大试验配套技术（股份公司级），20 项核心技术（油田公司级），促进地面工程持续创新发展。形成非常规油藏开发、高温高压油藏开发、重大开发试验、新能源开发等地面配套技术，总体上达到国内先进水平。加强完整性管理，标准化技术，油气密闭集输处理、含油污泥减量化和 SAGD 余热综合利用等环保节能技术研究，全面提高地面工程技术经济指标，实现地面工艺安全、环保、节能。

表 2.4-43 “十四五”期间研究课题计划表

攻关领域	攻关课题	研究内容	拟达到的技术经济及有形化成果指标
重大开发试验地面配套工艺技术研究与应用	CO_2 驱地面配套工艺技术	CO_2 长输管道工艺技术	
		CO_2 驱采出气回收与循环注入一体化技术	
		CO_2 驱采出流体集输处理工艺技术	
		CO_2 驱采出水处理工艺技术	
		CO_2 驱不同区块地面工艺设施防腐防垢技术	
	CO_2 吞吐地面配套工艺技术	大规模储层改造开发后期 CO_2 吞吐腐蚀结垢防护技术研究	
高温高压油气集输与处理技术研究与应用	高温高压油气集输技术	高温高压油气混输技术	
		集输管线固相沉积规律及防治技术	
		高压单井计量技术	
	高温高压油气处理技术	高温高压油气分离技术	
		原油脱水工艺技术	

攻关领域	攻关课题	研究内容	拟达到的技术经济及有形化成果指标
		天然气处理工艺技术	
油气田采出液/气集输与处理工艺技术研究与应用	稀油高效密闭脱水新技术	快速预脱水新技术	
		高效深度脱水新技术	
		高效破乳剂	
	常规稠油开发密闭集输及处理工艺技术	稠油密闭集输技术	
		压力脱水技术	
		大罐、敞口池 VOCS 治理技术	
	天然气处理运行优化技术	深冷工艺优化运行技术	
		深冷系统能量综合利用技术	
	非常规油藏开发地面配套技术	非常规油藏单井计量技术	
		非常规油藏原油低输量集输工艺优化技术	
		边缘井伴生气回收利用技术	
	模块化、标准化、橇装化技术	橇装化及一体化装置标准化技术	
油气储运及管道完整性管理技术研究与应用	管道完整性管理技术	管道失效分析技术	
		管道缺陷修复技术	
		内外检测数据对齐技术	
		低压薄壁管道完整性评价技术	
		小口径管道本体非开挖检测技术	
		管道效能评价技术	
		非金属管道完整性管理技术	
	站场完整性管理技术	站场系统评价技术	
		站场检测监测技术	
		站场效能评价技术	

攻关领域	攻关课题	研究内容	拟达到的技术经济及有形化成果指标
	智能化长输管道配套技术	长输管道数字化移交技术	
		长输管道大数据分析技术	
水处理及注水工艺研究与应用	提高注水系统效率技术	注水设备提效技术	
		注水管网优化技术	
	多体系压裂返排液处理及达标外排技术研究	胍胶体系压裂返排液达标外排技术	
		聚合物体系压裂返排液回注处理及达标外排	
	稠油高温采出水电化学深度处理技术	电化学除硅技术研究	
		电化学除盐技术研究	
	采出水、高含盐水外排工艺提标改造技术	电催氧化工艺对 COD 去除技术研究	
生产系统节能提效技术集成及应用	集输系统提效技术	油气集输系统能量分析及优化技术	
		SAGD 开发余热资源综合利用	
		火驱开发余热资源综合利用	
		零星天然气放空回收技术	
		天然气管网余压利用技术	
	配电系统提效技术	配电线路升压改造技术	
		线路布局优化技术	
	新能源应用技术	空气源热泵加热及采暖技术	
	能源管控技术	能耗数据采集技术	
		能耗数据分析评价技术	
油田三废处理利用技术研究与应用	含油污泥减量化对策研究	\	
新能源地面配套工艺技术研究	煤炭地下气化地面配套工艺技术研究	气化剂制备及注入工艺技术研究	
		粗煤气集输工艺技术研究	
		粗煤气净化处理工艺技术研究	

攻关领域	攻关课题	研究内容	拟达到的技术经济及有形化成果指标
		粗煤气综合利用技术研究	
		煤炭地下气化地面工艺设施防腐防垢技术	
	煤岩气地面配套工艺技术研究	煤岩气集输工艺技术研究	
		煤岩气净化处理工艺技术研究	

2.5 环保工程

深入贯彻习近平生态文明思想，牢固树立绿色发展理念，坚持“在保护中开发，在开发中保护，环保优先”的原则，健全环境治理责任体系，强化顶层设计，坚持源头预防、过程管控，严密防控生态环境风险，深入推进清洁生产、节能减排和绿色矿山建设，推动形成绿色发展方式，厚植公司高质量发展稳固根基。

发展目标：

（1）绿色矿山建设年度目标：力争 2021 年剩余 8 家单位进入全国绿色矿山名录，按环保指标持续完善。

（2）污染物达标排放目标：工业污水外排达标率 100%，工废气排放达标率 100%，固体废弃物合规处置率 100%。

（3）污染物排放总量控制目标：二氧化硫、氮氧化物年增长量分别控制在5%和 6%以内。“十四五”末 COD 排放量较 2020 年降低 1%以上，氨氮降低 18%以上。

（4）温室气体总量控制目标：控制目标为 1066 万吨 CO_2 当量。

（5）环境事件目标：杜绝发生 B 级及以上环境事件。

（6）环境监管能力建设目标：形成管理、监督、监测、监理一体化环境管理模式。

表 2.5-1 主要安全环保指标目标

指标名称	现行水平	绿色矿山	“十四五”末目标
集输系统密闭率（%）	21（稀油）	80	85
	19（含稠油）		80
原油稳定率（%）	25.2	80	85
伴生气集气率（%）	90.1	90	95

伴生气处理率（%）	97	90	90
采出水处理率（%）	100	100	100
井口水质达标率（%）	94.3	95	95
采出水回注率（%）	99.5	/	99.5
清水注水量占注水总量比率（%）	6	/	3

2.5.1 推动形成绿色低碳发展方式

推动形成绿色低碳发展方式是建设美丽中国的重要基石，推荐低碳循环工艺技术，新疆油田大力推行绿色矿山建设，不断替换现有高能耗设备，推广清洁能源。重点规划已列入“十四五”节能节水规划。

2.5.2 坚决打好污染防治攻坚战

（1）深化大气污染治理

实施燃气压缩机废气治理工程和油气集输处理系统密闭改造工程，进一步降低氮氧化物排放和 VOCs 排放，确保氮氧化物排放满足《锅炉大气污染物排放标准(GB13271-2014》表 1、表 2 及表 3 相关排放限值，VOCs 排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求。

（2）深化水污染治理

实施稠油采出水深度处理工程、压裂返排液处理达标外排工程和新疆油田稠油污水外排提标改造工程，解决新疆油田区域水量不平衡、污水回用率偏低、外排量大等问题。

（3）强化固体废物污染治理

“十四五”期间，油田将全力推进源头消减、过程管控，多措并举实现控减30%的目标实现含油污泥总量控减 30%的目标。在管理考核方面，要分析油泥来源，制定减量方案目标；制定含油污泥外交指标；建立实施油泥外交审批制度；按自编的油泥外交监测规范抽检；将油泥减量纳入 HSE 业绩严格考核。在运行管理方面，继续全面实行钻修井不落地；强化油泥脱水装置运行；实施含泥废液分类分质管控；推进管道完整性管理，减少管破发生。

2.5.3 加强温室气体排放管控

新疆油田“十四五”期间主要根据国家、集团对于温室气体排放工作的要求，按进度做好管控工作，开展碳交易政策法规研究，加强碳市场相关政策、碳市

场交易规则、碳资产管理相关工具专门性人才培养，提升碳排放、碳交易和碳市场建设能力储备，加强碳排放情况跟踪监测、及排放量分析，加大温室气体减量控排力度。

依托前述高耗能设备替换及发展清洁低碳能源项目实现温室气体减排，每年可减排温室气体 2.1 万吨 CO_2 当量。

2.5.4 加强生态保护与修复

“十四五”期间，将持续加强生态环境保护工作，开展土壤、地下水污染防治与修复工作，针对生态红线区域的生产设施升级管理。

（1）加强土壤和地下水污染防治与修复

新疆油田正在开展重点疑似污染地块土壤及地下水初步采样调查，共有 7 个重点疑似污染地块，将于 2020 年完成上述工作，届时将根据调查结果，开展土壤、地下水修复。

（2）强化生态红线区生产设施环保措施升级

2018 年，新疆油田完成卡拉麦里自然保护区 284 口油水井封井退出。目前，实验区内还有火-三线（12.4km）、彩-火线（22.4km）两条输油管道，已安装了管道泄漏检测系统，并定期开展管道内检测。2018 年 6 月，新疆油田针对保护区中两条输油管线开展环境影响后评价，结论为对生态环境影响很小。

“十四五”期间，将采取以下措施，进一步加强生态红线区内现有生产设施管理力度，确保无污染事故发生。①按照卡拉麦里山自然保护区的植被恢复管理要求，积极配合保护区选择当地植物对裸露地进行植被恢复，物种应以原有覆盖种为主；②进一步完善管道标志、标牌的修复工作，加强管道保护宣传工作。加强道路上运输风险物质车辆的管理，部分敏感路段做好限行和限速管理，降低外来交通事故对输油管线的不利影响；③对评估为高后果区的两段输油管线实施管道风险管理，及时制定检测计划，定期检测管道缺陷；④进一步完善风险防范措施及应急预案。

2.5.5 严密防控生态环境风险

对玛湖、吉木萨尔、南缘等新建产能滚动开发新增风险单元持续开展环境风险评估。加强百 21 作业区、风城采油一站等重大、较大风险单元防控措施落实，避免污染事故发生。同时，加大隐患排查力度，将风险评估与隐患排查治

理紧密结合，实现风险有效管控。

按时间节点，修订完善新疆油田公司及各二级单位环境突发事件应急预案，加强突发环境事件应急演练，并及时总结评估，查找应急设备、应急资源、应急队伍等方面差距，予以补充。

2.5.6 加强生态环境监控与监管

（1）加强生态环境监测能力建设

近年来，国家、集团对生态环境监测工作提出更高要求，而在当前大力实施“成本管控”背景下，未来 5 年环境监测人员数量不会发生明显变化，部分常规性监测工作将依托于第三方检测机构完成。“十四五”期间环境监测人员队伍在基本保持现有人员数量不变的情况下，大力提升技术人员的业务水平、扩展业务范围，主要包括开展土壤与地下水监测、温室气体监测、挥发性有机物（VOCs）等监测项目扩项，更新相关设备，逐步提升监测能力。

（2）加强生态环境监督能力建设

“十四五”期间，将进一步加大生态环境保护监督力度，为油田污染防治、建设项目合规管理等工作打牢基础。计划加强以下 2 个方面工作：

①加强公司、二级单位环境监督能力建设，加强在职人员培训力度，定期开展环境保护标准法律法规及审核员取证培训。

②加强建设项目环境监理工作，针对新疆油田“十四五”期间重点项目，实现环境监理全覆盖。

2.6 安全工程

深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述，认真落实国家、自治区、集团公司关于安全工作的各项部署要求，坚持体系建设主线不动摇，夯实双重预防机制，提升三个能力建设，严守四条红线，做好重点领域风险管控，为推动公司高质量、可持续发展保驾护航。

发展目标：杜绝一般 A 级及以上生产安全事故，遏制一般 B 级生产安全事故，减少一般 C 级生产安全事故，杜绝新发职业病，HSE 管理体系高质量运行，风险防控能力全面提升，推动安全管理由严格监管向自主化管理迈进。

主要指标：

（1）杜绝类指标：

——杜绝一般 A 级及以上工业生产安全、火灾事故（包括承包商）；

——杜绝一般 A 级及以上道路交通事故（负同等及以上责任）；

——杜绝新发职业病；

——杜绝违反“三同时”制度，擅自开工建设或者投入运行。

（2）控制类指标：

——属地管理职责范围内承包商车辆发生一般 A 级及以上道路交通事故（负同等及以上责任）；

——属地管理职责范围内发生负有责任的一般 A 级及以上非生产安全事故；

——重大隐患排查整改率 100%；

——特种设备注册、检验率 100%；

——职业健康体检率 100%。

2.7 节能节水工程

充分结合地面工程生产全流程，源头上抓严指标要求，实现工艺设计先进，设备选型高效，采用先进技术，健全能源管控；运行过程中优化用能设备总装机容量，提高工艺、设备运行负荷率，进一步优化综合用能水平，提高设备利用率和运行效率，实现降本增效。“十四五”期间在根据“十三五”技术开展效果基础上，对油田适用成熟的节能技术在老区油田推广应用，着重将围绕能耗精细化管理、清洁能源推广和设备提效 3 方面，建立能源管控的硬件、软件配置的标准和规范，达到提质增效的目标；同时加大新能源技术应用，重点推广热泵加热技术解决单井、计量站、转油站的冬季采暖和原油集输加热以及偏远站区和野外作业区的生活热水供应等问题；研究停用设备利旧，开展设备提效改造工作。

表 2.7-1 主要系统能耗指标目标

指标名称	现行水平	先进水平	目标值
原油生产单耗（含稠油）（kgce/t）			
原油生产单耗（稀油）（kgce/t）			
集输综合单耗（kgce/t）			
机采系统效率（稠油）（%）			

指标名称	现行水平	先进水平	目标值
注水系统效率（%）			
注汽锅炉热效率（%）			
注汽管道线热流密度（W/m）			
配电线路网损率（%）			

2.8 与相关规划的符合性及协调性分析

2.8.1 与国家层面相关规划、政策的符合性分析

2.8.1.1 与国家产业政策的符合性分析

本规划所涵盖的油田地面工程建设项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》第一类“鼓励类”第七项“石油、天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探及开采”，符合国家产业政策。本规划的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.1.2 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《国家“十四五”规划纲要》在第十一章 建设现代化基础设施体系 第三节构建现代能源体系中指出：有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产；第五十三章 强化国家经济安全保障 第二节 实施能源资源安全战略中指出：增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系；专栏 20 经济安全保障工程 02 油气勘探开发中明确：加强四川、鄂尔多斯、塔里木、准噶尔等重点盆地油气勘探开发，稳定渤海湾、松辽盆地老油区产量，建设川渝天然气生产基地。推进山西沁水盆地、鄂尔多斯东缘煤层气和川南、鄂西、云贵地区页岩气勘探开发，推进页岩油勘探开发。开展南海等地区天然气水合物试采。

新疆油田是新疆六大油田之一，也是疆内六大油田中历史最悠久，产能最

大的一个油田。新疆油田“十四五”地面工程发展规划主要目标中提出：以安全环保、提质增效为目标，增储上产，老区千万吨稳产、天然气满足稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。新疆油田西北缘区块有百口泉、采油二厂、采油一厂和重油公司四个作业区，共涉及玛北、艾湖、金龙和玛南四个井区，地处新疆准噶尔盆地西北缘地区西部目前新疆油田已建成环准噶尔盆地的一、二级路网骨架，油田道路与国道、省道连接形成较为完善的交通运输体系，环准噶尔盆地实现气源互补、灵活调配，平稳供气，能够满足“十四•五”期间天然气输送和应急储备需求。规划的吉木萨尔页岩油在2025 年达到 100 万吨以上，是新疆油田完成 2025 年 1580 万吨原油上产目标的重要支撑。

由此可见，新疆油田“十四五”地面工程发展规划与《国家“十四五”规划纲要》中的相关要求一致。

2.8.1.3 与《全国主体功能区划》符合性分析

2010 年 12 月 21 日，国务院发布了《国务院关于印发全国主体功能区划的通知》（国发[2010]46 号）。《全国主体功能区区划》是我国国土空间开发的战略性、基础性和约束性规划。

《全国主体功能区区划》将国土分为四类主体功能区：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。国家重点生态功能区示意图见图2.8-1、国家禁止开发区域示意图见图 2.8-2。

（1）优化开发区域——优化进行工业化城镇化开发的城市化地区（3 个）。国家层面的优化开发区域，包括环渤海地区、长江三角洲地区、珠江三角洲地区。

（2）重点开发区域——重点进行工业化城镇化开发的城市化地区（18 个）。包括冀中南地区、太原城市群、呼包鄂榆地区、哈长地区、东陇海地区、江淮地区、海峡西岸经济区、中原经济区、长江中游地区、北部湾地区、成渝地区、黔中地区、滇中地区、藏中南地区、关中—天水地区、兰州—西宁地区、宁夏沿黄经济区、天山北坡地区。其中新疆的天山北坡地区是以乌鲁木齐—昌吉为中心，以石河子、奎屯—乌苏—独山子三角地带和伊犁河谷为重点的空间开发

格局。

（3）限制开发区域——限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的农产品主产区，限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的重点生态功能区。

（4）禁止开发区域——禁止进行工业化城镇化开发的重点生态功能区。国家禁止开发区域包括国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家级风景名胜区、森林公园、国家地质公园等。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划涉及到的克拉玛依市、阜康市、石河子市、吉木萨尔县、呼图壁县是新疆重点开发区域中的国家级天山北坡地区，塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于新疆重点开发区域中的自治区级点状开发城镇；阿勒泰地区福海县属于新疆重点生态功能区范围中的国家级 阿尔泰山地森林草原生态功能区；吉木萨尔县还涉及新疆农产品主产区范围中国家级 天山北坡主产区。新疆油田规划属于矿产资源开发相关专项规划，规划发展不会影响以上主体功能区的功能定位和发展方向。个别区块在农产品主产区与重点生态功能区，但是只涉及油气开发建设，在 7.2.6.6 节提出了明确的农业耕地保护措施，主要包括：生活区不得设在耕地范围内、施工季节尽量避开农作物的生长和收割季节、靠近农业区设置的集中拉油点罐基础必须采用防渗措施、罐车拉油沿油区道路行驶，不得经过农业耕地等。

部分开发区域涉及新疆禁止开发区域中的魔鬼城风景名胜区、玛依格勒森林公园、新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区，新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区是自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）中的自然保护地核心保护区，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动。按照《新疆维吾尔自治区卡拉麦里山有蹄类野生动物保护区管理条例》（2017 年 7 月 1 日起实施），在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设原则上应部署在卡山保护区西侧和南侧边界缓冲地带 5km 以外。魔鬼城风景名胜区、玛依格勒森林公园严格落实自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号），自然保护地核心保护区内，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动；自然保护地核心保护区以外的

生态保护红线区域，允许对生态功能不造成破坏的已依法开展的勘查活动和开采活动，但不得再扩大勘查区块范围和采矿权用地范围。

因此新疆油田“十四五”地面工程发展规划与《全国主体功能区区划》基本相符。

2.8.1.4 与《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）符合性分析

依据《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）：在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。

2018 年，新疆油田完成卡拉麦里自然保护区 284 口油水井封井退出。目前，实验区内还有火-三线（12.4km）、彩-火线（22.4km）两条输油管道，已安装了管道泄漏检测系统，并定期开展管道内检测。2018 年 6 月，新疆油田针对保护区中两条输油管线开展环境影响后评价，结论为对生态环境影响很小。

“十四五”期间，将采取以下措施，进一步加强生态红线区内现有生产设施管理力度，确保无污染事故发生。①按照卡拉麦里山自然保护区的植被恢复管理要求，积极配合保护区选择当地植物对裸露地进行植被恢复，物种应以原有覆盖种为主；②进一步完善管道标志、标牌的修复工作，加强管道保护宣传工作。加强道路上运输风险物质车辆的管理，部分敏感路段做好限行和限速管理，降低外来交通事故对输油管线的不利影响；③对评估为高后果区的两段输油管线实施管道风险管理，及时制定检测计划，定期检测管道缺陷；④进一步完善风险防范措施及应急预案。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划新开地块没有涉及自然保护区的地方，符合《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）的要求。

2.8.1.5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、

扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；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；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。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划及规划环评中明确，减少占地对生态环境的影响；采出水经处理后优先用于复配压裂液，剩余部分作为注水水源；油气密闭集输在联合站处理成合格商品气后优先用于站内自用气多余部分外输；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）在就近的现有或新建联合站污泥贮存场暂存，委托有资质单位处置，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。伴生气处理率现状为 90.1，规划达到 95%。采出水回注率现状和规划均达到 99.5%。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）中提出：

（1）各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。

（2）油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。

（3）规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护地、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划是新疆油田公司编制的油气开发相关专项规划，在规划编制的过程中就委托我单位开展相应的编制此规划环境影响报告书，并上报新疆维吾尔自治区生态环境厅进行审查。

本规划环评重点就新疆油田“十四五”地面工程发展带来的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，同时结合新疆油田所涉及区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护地、生态保护红线管控等要求，提出了维护生态系统完整性和稳定性的措施，明确要求无条件避让生态保护红线和自然保护地，分析了制约新疆油田发展的资源环境制约因素，从环境保护角度对新疆油田“十四五”地面工程规划提出了优化调整建议，给出了预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实了新疆维吾尔自治区“三线一单”的管控要求，对吉木萨尔页岩油上产工程分析了水资源利用上限。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划开展的本次规划环评正是新疆油田对《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）的落实和执行。

2.8.1.7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

本规划与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）相符性分析详见表 2.8-1。

表 2.8-1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本规划	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本规划符合国家产业政策，依法办理相关勘探开发手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 SHE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 SHE 要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	新疆油田各开发地块的供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	新疆油田根据各开发区块油藏地质情况，选用相应适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	做到边开采，边治理，钻井期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	新疆油田根据各开发区块油藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、道路、集输管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	各钻井采用环境友好型水基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	目前新疆油田所有区块伴生气均不含硫化氢，曾经出现过个别单井出现硫化氢的情况均采取了关井措施。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	新疆油田各开发区块的钻井期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合

序号	规范内容		本规划	是否相符
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	新疆油田各开发区块回收伴生气资源，钻井期泥浆循环利用；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；油泥砂交由有资质的单位无害化处置	符合
		中高渗透油藏伴生气综合利用指标不低于90%，低渗透-特低渗透油藏不低于70%	新疆油田的伴生气处理率现状为97%，规划为99%	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥交由有资质的单位无害化处置，处置率100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油100%回收	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油100%回收	符合

2.8.1.8 与《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》符合性分析

根据自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861号）：

（1）纳入生态保护红线内的自然保护地，分为核心保护区和一般控制区两类管控区域，自然保护地以外的生态保护红线区域，与自然保护地一般控制区的管控规划相同；

（2）自然保护地核心保护区内，允许以下勘查、开采活动：油气已依法设立的探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，发现可供开采油气资源的，不得从事开采活动。

（3）自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，允许对生态功能不造成破坏的以下调查、勘查和开采活动：油气已依法设立的探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，发现可供开采油气资源的，不得从事开采活动；油气已依法设立的采矿权不扩大用地

范围，继续开采活动，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销。

目前新疆自治区的生态保护红线和自然保护地未最终划定发布，根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发[2021]18 号）中生态保护红线的叠图分析，新疆油田按照目前已经获得采矿权的范围，有个别区域位于生态保护红线内。

对现状涉及卡拉麦里自然保护区实验区的火-三线（12.4km）、彩-火线（22.4km）两条输油管道提出了明确的防控措施，其他开发活动已经全部清退，并正在办理相关区块新的采矿权。

新疆油田已经开发建设多年，本次规划及规划环评要求严格按照最终划定的自然保护地范围，依据自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）中的相关要求进行落实：

①自然保护地核心保护区内已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，并办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，发现可供开采油气资源的，不得从事开采活动；

②自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，发现可供开采油气资源的，不得从事开采活动。已依法设立的采矿权不扩大用地范围，继续开采活动，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销。

2.8.2 与自治区层面相关规划、政策的符合性

2.8.2.1 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》符合性分析

《新疆自治区“十三五”规划纲要》第五篇 推动工业强基增效和转型升级 提升新型工业化发展水平 第一章中指出“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，

提升油气供应保障能力。”

新疆油田是中石油在新疆历史最悠久，产能最大的一个油田，新疆油田“十四五”地面工程发展规划的主要目标就以安全环保、提质增效为目标，增储上产，老区千万吨稳产、天然气满足稳产的需要，加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘油气田建设，促进油气增储上产。因此本规划完全符合《自治区“十四五”规划纲要》的要求。

2.8.2.2 与《新疆生态功能区划》符合性分析

《新疆生态功能区划》于 2004 年 8 月正式发布。根据生态系统服务功能、区域生态环境敏感性的空间分布特征，提出了新疆生态功能区区划方案，全疆分为 5 个生态区、18 个生态亚区和 76 个生态功能区，见图 1.5-2。

新疆油田开发区块所在区域主要涉及 1 个生态区，5 个生态亚区，8 个生态功能区，具体见表 1.5-2。

新疆油田规划建设首先避让新疆自治区的生态红线范围，属于矿产资源开发相关专项规划，规划发展不会影响以上生态功能区的主要生态服务功能，也不会加重以上生态功能区现有生态问题，符合《新疆生态功能区划》中的相关要求。

2.8.2.3 与《新疆环境保护“十三五”规划》符合性分析

《新疆环境保护“十三五”规划》提出的规划具体目标：全区空气质量好于Ⅱ级的天数比例达到 65%(AQI)；城镇集中式饮用水水源地水质达标率达到 91%，主要监测河流Ⅰ-Ⅲ类水质断面比例达到 94%以上。土壤及辐射环境质量保持良好。

全区化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物等主要污染物排放总量控制在国家下达的指标范围内。

城市污水处理率达到 90%以上，县城污水处理率达到 80%以上；城市生活垃圾无害化处理率达到 90%以上，县城生活垃圾无害化处理率达到 60%以上，乡村生活垃圾 80%以上得到有效处理。工业废水、废气排放稳定达标率和工业固体废物综合利用率明显提高。

生态环境得到有效管控，主要生态环境功能区环境功能有所恢复，主要生态系统的稳定性有所增强。农村环境保护全面加强，环境质量得到改善，基本

达到小康社会目标要求。

重金属、危险废物和危险化学品及核与辐射各种环境风险、隐患得到全面监控，各类危废得到规范有效处置，环境应急响应和处置能力显著增强，环境风险管控能力和水平全面提升。

建成与生态文明建设相适应的环境保护法律、制度体系，行成高效的环保新体制和机制。环境管理、监测统计、执法监督、环境信息化等能力显著提高。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划结合老油气田开发建设过程中存在各类环境，从油气开发总体部署和规划方案中综合考虑各类环境保护问题的解决，保证解决旧问题，不增新问题。按照油气开发总体部署，在规划方案中对老油气田地面系统提出整体优化方案，尤其重点规划了 VOCs 治理工程和废水处理工程。在规划层面提出了专门的环保工程，详见 2.5 节。制定了明确的环境发展目标，详见表 2.5-1，并从绿色低碳、污染防治攻坚、温室气体管控、生态保护与修复等十四五角度进行了规划。

通过本次规划环评的开展，制定了评价指标体系，对新疆油田所处区域从自然资源、大气环境、水环境、声环境、土壤环境、固体废物、风险防范、基础设施、环境管理等方面制定了清晰的指标，并经过指标体系可达性分析，均可以在“十四五”末期实现目标，规划环评在第 7 章分别从水环境（含地表水和地下水）、声环境、固体废物、大气环境、土壤环境、生态环境、环境风险等保护角度进一步论述分析，以便更快更好地实现 2.5 节提出的环境保护目标，更有效地指导新疆油田“十四五”地面工程规划实施过程中生态环境保护工作的同步开展。

因此，新疆油田“十四五”地面工程发展规划及本次规划环评的开展，可以更好地助推自治区“十四五”环境质量改善的目标实现。

2.8.2.4 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

结合新疆独特的自然地理状况和新时期跨越式发展的需要，《新疆主体功能区规划》将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域；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；按层级，包括国家和自治区两个层面（其中：国家层面主体功能区是《全国主体功能区规划》从我国战略全局出发划定的，自治区层面主体功能区是按要求在国家层面以外的

区域划定的）。兵团各团场的主体功能定位遵照所在县（市）的主体功能执行。

（1）重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区。国家层面重点开发区域主要指天山北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，涉及乌鲁木齐市、克拉玛依市、石河子市、奎屯市、昌吉市、乌苏市、阜康市、五家渠市、博乐市、伊宁市、哈密市（城区）、吐鲁番市（城区）、鄯善县（鄯善镇）、托克逊县（托克逊镇）、奇台县（奇台镇）、吉木萨尔县（吉木萨尔镇）、呼图壁县（呼图壁镇）、玛纳斯县（玛纳斯镇）、沙湾县（三道河子镇）、精河县（精河镇）、伊宁县（吉里于孜镇）、察布查尔县（察布查尔镇）、霍城县（水定镇、清水河镇部分、霍尔果斯口岸）等 23 个县市，自治区层面重点开发区域主要指库尔勒市（城区）、尉犁县（尉犁镇）、轮台县（轮台镇）、库车县（库车镇）、拜城县（拜城镇）、新和县（新和镇）、沙雅县（沙雅镇）、阿克苏市（城区）、温宿县（温宿镇）、阿拉尔市（城区）、喀什市、阿图什市（城区）、疏附县（托克扎克镇）、疏勒县（疏勒镇）、和田市、和田县（巴格其镇）、巩留县（巩留镇）、尼勒克县（尼勒克镇）、新源县（新源镇）、昭苏县（昭苏镇）、特克斯县（特克斯镇）、乌什县（乌什镇）、柯坪县（柯坪镇）、焉耆回族自治县（焉耆镇）、和静县（和静镇）、和硕县（特吾里克镇）、博湖县（博湖镇）、温泉县（博格达尔镇）、塔城市（城区）、额敏县（额敏镇）、托里县（托里镇）、裕民县（哈拉布拉镇）、和布克赛尔蒙古自治县（和布克赛尔镇）、巴里坤哈萨克自治县（巴里坤镇）、伊吾县（伊吾镇）、木垒哈萨克自治县（木垒镇）等 36 个县市内点状分布的承载绿洲经济发展的县市城关镇或重要工业园区，

（2）限制开发区域的农产品主产区，即耕地较多、农业发展条件较好，尽管也适宜工业化城镇化开发，但从保障农产品安全以及永续发展的需要出发，必须把增强农业综合生产能力作为发展的首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化与城镇化开发的区域。新疆国家级农产品主产区包括天山北坡主产区和天山南坡主产区，共涉及霍城县、察布查尔县、伊宁县、精河县、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁、吉木萨尔县、奇台县、吐鲁番市、鄯善县、托克逊县、哈密市、库尔勒市、尉犁县、轮台县、库车县、拜城县、新和县、沙雅县、阿

克苏市、温宿县、阿拉尔市等 23 个县市。

限制开发区域的重点生态功能区，即生态系统脆弱或生态功能十分重要，资源环境承载能力较低，不具备大规模高强度工业化城镇化开发的条件，必须把增强生态产品生产能力作为前提条件，从而应该限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的区域。新疆重点生态功能区包括：3 个国家级重点生态功能区（享受国家的重点生态功能区政策）———阿尔泰山地森林草原生态功能区、塔里木河荒漠化防治生态功能区、阿尔金山草原荒漠化防治生态功能区，涉及到 29 个县市，9 个自治区级重点生态功能区———天山西部森林草原生态功能区、天山南坡西段荒漠草原生态功能区、天山南坡中段山地草原生态功能区、夏尔西里山地森林生态功能区、塔额盆地湿地草原生态功能区、准噶尔西部荒漠草原生态功能区、准噶尔东部荒漠草原生态功能区、塔里木盆地西北部荒漠生态功能区、中昆仑山高寒荒漠草原生态功能区。涉及 24 个县市。

（3）禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区。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开发区域，新疆自治区级禁止开发区共 63 处。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划与新疆主体功能区划分总图的位置关系见图 2.8-3、与新疆禁止开发区域分布图的位置关系见图 2.8-4。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划涉及到行政区主要包括克拉玛依市、塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、阿勒泰地区福海县、昌吉州吉木萨尔县、阜康市、呼图壁县、石河子市，其中克拉玛依市、阜康市、石河子市、吉木萨尔县、呼图壁县是新疆重点开发区域中的国家级天山北坡地区，塔城地区和布克赛尔蒙古自治县属于新疆重点开发区域中的自治区级点状开发城镇；阿勒泰地区福海县属于新疆重点生态功能区范围中的国家级 阿尔泰山地森林草原生态功能区；吉木萨尔县还涉及新疆农产品主产区范围中国家级 天山北坡主产区。新疆重点生态功能区以保障生态安全和修复生态环境，提供生态产品为首要任务，

不断增强水源涵养、水土保持、防风固沙、维护生物多样性等提供生态产品的能力，同时因地制宜的发展资源环境可承载的适宜产业，引导超载人口逐步有序转移，新疆农产品主产区在自治区具有较大食物安全保障意义，需要在国土空间开发中限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，在资源环境可承载范围内，发展优势产业或特色经济，以保持并提高农产品生产能力的区域。新疆油田规划属于矿产资源开发相关专项规划，规划发展不会影响以上主体功能区的功能定位和发展方向。个别区块在农产品主产区与重点生态功能区，但是只涉及油气开发建设，在 7.2.6.6 节提出了明确的农业耕地保护措施，主要包括：生活区不得设在耕地范围内、施工季节尽量避开农作物的生长和收割季节、靠近农业区设置的集中拉油点罐基础必须采用防渗措施、罐车拉油沿油区道路行驶，不得经过农业耕地等。

部分开发区域涉及新疆禁止开发区域中的魔鬼城风景名胜区、玛依格勒森林公园、新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区，新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区是自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）中的自然保护地核心保护区，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动。按照《新疆维吾尔自治区卡拉麦里山有蹄类野生动物保护区管理条例》（2017 年 7 月 1 日起实施），在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设原则上应部署在卡山保护区西侧和南侧边界缓冲地带 5km 以外。魔鬼城风景名胜区、玛依格勒森林公园严格落实自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号），自然保护地核心保护区内，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动；自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，允许对生态功能不造成破坏的已依法开展的勘查活动和开采活动，但不得再扩大勘查区块范围和采矿权用地范围。

因此新疆油田“十四五”地面工程发展规划与《新疆主体功能区规划》基本相符。

2.8.2.5 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

,

应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。

5）在全自治区总体生态环境管控要求的基础上，根据七大片区的区域特征、发展定位和突出生态环境问题，明确各区域差别化的总体生态环境管控要求。

2、相符性分析

（1）目前新疆自治区的生态保护红线和自然保护地未最终划定发布，根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发[2021]18 号）中生态保护红线的叠图分析，新疆油田规划区域，有个别区域位于生态保护红线内。

新疆油田已经开发建设多年，规划区域涉及到新疆“三线一单”生态管控空间中生态保护红线的概况见表 2.8-2。

表 2.8-2 新疆油田规划区域涉及“三线一单”的生态保护红线概况表

序号	生态保护红线类型	涉及规划区域
1	准噶尔盆地南缘沙地沙化防控与防风固沙生态保护红线	
2	准噶尔盆地东部生物多样性维护与防风固沙生态保护红线	
3	天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线	

随着新疆维吾尔自治区“三线一单”管控要求的发布、生态保护红线和自然保护地的进一步优化调整和落地，取得采矿权的地块必须严格按照自然资源部

国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）的要求落实。生态保护红线是生态安全环境的底线，随着生态红线和自然保护地的划定明确，新疆油田即使获得了采矿权的项目，选址和用地都需要详细核实，必须首选避让，在严格保障生态安全的前提下合理界定新疆油田的各项开发活动，需要深度细致的分析和沟通，确保生态保护与资源开发活动的协调发展。

新疆油田采矿权所涉及区块与生态保护红线位置关系图见图 2.8-6。

（2）环境质量底线

本规划为石油天然气开采项目。采出水依托就近或新建的联合站处理达标后回注油藏，正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。含油污泥等危废依托有资质的单位回收、处置，固废能得到合理规范处置。

油田开发区块涉及的环境功能区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区或 3 类区标准，项目区占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

经本次环评的环境质量现状调查显示，项目区域环境质量总体满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本规划开发建设过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗不会超出区域负荷上限。规划现有工程占地均为工业用地，新增永久用地性质主要是未利用地，土地资源消耗符合要求。

总之，本规划开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本规划的建设符合

国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 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）的通知》（新发改规划[2017]1796 号）文规定，本规划中只有克拉美丽气田、滴水泉、滴 20#、彩南、彩 508#涉及福海县，福海县属于 28 个国家重点生态功能区县（市）中的阿尔泰山地森林草原生态功能区，但不属于产业准入负面清单中所列产业。

综上所述，本规划符合新疆维吾尔自治区“三线一单”的要求。

2.8.2.6 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

本规划与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性见表 2.8-2。

表 2.8-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析一览表

序号	要求	本规划	相符性
1	煤炭、石油、天然气开发环境保护工作，实行全面规划、保护优先、预防为主、污染防治与生态保护相结合的方针，坚持谁开发谁保护，谁受益谁补偿，谁破坏谁恢复，谁污染谁治理的原则。	本规划提出：牢固树立绿色发展理念，坚持“在保护中开发，在开发中保护，环保优先”的原则，健全环境治理责任体系，强化顶层设计，坚持源头预防、过程管控，严密防控生态环境风险，深入推进清洁生产、节能减排和绿色矿山建设，推动形成绿色发展方式，厚植公司高质量发展稳固根基。本次规划环评按照全面规划、保护优先、预防为主、污染防治与生态保护相结合的方针，坚持谁开发谁保护，谁受益谁补偿，谁破坏谁恢复，谁污染谁治理的原则，分别从水环境（含地表水和地下水）、声环境、固体废物、大气环境、土壤环境、生态环境、环境风险等保护角度进一步论述分析，以便更快更好地实现 2.5 节提出的环境保护目标，更有效地指导新疆油田“十四五”地面工程规划实施过程中生态环境保护工作的同步开展。	相符
2	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。	对现状涉及卡拉麦里自然保护区实验区的火-三线（12.4km）、彩-火线（22.4km）两条输油管道提出了明确的防控措施。 新疆油田已经开发建设多年，现在已经取得采矿权的地块有 42 块。随着新疆维吾尔自治区“三线一单”管控要求的发布、生态保护红线和自然保护地的进一步优化调整和落地，取得采矿权的地块有部分涉及生态保护红线。生态保护红线是生态安全环境的底线，随着生态红线和自然保护地的划定明确，新疆油田即使获得了采矿	相符

序号	要求	本规划	相符性
		权的项目，选址和用地都需要详细核实，必须首选避让，在严格保障生态安全的前提下合理界定新疆油田的各项开发活动，需要深度细致的分析和沟通，确保生态保护与资源开发活动的协调发展。	
2	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计、同时施工、同时投产使用。	本次规划环评要求进行区块项目开发时，开展工程环境监理，并制定环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度。	相符
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本规划严格落实中石油 SHEQ 管理措施，平整井场；规划所涉及区域属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。 事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	相符
4	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。	本次规划环评制定了生态保护和恢复治理方案，开展生态环境恢复治理工作。	相符
5	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。	本次规划环评要求项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。现状各项目未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，较好地考虑了清洁生产的要求，属于清洁生产先进企业。	相符
6	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。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	规划要求使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，无钻井废水外排，井下作业废水经红山嘴联合站处理达标后，全部回注地层；落地油 100%回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	相符
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本规划环评要求伴生天然气尽量回收利用，具备密闭集输、天然气回收利用条件的必须回收利用，实在不具备条件的的采用伴生气充分燃烧放空。	相符
8	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	本规划要求项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措	相符

序号	要求	本规划	相符性
	体。	施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	本次规划环评要求钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	相符

2.8.2.7 与《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》符合性分析

本规划与《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133 号）相符性分析详见表 2.8-6。

表 2.8-6 与《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》相符性分析

序号	文件要求		本规划	相符性
1	明确环境保护责任，规范油气田开发行为	油气田开发建设项目的建设运营单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理的责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。 各二级单位的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。	相符
2		严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处，凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件，报地州市环保局审批；凡属于环境影响	中国石油新疆油田分公司已组织整理“一张图”。目前井区建设工程内容位于“一张图”范围内的就属于老区块开发建设，位于“一张图”范围外，属于新区块开发建设。	相符

序号	文件要求		本规划	相符性
		评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的羊位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。		
3	严格落实环境保护“三同时”制度	针对部分油气田开发企业存在的“边建边投、未验先投”环境违法行为开展专项清理。各油气田开发业主单位高度重视，认真开展自查，清理违法行为，对自查中存在“未批先建、未验先投”环保违法行为的项目，主动接受行政处罚，尽快完善环保手续；确属“分期建设”的，应制定实施分期建设、分期工环保验收的整改方案，严格落实各项环境保护措施，依规合法生产运营。整改方案须明确整改完成竣工环境保护验收时间，已投产项目原则上须于 3 个月内完成竣工环境保护验收。自查报告和整改方案及开发建设及环评范围“一张图”于 9 月 30 日前同步上报。	新疆油田的很多区块开发项目是都滚动式开发，多是边建边投，要求按照分期建设的分期验收，不得长期未验在产。	相符
4		对属于整体开发的油气田开发区域，支持以整体开发建设项目报批环评文件，并结合油气田开发特点明确分期开发建设、分期投产的范围、时限及产能规模等，根据时限安排进行竣工环境保护验收和投运，从源头预防和杜绝违反“三同时”制度的环保违法行为。	本次规划环评提出，整体开发的油气田开发区域，以整体开发建设项目上报环评文件，严格按照有关要求履行“三同时”制度。	相符
5	开展环境影响后评价工作	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。各油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，	本次规划环评的评价对象只是“十四五”5 年的规划，满 5 年后必须重新进行规划及规划环评。对于开发区块项目而言，提出满 5 年须组织开展环境影响后评价工作。	相符

序号	文件要求		本规划	相符性
		推动油气田开发建设绿色高质量发展。		

2.8.2.8 与《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》（征求意见稿）符合性分析

《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》（征求意见稿）提出的重点任务为：

（1）大力提升油气勘探开发力度，保持油气产量稳步提升

新疆自治区作为全国油气资源供应基地之一，深入贯彻落实习近平总书记关于大力提升油气勘探开发力度的重要批示指示精神，坚持规模、效益、科学勘探。加快落实油气勘探开发“七年行动计划”。“十四五”期间，新疆自治区油气当量达到 7500 万吨。

①加大油气勘探力度。重点加强含油气盆地的地质勘查，加强老油气区的新领域深度挖潜。加大塔里木盆地、准噶尔盆地和吐哈盆地勘探力度，以南缘冲断带、顺北、库车新区等为勘探核心，落实储量规模。勘探战略准备塔西南山前等，加快落实储量资源。“十四五”期间，新增石油探明地质储量 16.1 亿吨，到 2025 年原油地质储量达到 79.6 亿吨。新增天然气探明地质储量 1.1 万亿立方米，到 2025 年天然气地质储量达到 3.84 万亿立方米。

②加强油气产能建设。在确保自治区内油气生产基地稳定产能的基础上，加大投资力度提高油气产能建设。强化已开油气田稳产，加大克拉 2、英买力、塔河、玛河等老油气田的综合治理，重点实现产量稳中有升；有序开展新区建设，加快博孜-大北、顺北、南缘等新区域新建产能，实现资源良性接替。到 2025 年，原油产量达到 3562 万吨；常规天然气产量达到 514.7 亿立方米。

勘探开发重点项目中产能建设：准噶尔盆地实施玛湖地区 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油 200 万吨上产工程、南缘 100 万吨建产工程。塔里木盆地实施塔北-塔中原油根据地富满油田集中建产；加快克拉-克深和博孜-大北两大新区产能建设；实施塔河油田稳产工程、顺北油田上产工程。

新疆自治区油气资源生产主要集中在新疆油田、塔里木油田、吐哈油田和西北油田等。新疆油田助推自治区“十三五”期间全区累计完成原油产量 13621 万吨，年均增长率 2.3%；累计完成天然气产量 1617 亿立方米，年均增长率

5.3%，保持了石油和天然气资源产量的稳步提高。新疆油田疆内六大油田中历史最悠久，产能最大的一个油田，新疆油田“十四五”地面工程发展规划的发展目标为：2021-2025 年是新疆油田加快发展阶段，油气产量快速增长。到 2025 年油气当量 2007 万吨，其中，原油产量达到 1550 万吨，天然气产量达到 57.1 亿方，年均油气当量增长 81.8 万吨。地面工程以安全环保、提质增效为目标，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划是自治区油气规划完成上产目标的重要支撑，符合《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》（征求意见稿）中的相关要求。

2.8.2.9 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（征求意见稿）符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（征求意见稿）中总体布局指出：按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘查开发区域布局划分为环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑-阿尔金十个勘查开发区。环准噶尔能源资源勘查开发区。行政区主要包括阿勒泰地区南部、昌吉州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。区内重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提供 3-5 个油气远景区，圈定 8-10 个油气区块；加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地 3-4 处。有序开发准东、准南等地区煤炭、煤层气资源，形成煤层气勘查开发基地 3-5 处。环塔里木能源资源勘查开发区。行政区主要包括巴音郭楞蒙古自治州、阿克苏地区、克孜勒苏柯尔克孜自治州、喀什地区、和田地区的山前地区及沙漠腹地。区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天

然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城-库车等大型油气田基地建设。开展塔里木西南缘、东北缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，提供勘查开发基地 3-5 处。加大库拜煤田及周边区域焦煤、肥煤等特殊煤种勘查，力争 2025 年新增资源量 1 亿吨。加强罗布泊钾盐深部勘查，新增钾盐资源量 2000 万吨。

东准噶尔能源有色金属勘查开发区。行政区主要包括昌吉州东北部、哈密北部地区。重点加强巴里坤县三塘湖-淖毛湖盆地油气资源勘查开发，新增煤层气资源储量 100 亿立方米，合理、有序、规模化开发煤层气、煤炭资源。加快黄羊山石墨矿勘查开发，加大双泉-腾龙岭一带金矿的勘查，提交大中型矿产地 3-5 个，新增金资源量 20 万吨。

重点勘查开采矿种：石油、天然气、页岩气、煤层气、煤、地热等能源矿产，铁、锰、铜、镍、钴、铅锌、锂、铍、金等金属矿产，以及钾盐、萤石、硅质原料等非金属矿产。

石油、天然气属于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（征求意见稿）中的重点勘查开采矿种，新疆油田所涉及开发区域均位于矿产总体布局中的油气矿产资源勘查开发区域，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》（征求意见稿）中的相关要求。

2.8.3 与水污染防治行动计划的符合性分析

《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17 号）总体要求：以改善水环境质量为核心，按照“节水优先、空间均衡、系统治理、两手发力”原则，贯彻“安全、清洁、健康”方针，强化源头控制，水陆统筹、河海兼顾，对江河湖海实施分流域、分区域、分阶段科学治理，系统推进水污染防治、水生态保护和水资源管理。工作目标：到 2020 年，全国水环境质量得到阶段性改善，污染严重水体较大幅度减少，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水污染加剧趋势得到初步遏制。

《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发[2016]21 号）提出：以贯彻落实国务院《水污染防治行动计划》为基础，以保护和改善水环境质量为核心，按照“节水优先、空间均衡、系统治理、两手发力”原则，贯彻“安全、清洁、健康”方针，强化源头防控，城乡统筹、水陆

统筹、河湖兼顾。到 2020 年，全区水环境质量进一步改善，污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定，全区水生态环境状况继续好转。到 2030 年，力争全区水环境质量继续改善，水生态系统功能明显恢复。到本世纪中叶，生态环境质量全面改善，生态系统实现良性循环。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划中设专节规划了节水工程，贯彻节水优先的理念，通过对老油气田整体系统的优化升级，进一步梳理和完善了整个新疆油田的废水处理系统，提高废水处理达标保证率和中水回用率，强化了源头控制，不往地表水直接排放任何废水，加强地下水污染防治措施，确保区域地下水环境达标，符合国家及新疆自治区的“水十条”中相关要求。

2.8.4 与大气污染防治行动计划的符合性分析

《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37 号）提出要求：（1）全面整治燃煤小锅炉。加快推进集中供热、“煤改气”、“煤改电”工程建设，到 2017 年，除必要保留的以外，地级及以上城市建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉，禁止新建每小时 20 蒸吨以下的燃煤锅炉；其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。在供热供气管网不能覆盖的地区，改用电、新能源或洁净煤，推广应用高效节能环保型锅炉。（2）推进挥发性有机物污染治理。限时完成加油站、储油库、油罐车的油气回收治理，在原油成品油码头积极开展油气回收治理。（3）深化面源污染治理。综合整治城市扬尘。加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工，建设工程施工现场应全封闭设置围挡墙，严禁敞开式作业，施工现场道路应进行地面硬化。渣土运输车辆应采取密闭措施，并逐步安装卫星定位系统。

《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发[2014]35 号）提出要求：（1）分区控制，加大重点区域污染防控力度。继续做好乌鲁木齐区域（乌鲁木齐市、昌吉市、阜康市、五家渠市）大气污染联防联控工作，并在奎屯—独山子—乌苏区域、克拉玛依市、石河子市、库尔勒市分别设立自治区级大气污染联防联控区。其他地区根据大气主要污染物特征及影响因素，突出抓好城市区域大气污染防治。国家和自治区大气污染联防联控区域内燃煤锅炉要执行大气污染物特别排放限值。（2）实施燃煤锅炉整治。

加快热力和燃气管网建设，通过热电联产、集中供热等工程建设，到 2017 年底，除必要保留的以外，全区城市建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉，禁止新建每小时 20 蒸吨以下燃煤锅炉。（3）推进挥发性有机物污染治理。推广使用水性涂料，鼓励生产、销售和使用低毒、低挥发性溶剂。积极推进加油站、储油库和油罐车油气回收工作，在 2014 年底前完成全区所有加油站、储油库和油罐车油气回收治理。（4）加大城市扬尘综合整治力度。加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划紧扣新疆油田发展过程中及未来规划发展中的各类大气污染，制定了明确的污染防治措施，重点关注依托的燃煤锅炉可行性、施工扬尘治理、挥发性有机物的污染防治，通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，继续削减 VOCs 无组织排放。遵循“应收尽收、分质收集”的原则，科学设计废气收集系统，将无组织排放转变为有组织排放进行控制。建立企业 VOCs 环境管理信息台账。符合国家及新疆自治区的“气十条”中相关要求。

2.8.5 与土壤污染防治行动计划的符合性分析

《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发[2016]31 号）提出要求：（1）明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域。（2）加强对矿山、油田等矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要及时督促有关企业采取防治措施。

《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发[2017]25 号）提出要求：（1）自 2017 年起开展以农业用地、土壤环境重点行业（有色金属矿采选、冶炼，石油开采、加工，化工、焦化、电镀、制革、危险废物处置等）企业用地为重点的全区土壤状况详查工作，合理确定调查点位，有针对性地开展次啊杨、分析和评价。（2）加强对矿山、油田等矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决进行查处，并及时督促有关企业采取有效防治措施消除或减轻污染。

新疆油田“十四五”地面工程发展规划及规划环评从源头控制、过程控制、跟踪监测等方面进行土壤污染防治，建立土壤污染隐患排查治理及监管制度，监测结果纳入自治区生态环境厅土壤环境管理系统并向社会公布。编制土壤环境重点监管地块的土壤污染防治责任书，明确主体责任。符合国家及新疆自治区“土十条”中相关要求。

3 环境现状调查及评价

3.1 区域环境概况

3.1.1 自然环境概况

3.1.1.1 地理位置

根据规划，规划区域大体分为四个区块，主要为西北缘区块、腹部区块、东部区块及南缘区块。从行政区域来看，本次规划区块主要涉及克拉玛依市、阿勒泰地区福海县、昌吉回族自治州（呼图壁县、吉木萨尔县、阜康市）、塔城地区和布克赛尔县、石河子市。规划各区块地理位置见图 3.1-1。

表 3.1-1 规划各区块所属主要行政区域情况

规划区块	二级单位	所属行政区域
西北缘区块	采油一厂、采油二厂、重油开发公司、百口泉采油厂、风城油田作业区、黑油山有限责任公司、新港公司、红山公司	
	规划玛湖油田开发工程	
腹部区块	陆梁油田作业区、石西油田作业区	
	采气一厂（克拉美丽气站）	
东部区块	准东采油厂、吉庆作业区	
	规划吉木萨尔页岩油上产工程	
南缘区块	呼图壁储气库作业区	
	采气一厂（玛河气站）	

3.1.1.2 地形地貌

（1）克拉玛依市

克拉玛依市地形呈斜条状，南北长，东西窄，西北高，东南低，绝大部分地区为戈壁滩，在海拔 500m 以下，平均海拔 400m 左右，最低点在艾里克湖，海拔 250m 左右。市区西部有加依尔山、青克斯山；北边有阿拉特山；中部、东部地形开阔平坦，向准噶尔盆地中心倾斜；南部独山子为山名，哈萨克语称“玛依套”，意为“油山”，地处独山子中西部，海拔 1283m，独山子区由此而得名。

（2）和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县北部多山地丘陵，南部为准噶尔盆地一部分，总的地势是西北高，东南低，地形地貌复杂多样，有山地、丘陵、谷地、平原、荒漠等。最高点为北部的赛尔山木斯套峰，海拔 3835 米，最低点为南部的玛纳斯湖，海拔 249 米。其中沙漠地貌，地表为未固定—半固定沙丘，地面海拔一般为 380m～450m，地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大。沙丘呈长垄状，以南北走向为主，地势呈北高南低，沙梁高度一般为 150m～30m，沙梁宽度一般 20m～100m 不等。

（3）福海县

福海县呈南北狭长状，位于乌伦古湖下游冲积平原，地形总趋势为北高南低，呈阶梯递降。地形标高为 496~550m 之间，总的地势由东北向西南倾斜，地势较平坦，沿河两岸阶地发育最多可见四级阶地，Ⅰ~Ⅳ级阶面分别高出河床 2、5、42、138m，除Ⅰ级阶地外，其他均为基座阶地。额尔齐斯大断裂整体上将县境分为北部山区和南部平原两个地貌单元。山区地貌又可分为高山带、中山带、低山带，山前冲积—洪积平原丘陵，平原可分为两河间平原、河谷平原和沙漠。最高点吾土布拉格达板，海拔 3175m，最低点禾姆沙漠，海拔 350m，由北而南依次分布有山地、丘陵、戈壁、平原、沙漠等几种地貌。

（4）吉木萨尔县

吉木萨尔县地势南北高、中间低，地貌可分为南部山区、中部平原、北部沙漠三种类型。南部山区为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。

（5）阜康市

阜康市地貌特征由南向北可划分为南部山区、中部平原、北部沙漠三个单元。

①南部山区占全市土地总面积的 15.5%；海拔 700~5445 米，属天山山脉，主脉东西走向，海拔 5445 米的博格达峰屹立于群峰南侧；海拔 2800 米以上为高山区，终年积雪，孕育着发达的现代冰川，是阜康市各条河流的发源地；海拔 2800~1700 米为中山带，是阜康市天然林区及主要夏牧场；海拔 1700~700 米为前山丘陵地带，富含矿藏。

②中部平原区占全市土地总面积的 19.3%；海拔 700~450 米，由各河流冲积、洪积而成，地势由东南向西北倾斜，平均坡度 2.5%，该区地势平坦，土层较厚；

③北部沙漠区为古尔班通古特大沙漠的一部分，海拔高度 450~800 米。

（6）呼图壁县

呼图壁县位于天山北麓山前冲积洪平原，准噶尔盆地南缘的冲洪积扇的下部，地形南高北低，坡降约 2%。区内地势平坦。境内地形大致可分为三部分，南部为高山、丘陵，平均海拔 2400m，占总面积的 31.6%；中部为冲积平原，海拔在 460~700m 之间，土壤肥沃，土层厚度 0.5~10m，倾斜坡降率 0.05~3%，是农作物种植区，占总面积 43.2%；北部为沙漠地带，海拔在 360~460m 之间。

（7）石河子市

石河子市南高北低，南北海拔高度相差悬殊，南部山区最高海拔达 5242m，北部沙漠最低处海拔 246m，平均每公里落差为 17.84m，局部地形比较复杂，从南到北大致可分为 5 个地形带：南部为高山区，有冰山雪峰、云杉林海，山沟牧草丰茂；从天山主体近脚到低山带，是山前河谷平原区，由于金沟河、宁家河的水流切割，使山中平原形大小不等的 4 块，即博尔通古、西戈壁、东湾和西地，海拔高度约 800m～1400m；出了低山带便是玛纳斯河、宁河、金沟河、巴音沟河的 4 大河流冲积扇区，与扇缘相接自东至西是地下水资源腹心区，海拔约 400m 左右；北是老沙湾区，即河流归宿点，海拔高度约 300m 左右；最北是准噶尔沙洲。

3.1.1.3 气候与气象特征

（1）克拉玛依市

克拉玛依市地处沙漠边缘，深居欧亚大陆腹地，远离海洋，属典型大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒。冬夏两季时间漫长，春秋季时间短，多大风，强度大。春季气温下降迅速。气温年变化大，日变化剧烈，全年平均气温 8.4℃，一月最冷，平均-13℃，七月最热，平均 26.9℃，年较差 39.9℃。日照时间长，光照充足，年平均日照时数 2716.4 小时，蒸发量大，年蒸发量可达 3000mm 左右，降水量少且分布不均，年降水量只有 150mm 左右。

克拉玛依大风春季最多，秋季次之，年平均大风 76 天，最大风力 12 级。夏季由于冷空气势力减弱，所以大风很少；冬季由于冷空气下沉，存在较强的

逆温层，所以冬季大风也很少。克拉玛依风向频率 NW 方位最高为 19%，WSW 风向频率最低，为 1%，劲风频率为 22%。

表 3.1-2 克拉玛依市气象数据统计表

项目		单位	数量	特点
气温	年平均气温	℃		
	极端最高气温			
	极端最低气温			
	一月平均气温			
	七月平均气温			
	年差温度			
	日较差温度			
	≥35℃酷热日	日/年		
风	主导风向			
	主导风风频	%		
	最大风速	m/s		
	年均风速			
	春季平均风速			
	冬季平均风速			
	年平均大风日数	天		
日照	年照时数	h		
	年日照率	%		
年降水量		mm		
年最大积雪		cm		
年蒸发量		mm		
湿度	年均相对湿度	%		
	夏季相对湿度			
	冬季相对湿度			
气压	夏季大气压	HPa		
	冬季大气压			
无霜期		天/年		

项目	单位	数量	特点
沙暴日数或浮尘			
雷暴日数			
最大冻土深度	cm		
干旱指数	度		
雾天数	天		

（2）和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县位于准噶尔盆地西部的古尔班通古特沙漠，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季气温变化快，最冷和最热月平均气温达到-20.8℃～27.7℃，极端最高气温达 42.3℃，极端最低气温达到-34.5℃，年平均气温为 7.6℃，年平均相对湿地为 53%，年平均风速为 2.6m/s，年平均主导风为 NE，频率为 13%。最大积雪厚度达到 140mm，年蒸发量为 2590.7mm，年平均降水量达到 26.2mm。

表 3.1-3 和布克赛尔蒙古自治县气象数据统计表

名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	
	最热月平均	℃	
	极端最高	℃	
	极端最低	℃	
	年平均	℃	
相对湿度	冬季	%	
	夏季	%	
	年平均	%	
平均风速	冬季	m/s	
	夏季	m/s	
	年平均	m/s	
主导风及频率	冬季	%	
	夏季	%	
	年平均	%	

名称		单位	数值
极大风速及风向	风速	m/s	
	风向	\	
最大积雪厚度		mm	
最大冻土深度平均值/极值		cm	
年蒸发量		mm	
大气压力	冬季	102pa	
	夏季	102pa	
降水量	一日最大值	mm	
	历年平均值/极大值	mm	
	年降水天数平均值/极大值	d/a	

（3）福海县

福海县位于古尔班通古特沙漠腹地，属于温带干旱荒漠地区，年积温3000℃～3500℃，年平均降水量 70mm～150mm，年蒸发量在 2000mm 以上，年日照时数 2800h 左右。年平均气温在 4℃～9℃之间，月平均气温在 0℃以下的时段达 5 个月之久（11 月～3 月）。1 月平均气温在-10℃～-20℃之间，7 月平均最高气温（7～8 月）在 28℃～33℃左右。全年主导风向为 N、NE，频率为 10%～15%，每年 9 月至次年 3 月多为东北风，风力最高可达 10 级。大风天气以春季居多。

表 3.1-4　福海县气象数据统计表

项目		单位	数值	项目		单位	数值
气温	最冷月平均气温	℃		相对湿度	冬季相对湿度	%	
	最热月平均气温	℃			夏季相对湿度	%	
	极端最高气温	℃		大气压力	冬季	kPa	
	极端最低气温	℃			夏季	kPa	
	年平均气温	℃		最大积雪厚度厚度		mm	
降水量	一日最大值	mm		最大冻土深度平均值/极值		cm	
	一小时最大值	mm		地下土壤温度	-0.8m 处历年平均值	℃	
	年降水天数平均值/极值	d/a			-1.6m 处历年平均值	℃	
风	冬季平均风速	m/s		雷暴日数		d/a	

项目		单位	数值	项目		单位	数值
速	夏季平均风速	m/s		沙暴日数		d/a	
	年平均风速	m/s		年蒸发量		mm	
	年最大风速	m/s		地震烈度		度	
	年主导风向	\					

（4）吉木萨尔县

吉木萨尔地处欧亚大陆的腹地，远离海洋属典型的温带大陆性干旱气候。其特点为：日照充足，热量丰富，气温变化大，降水少，蒸发大，气候干燥；春季增温快，此时多风，多冷空气入侵；夏季干热；秋季凉爽；冬季寒冷漫长。

表 3.1-5 吉木萨尔气象站常规气象项目统计（2001-2020 年）

统计项目		统计值
多年平均气温（℃）		
累年极端最高气温（℃）		
累年极端最低气温（℃）		
多年平均气压（hPa）		
多年平均水汽压（hPa）		
多年平均相对湿度（%）		
多年平均降雨量（mm）		
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	
	多年平均雷暴日数（d）	
	多年平均冰雹日数（d）	
	多年平均大风日数（d）	
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		
多年平均风速		
多年主导风向、风向频率（%）		
多年静风频率（风速≤0.2m/s）（%）		

（5）阜康市

阜康地处中温带大陆性干旱气候区，四季分明，光照充足，热量丰富。境内随地貌单元的变化，温度差异明显，大致分为三个气候区：

①南部山区：年平均气温 2.54℃，降雨量 323—530 毫米之间，年均无霜期

为 140 天左右，≥10℃年积温为 2634℃。

②中部平原：年平均气温 6.6℃，年极端最低气温有 44%的年份出现于 1 月，历年极端最低气温—37℃；年极端最高气温有 48%的年份出现于 8 月上、中旬，日最高气温≥35℃；平均日较差 12.7℃，平均年较差 42.2℃；≥5℃的期日数为 204 天，年积温为 3631℃，≥10℃的期日数为 232 天，年积温为 3788℃，多年平均无霜期为 174 天，年均降水量 186 毫米，年均蒸发量 2064 毫米，日照百分率为 70%，年总辐射量为 133.8 千卡/平方厘米，年生理辐射为 64.3 千卡/平方厘米，全年以西风、偏西风为主，年平均风速 2.4 米/秒。

③北部沙漠：年平均气温 5.9℃，≥10℃的年积温 3519℃，年均无霜期 155 天，年均降水量 145 毫米，年均蒸发量 2292 毫米。

（6）呼图壁县

呼图壁县位于欧亚大陆中心带，处于中纬度西风带控制之下，属中温带大陆性气候。县境内海拔高度相差较大，南北地区的气候有明显差异。县境内的低山、平原和沙漠地区属中温带，南部中山和高山地区属寒温带。中温带即海拔 1500m 以下的低山、平原和沙漠地区。中温带有明显的四季之分。由于南北高差和下垫面的不同，气象要素有明显的差异。有干旱、干热风、冻害、霜冻、大风和冰雹等灾害。

表 3.1-6 呼图壁县气象数据统计表

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
年平均气温	℃		年降水量	mm	
极端最高气温	℃		年平均蒸发量	mm	
极端最低气温	C		最大冻土深度	cm	
年主导风向	/		无霜期	d	
年平均风速	m/s		年平均气压	hPa	

（7）石河子市

石河子市地处亚欧大陆腹部，远离海洋，冬冷夏热，光照充足，雨量稀少，气候干燥，夏季昼夜温差较大，属北温带大陆性干旱气候。一年春、夏、秋、冬四季分明，冬长夏短，春风多、雨水少。

表 3.1-7 石河子市气象数据统计表

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	
	最热月平均	℃	
	极端最高	℃	
	极端最低	℃	
	年平均	℃	
设计计算用采暖期天数	日平均温度≥30℃天数	d/a	
	日平均温度≤5℃天（日平均温度）	d/a（℃）	
	日平均温度≤5℃起止日期	日/月	
相对湿度	最冷月	%	
	最热月	%	
平均风速	冬季	m/s	
	夏季	m/s	
	年平均	m/s	
极大风速及风向	风速/标准风压	m/s/Pa	
	风向	\	
最大积雪厚度	厚度/雪荷	mm/Pa	
最大冻土深度	平均值	cm	
地下土壤温度	-0.8m 处历年平均值	0C	
	-1.6m 处历年平均值	0C	

3.1.1.4 水文水系

（1）克拉玛依市

克拉玛依市境内只有流经或入境河流，河流的发源地不在市域范围内。克拉玛依境内水系主要是天山北麓中段水系的白杨河下游、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河下游；艾比湖水系的奎屯河独山子段。境内河流为流程短、水量小的季节河，包括：白杨河、克拉苏河、达尔布图河、玛纳斯河等；有两处湖泊：艾里克湖和小艾里克湖；有六座水库：白杨河水库、白碱滩水库、黄羊泉水库、风城水库、三坪水库和阿依库勒（西月潭）水库。

（2）和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县有过境河流白杨河、和布克河 2 条主要河流。

白杨河发源于额敏县境内的乌日可下亦山及赛米斯台山的南山坡，白杨河是和布克赛尔蒙古自治县最大的一条过境河流，流经铁布肯乌散乡、那仁和布克牧场，由北向南注入克拉玛依市境内，最后流进艾里克湖。和布克河位于准噶尔盆地西北边缘的和布克赛尔蒙古自治县境内，发源于和布克河流域的西北部山地，河流长 49.9km，集水面积 3336 km^2。

（3）福海县

福海县境内流经有额尔齐斯河和乌伦古河两大水系以及乌伦古湖。额尔齐斯河是我国唯一一条流入北冰洋的内陆河，发源于富蕴县阿尔泰山南坡，河流全长 4248 公里，在中国境内 546 公里，流域面积 5.7 万平方公里；乌伦古河是一条自东向西流的较大河流，发源于中国境内的阿尔泰山东段南麓，河流全长 725km，穿越福海县境内有 199.6km。乌伦古湖位于中国新疆阿勒泰地区福海县境内，是新疆仅次于博斯腾湖的第二大内陆湖泊，南北宽约 30 千米，东西长 35 千米，湖水面积 827 平方千米。

（4）吉木萨尔县

吉木萨尔县主要有大小河流 10 条，自西向东分别为二工河、西大龙口河、小龙口河、新地沟、水溪沟、渭户沟、东大龙口河、吾塘沟、贡开沟、白杨河等。河流源头多接冰川，以山区降水量为主要补给源，河流径流具有明显的季节性变化。其中二工河河流全长 71km，流经西旱地、西台子、乏马塘、老台、仰坝、西地，终于十八亩地，汇水面积 201km^2。西大龙口河流全长 72km，汇水面积 250km^2。小龙口河上游段称为渭户沟河，河流全长 55km，汇水面积 64km^2。水溪沟河，上游段称新地沟河，河流全长 61km，汇水面积 112km^2。东大龙口河发源于博格达山的喀同嘎依达坂、石窑子达坂，河流汇水面积 165km^2。

（5）阜康市

阜康市有七条河流，自西向东为：水磨河、三工河、四工河、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河，各河流均发源于市境内天山北坡。水源主要依赖高山冰川和积雪融化及大气降水补给。

（6）呼图壁县

呼图壁县有呼图壁河和军塘湖河。

（7）石河子市

石河子市境内有四条较大河流，分别是玛纳斯河、宁家河、金沟河、巴音沟河，均发源于天山山区。

规划区域水系详见图 3.1-2。

3.1.1.5 水文地质概况

（1）克拉玛依市

克拉玛依市地下水化学类型较为单一，属于 SO_4－Cl－Na－Mg 型高矿化度水，区域地下水动态的变化除受气候条件中的降水入渗制约外，还受山区河流出山后大量入渗补给地下水，渠系引水和灌溉水入渗补给地下水、盆地中部地下水浅埋区强烈的蒸发浓缩和植物蒸腾以及人工开采地下水等诸多因素的影响。包气带岩性为粉质粘土，渗透系数 1.15×10^{-5}cm/s，且连续分布，具有较高的阻水性和防渗性能，可对水污染物起到一定的阻渗作用，在一定程度上防止对浅层地下水的污染。

（2）和布克赛尔蒙古自治县

区域石炭系到三叠系水化学剖面为正向型。这是由于陆西二叠系、三叠系地层不整合接触，深部高矿化度地层水沿不整合面向上部运移，受浅层地层水以及大气淡水影响，矿化度降低，形成正向水化学剖面。三叠纪到侏罗纪，整个石西地区水化学剖面皆为反向型侏罗系主要发育 NaHCO3 水型，反映了侏罗系是地层水的强烈交替地带，燕山运动使三叠系与侏罗系之间形成不整合面，长期遭受雨水冲刷淋滤，形成一个地层水的自由运动面，在上覆地层沉积后，低矿化度的 $NaHCO_3$ 型水向上渗入，致使矿化度自下而上，呈逐步升高的趋势。所以，燕山运动不仅为流体运移提供了动力，而且，其产生的大量张性断层成为深部高矿化度地层水向上运移的通道，使矿化度逐步增大。

（3）福海县

福海县的地下水分布较为分散，地形地质状况差异大，地下水分布情况各不相同，河谷地带及下游三角洲平原地区地下水补给量较大，埋深相对较浅，含水层多由疏松的砂和砂石组成，厚度 10m 以上。县境地下水动储量约 0.6 亿 m^3，北部山区有温泉多处，其中阿拉善温泉最著名。福海县境内地下水类型有第四系孔隙潜水和第三系孔隙裂隙层间水，第四系冲–洪积孔隙潜水，地下水位埋深明显受灌溉季节的影响，一般在 5～8 月份灌水期间潜水位为 7～10m，10 月份停灌后，地下水位下降 0.1～1m。潜水水力坡度 1～2‰，地下水渗透系数

K 值为 13.79～26.98m/d，涌水量 2.03～15.5L/s，地下水的化学类型以碳酸氢根离子、硫酸根离子、钙离子、钠离子为主，矿化度小于 1g/L，水质良好。

（4）吉木萨尔县

吉木萨尔县地处准噶尔中新生代盆地南缘与北天山博格达古生代造山带接合处的吉木萨尔前陆盆地南侧冲断带内。主要出露地层有上二叠统、下三叠统及第四系中更新统冰碛、上新统风积、洪积、全新统冲积、洪积等。受后期区域构造的影响，地层岩性遭受变形和破坏，岩石构造、裂隙发育，为地下水的赋存提供储水空间，岩层的富水性弱。根据出露地层岩性、岩石结构、构造以及地下水赋存、运移和空间的不同，将工区划分了中高山带基岩裂隙水、低山丘陵带孔隙水、山前戈壁砾石带孔隙潜水、山间盆地孔隙水等四类含水单元。中高山带基岩裂隙水主要分布在博格达中山区，石碳系、二叠系岩石构成，断裂、裂隙发育，储水空间良好，由于降水充沛，赋存大量构造裂隙水及风化裂隙水，是山前、盆地、平原区地下水丰富补给源；低山丘陵带孔隙水主要分布在吉木萨尔县低山丘陵一带，该型地下水主要接受河水、大气降水补给，地下水交替缓慢，地层中硫酸盐矿物易溶解，故水质较差；山前戈壁砾石带孔隙潜水主要分布在山前断裂至洪积扇前缘之间，岩相分带显著，扇后缘为粗粒相的砾卵石，逐渐向下游扇前缘变为中粒相砂砾石，过渡到平原区为细粒相沉积物；山间盆地孔隙水是受东西向断裂控制形成一个断陷积水盆地，蕴藏着丰富的第四系砂砾石孔隙水，水质较好，适宜人畜饮用和农田灌溉。

（5）阜康市

阜康市地下水按分布地区及埋藏情况可划分为裂隙水区、潜水区和承压水区。裂隙水区位于基岩地区，在高山带由冰川消融水渗漏形成地下潜流，在中下游通过裂隙流出补给河水；在中山带地下水多呈泉流形式补给河流；在低山丘陵带，二迭系砂岩裂隙十分发育，裂隙泉较多。潜水区位于冲积洪积平原内，地下水埋藏深度由南向北逐步变浅，矿化度逐渐增高，由碳酸盐性水渐变为硫酸盐性水或氯化物性水。其含水层颗粒由上部（山前）卵砾石渐变成中部的粗砾石，到下部（北部平原）为细砾和粗、中、细、粉砂。随着含水层颗粒物的变小，渗透系数也随之变小。地下水埋藏深度南部最深处达 100m 以上，北部最浅处不足 1m 或成沼泽。该区域是阜康市地下水源的重点开发区，70 年代以来，大量提取地下水，地下水位降低，矿化度下降，水质变好。承压水区位于

平原北部，沙漠以南，含水层厚 40～60m，由中砂、细砂组成。往沙漠方向，含水层逐渐变薄以至尖灭。承压水区分布于潜水溢出带以北，北沙漠以南的广大冲洪积平原，主要靠上游潜水侧向补给。其富水性及水质较好，向沙漠方向上，含水层逐渐变薄以至尖灭，富水性减弱，水头降低，在近沙漠地段，有部分承压水不能自流，只能越层补给潜水，排泄以蒸发为主。

（6）呼图壁县

呼图壁县境内平原地区的地下水资源较为丰富，地下水与地面水关系较为密切，二者互相转化，互相依存。呼图壁河的河水流出山口后流经冲积扇透水性良好的砂石带，河水大量渗漏，形成平原区地下水的主要补给来源。呼图壁河冲积平原，水文地质条件良好，地下水主要来源于河水下渗、渠道渗漏、农田灌溉渗漏、上游地下径流和大气降水下渗补给等，地下水埋深大于 5m。地下水径流方向大致为东南向西北方向流动，地下水化学类型有 HCO_3--SO_4^2--Na^+-Ca^{2+}型，HCO_3—Cl-Na^+-Ca^{2+}型等。

（7）石河子市

石河子市文地质条件受大地构造所控制，与现代地貌条件相吻合，高山融雪水通过河流从南向北排泄。水流通过扇体南部透水性较差的第三纪泥岩时受到阻隔，形成了山区地下水与扇区地下水，北部通过扇缘带逐渐向冲积平原过渡，形成了一个基本完整的文地质单元。扇区巨厚的第四纪松散岩层为地下水储存和运输供了良好的空间，天山北麓最大的玛纳斯河巨大流量为地下水的形成提供了充足的补给来源。与扇区沉积结构相对应，自扇顶至扇缘，分为单一卵石结构潜水含水层和多层结构承压含水层。水位埋深扇顶大于 150m，至 430m 地形等高线附近出现潜水溢出带。由于山前为断层接触，在红山嘴~二宫一队 3.3km 的水平距离内，存在一个落差为 161m 的地下跌水，河床潜流以瀑布的形式补给扇区地下水。含水层饱水带厚度受基岩起伏控制，其厚度在 450~2000m，南庄~吕家庄的坳陷和断陷带构成了两个地下储水盆地。向北由于沉积结构发生变化，出现了较多弱透水夹层和不透水层，因而形成了承压自流水区。

3.1.1.6 土壤特征

经调查，规划区域土壤类型主要为灰棕漠土、风沙土、草甸盐土和沼泽土。评价区及各规划片区的土壤类型见图 3.1-3，3.1-4，3.1-5，3.1-6，3.1-7。

（1）灰棕漠土

灰棕漠土是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，它的形成和分布与大风的作用密切相关。灰棕漠土分布区的平均风速多在 4m/s～6m/s，最大风速可达 20m/s～50m/s，平均大风日数多在70d～160d。在大风的作用下，地表细颗粒物质被强大的风力搬运殆尽，留存的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的“荒漠漆皮”。因而其生产性能较差，植物生长极少，部分区域甚至为不毛之地。在灰棕漠土的形成过程中，砾质化作用起了主导性的作用，砾质化过程是土壤矿物质的弱风化作用与大风吹蚀作用相互结合的过程。在干旱气候条件下，成土母质的细土物质特别是粉粒和粘粒含量本来就不高，在不断遭受大风吹蚀后，致使砾石和砂粒在土壤表层的比重越来越大，粗骨性越来越强，当地表细颗粒被强大的风力搬运殆尽时，大小砾石和砂粒在风力和短暂暴雨作用下互相镶嵌形成部分较密实的砾幕。在灰棕漠的形成过程中，生物累积作用很小，土壤表层的有机质含量仅为 3g/kg～5g/kg，在剖面中无明显聚积层。

（2）风沙土

风沙土质地粗，细砂粒占土壤矿质部分重量的 80～90%以上，而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状，土壤表层多为干沙层，厚度不一，通常在 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。风沙土有两个类型，即固定风沙土和流动风沙土，前者概括为固定和半固定的沙丘和平沙地，后者概括为流动沙丘和沙漠。其形成条件是在风成性母质上发育的土壤，干旱及大风是风沙土形成的主要条件。风沙土的成土过程很微弱，由于风蚀和沙积作用，成土过程经常被中断，成土作用时间短，很不稳定，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层。

（3）草甸盐土

该类土壤在北疆少有分布，仅在艾比湖平原和玛纳斯湖周围分布较多。地下水位约 2～3m，矿化度较高，地表生长稀疏的梭梭、碱蓬等。该类土壤剖面无生草化表层，而且整个剖面细根含量少。土层润而含多量盐晶，地表呈现一片盐境。

（3）沼泽土

沼泽土可进一步划分为草甸沼泽土、腐殖质沼泽土、硫盐化沼泽土和泥炭沼泽土。泥炭沼泽土和硫盐化沼泽土是沼泽土的亚类。沼泽土所处的地形大都比较低洼，规划区域泥炭沼泽土主要分布在冲积扇前缘或扇间的洼地。沼泽土的成土母质，多为河湖相沉积物（山地区除外），质地比较粘重，透水性弱，故地表容易积水或过湿。沼泽土上的植物多为喜湿性的，其种类则随地区和水分状况不同而有变化。沼泽土的生成与水分状况是密切联系的。土壤水分经常处于饱和状态，通气条件差，微生物活动受抑制，有机质得不到充分分解，并在剖面上部不断累积，形成较厚的泥炭层或腐殖质层；而在剖面下部，由于积水和有机质分解，经常处于缺氧状态，受所产生还原物质的影响，从而形成潜育层。所以沼泽土的形成过程，包括土壤剖面上部的泥炭化（或腐殖质化）和剖面下部的潜育化。泥炭层一般呈棕褐色，松软、含水分多，混有多量半分解的植物残体和草根。腐殖质层颜色较暗，常呈粒状或鱼卵状结构，含密集的草根。潜育层呈灰蓝色或浅灰色，质地较粘。在泥炭层或腐殖质层与潜育层之间，有时出现过渡层，具有大量锈斑或灰斑，并有铁锰结核。

沼泽土的有机质含量很高，常在 5%～25%之间，泥炭层可达 40%以上，分解不完全，碳氮比值宽，多在 14～20 之间。潜育层的有机质含量显著下降，仅为 1%～2%，碳氮比值也较窄。土壤一般呈微酸性至中性反应，但有些因受气候或母质的影响，含有游离碳酸钙，而呈碱性反应。

3.1.2 区域资源概况

3.1.2.1 生物资源

（1）克拉玛依市

克拉玛依市由于具有干旱、少雨、多风、温差大等特征，植被一般比较稀少、矮小，多属能耐干旱、抗风沙、抗盐碱的藜科类植被。常见的有梭梭、沙枣树、骆驼刺、苦豆子、红柳等约 230 余种。克拉玛依植被较好的地区是白杨河流域，河流两岸的河滩地带生长着大片胡杨林和红柳。在小拐、大拐、乌尔禾等地区，因地势低，土质细，经常积水，生长着大片芦苇、芨芨草、狗尾草等独山子地区由于地处天山北麓，降水较多，气候较湿润，从山上到山下，植被呈垂直分布景象，山的最下层为荒漠植被类型，山上生长着阔叶树，海拔

1500m处有高大挺拔的云杉林。根据《新疆克拉玛依动植物名录》（新疆人民出版社）可知，克拉玛依无脊椎动物共 9 目 20 科 49 种，脊椎动物共 27 目 56 科 154 种，昆虫共 14 目 88 科 367 种。

（2）和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县森林资源主要有山区天然林，荒漠灌木林和平原人工林三部分组成。林种类型主要有西伯利亚落叶松、苦杨林、胡杨林、桦木、梭梭灌木林、平原人工林为主。森林植被主要分布在沙乌尔山、铁布克山海拔1800—2400之间的阴坡，植被种类有西伯利亚落叶松。在白杨河河谷中分布有苦杨、胡杨、沙枣等，在夏孜盖以南分布有少量胡杨。灌丛植被分布在各种山、低山的谷地中，主要植被种类有阿尔泰方枝柏、西伯利亚刺柏、锦鸡尔、绣线菊、蔷薇、忍冻等。在和布克河下游及夏孜盖干三角一带分布有怪柳、铃铛刺、白刺等。主要动物是鼠类、蜥蜴类及具迁飞能力的鸟类。

（3）福海县

福海县列为珍稀濒危的国家一级保护动物有野驴、赛加羚羊、雪豹、河狸、丹顶鹤、蒙新野马等 15 种；二级保护动物有马鹿、盘羊、猞猁、天鹅、北山羊等 20 种；其他野生动物数百种。野生植物千余种，其中药用植物 200 余种，分布较广，产量较大的有甘草、党参、大芸、贝母、黄连、冬虫夏草、阿魏蘑菇等。列为自治区珍稀濒危保护植物有西伯利亚冷杉、云杉、胡杨、雪莲花等。福海县的森林资源根据地形、地貌分为山地、平原直至沙漠不同的森林生态系统。北部山区中低山阴坡、半阴坡生长着云杉、冷杉、落叶松等针叶林；平原河谷生长着杨、柳等阔叶林及铃档刺、柽柳等灌木林；平原农区以人工农田防护林为主；沙漠中主要是天然荒漠灌木林。

（4）吉木萨尔县

吉木萨尔县植被稀疏，主要伊犁绢蒿、驼绒藜、短叶假木贼、小蓬组成，植被覆盖度约为 5%。主要的国家级野生动物有雪豹、马鹿、哈熊、野驴、狍鹿、野鸡、黄羊、雪鸡。

（5）阜康市

阜康市境内的野生植物种类繁多，差异较大。由于海拔高度的不同，在不同的地貌区域内形成不同的植物群落，主要有高寒冰原植被、湿润山地森林植被和干旱沙漠植被。植物种类以中山森林带最为丰富，向南向北依次减少，至

冰雪和沙漠最少，呈现明显的垂直特点。主要的植物有 90 科、22 属、200 多个种类，由南至北依次分为 8 个植物带。分别是冰川积雪带、高山莎草草甸带、亚高山草原草甸带、中山森林带、低山干草原带、蒿草－禾草半荒漠带、冲积平原猪毛菜属－半灌木荒漠带和沙质荒漠带。具有药用价值的植物资源主要有贝母、当归、党参、大芸、大黄、雪莲、甘草、柴胡等。共有天然草原 77.5 万公顷，从山区到沙漠可划分为高山亚高山草原带、森林草原带、山地干旱草原带、半荒漠草原带、荒漠草原带、沙漠草原带等 8 个草场类。草原植被种类丰富，有 300 余种。

（6）呼图壁县

呼图壁县境内野生动植物种类繁多，主要植物有云杉、西伯利亚落叶松、桦树、密叶杨、山杨、胡杨、准噶尔柳、天山桦楸、白梭梭、柽柳、沙枣、柳树、白腊、榆树、黄花苜蓿、珠芽蓼、狐茅、野葱、水芹菜、乌头、狼毒、大戟、荨麻、独活、薄荷、雀麦、骆驼刺等。此外，还生长着雪莲、贝母、防风、麻黄、元胡、冬花、甘草、锁阳、枸杞、苦豆子、大芸、大黄、党参、阿魏等上百种野生中药材。主要动物有马鹿、野山羊、北山羊、棕熊、鹅喉羚、野猪、狍子、雪豹、草兔、旱獭、云雀、燕子、绿头鸭、灰雁、高山雪鸡、隼、苍鹰、麻雀、乌鸦等野生动物。

（7）石河子市

石河子市垦区野生动植物繁多。主要飞禽有鹰、雁、野鸭、天鹅、喜鹊等 20 多种。走兽有鹿、黄羊、狐狸、狼等 20 多种。野生牧草有 62 科 314 属 567 种，其中可药用者有麻黄、地黄、黄芪、益母草、仙鹤草、薄荷、荆芥、防风、甘草、枸杞、柴胡等 140 种。常见乔木有杨、柳、榆、白腊；灌木有梭梭柴、红柳、沙枣。

3.1.2.2 矿产资源

（1）克拉玛依市

克拉玛依的主要矿产资源是石油和天然气。石油天然气油层浅、储量大，原油质地优良。分布状况是横向连片，纵向叠合，由多种油气层系和油藏类型组成。主要分布在准噶尔盆地腹部、西北缘和南缘地区。近年发现的玛湖和吉木萨尔页岩油两个十亿吨级特大型油田，盆地南缘勘探获得历史性突破，高探 1 井获得日产原油 1213 方、天然气 32.2 万立方米，创国内陆上碎屑岩产量最高

纪录。其他矿产主要有天然沥青和沥青砂、煤炭、金丝玉、食盐、石膏、芒硝、耐火材料、砂石等。其中天然气沥青和沥青砂储量丰富，沥青地质储量约 2.5 亿吨。

（2）和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县是一个资源大县，已探明矿产资源 26 种，品质均属上乘，其中煤炭、盐、膨润土、石英砂、石油、天然气、芒硝、石灰石等矿产资源储量丰富。

（3）福海县

福海县探明的矿产资源有 32 种，其中：能源矿产 3 种，金属矿产 12 种，非金属矿产 17 种；占中国 171 种的 19%，占新疆 138 种的 24%，占阿勒泰地区 94 种的 34%。已发现矿点、矿化点、矿床 158 处，有探明储量的矿 21 种，矿床 84 个，其中中型矿床 14 个，小型矿床 70 个，占评价矿床的 83%；金属矿床 43 处（中型矿床 1 处，小型矿床 42 处），占评价矿床的 51%，保有资源储量的潜在总价值为 277 亿元。主要矿产有：铁矿、铜矿、铅锌矿、金矿、铍、锂矿、铌矿、钽、铷、铯、工业白云母、宝玉石矿、粘土矿、砂石矿。

（4）吉木萨尔县

吉木萨尔县现已探明矿种有 30 余种，尤以石油、煤炭、天然气、油页岩、沸石、膨润土等最为可观，其中石油储量 1.5 亿吨，天然气 300 亿立方米，南部天山一带已探明煤炭储量 11.6 亿吨，北部五彩湾一带已探明煤炭储量 500 亿吨。

（5）阜康市

阜康市矿产资源分布广泛，储量丰富，现已探明的矿产种类有煤、石油、碳、铁、溶剂石灰岩、白矾、石灰石、芒硝、石膏、油页岩、硼砂等，其中以煤和石油的储量最为丰富，面积最为广阔。阜康市境内煤炭资源丰富，主要分布在天山山脉海拔 800~1100m的丘陵山区，东起大黄山，西至水磨河，东西长 53km，南北宽 5km，矿区面积 80km2。矿区煤炭储量资源 84 亿吨（D级 64.5 亿吨），其中气煤（含肥煤、焦煤）56 亿吨（D级 46 亿吨），占总资源量的 66%，动力煤资源量为 28 亿吨（D级 18.5 亿吨），占总储量的 34%，风化煤为 5000 万吨。主要煤种为长焰煤、不粘结煤、弱粘结煤、气煤、气肥煤、肥气煤和肥煤。

（6）呼图壁县

呼图壁县境内矿产资源丰富，主要有石油、天然气、煤炭、沙金、铁、蛇纹岩等十多种矿产资源，且储量大、质地好。其中，现已探明工业动力煤储量30 亿吨，分布在南部山区东西长 40km，南北宽 5-10km 范围之内，热量达7500-8000Cal/kg；探明天然气储量 457 亿 m^3。其中，呼图壁气田天然气储量347 亿 m3，漠北 8 井区天然气储量 110 亿 m^3，控制地质储量 180 亿 m^3，现有日处理 150 万 m^3 天然气处理站 1 座，年产天然气约 5 亿 m^3。漠北油田、齐古油田原油年产量约 35 万 t。呼图壁县煤炭资源丰富，已探明储量 23 亿吨，全县共有煤矿 23 座。

（7）石河子市

石河子市主要有煤炭、天然气、石灰石、盐等矿种，北部沙漠区蕴藏有石油，南山有煤矿可开采。

3.1.3 社会环境概况

3.1.3.1 区域概况

（1）克拉玛依市

克拉玛依总面积 7733 平方公里，下辖克拉玛依、独山子、白碱滩、乌尔禾四个行政区。截止 2020 年 11 月，克拉玛依市人口数为 49.03 万人。

（2）和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县隶属新疆维吾尔自治区塔城地区，行政区域面积30600 平方公里，下辖 2 个镇，6 个乡和 3 个牧场：分别为和布克赛尔镇、和什托洛盖镇；夏孜盖乡、铁布肯乌散乡、查干库勒乡、巴音敖瓦乡、莫特格乡、查和特乡；伊克乌图布拉格牧场、巴嘎乌图布拉格牧场、布斯屯格牧场。截至2019 年末，和布克赛尔蒙古自治县户籍人口为 51325 人。

（3）福海县

福海县隶属新疆维吾尔自治区阿勒泰地区，行政区域面积 3.24 万平方公里。下辖 3 镇 3 乡，分别为福海镇、喀拉玛盖镇、解特阿热勒镇、阔克阿尕什乡、齐干吉迭乡、阿尔达乡；另辖 6 个乡级单位，分别为地区一农场、 福海监狱 、兵团一八二团 、兵团一八三团 、兵团一八七团 、兵团一八八团。截至 2019 年末，福海县户籍人口为 65041 人。

（4）吉木萨尔县

吉木萨尔县隶属新疆维吾尔自治区昌吉州，行政区域面积 8848 平方公里。下辖 4 镇 5 乡，分别为吉木萨尔镇、三台镇、泉子街镇、北庭镇、二工乡、庆阳湖乡、老台乡、大有乡、新地乡。境内有新疆生产建设兵团农六师红旗农场一个中心团场。截至 2020 年，吉木萨尔县有户籍人口 141000 人。

（5）阜康市

阜康市隶属新疆维吾尔自治区昌吉州，行政区域面积 8545 平方公里。下辖下辖 3 个街道、4 个镇、3 个乡，另设有 3 个农场；分别为博峰街道、阜新街道、准东街道、甘河子镇、城关镇、九运街镇、滋泥泉子镇、上户沟乡、水磨沟乡、三工河乡；截止至 2018 年末，阜康市总人口达到 16.4 万人

（6）呼图壁县

呼图壁县隶属新疆维吾尔自治区昌吉州，行政区域面积 9721.6 平方公里，下辖 6 个镇、1 个乡，分别为二十里店镇、园户村镇、呼图壁镇、大丰镇、雀儿沟镇、五工台镇、石梯子乡。截止至 2019 年末，呼图壁县户籍人口为 206987 人。

（7）石河子市

石河子是新疆维吾尔自治区直辖县级市，与新疆生产建设兵团第八师实行师市合一管理体制，由新疆生产建设兵团管理。行政区域面积 6007 平方公里，下辖新城街道、向阳街道、红山街道、老街街道、东城街道、石河子总场北泉镇、石河子镇。截至 2019 年，石河子市人口 65.9 万人。

3.1.3.2 经济概况

（1）克拉玛依市

2020 年，克拉玛依市实现地区生产总值 886.9 亿元（现价）。分三次产业看，第一产业增加值 17.3 亿元，增长 4.6%；第二产业增加值 598.0 亿元，增长 3.8%；第三产业增加值 271.6 亿元，下降 0.5%。三次产业结构比例为 2.0:67.4:30.6。工业产品销售率为 99.4%。其中中央石油石化企业工业增加值增长 3.6%；地方工业增加值下降 4.0%，工业产品销售率为 97.8%。城镇居民人均可支配收入 46963 元，增长 2.9%；农牧民人均纯收入 31344 元，增长 11.96%。

（2）和布克赛尔蒙古自治县

2019 年，和布克赛尔蒙古自治县地区生产总值 319441 万元，第一产业增加值 41169 万元，第二产业增加值 158522 万元，一般公共预算收入 116148 万

元，一般公共预算支出 228446 万元。

（3）福海县

2020 年，福海县完成地区生产总值 51.7 亿元(含兵团)，同比增长 4.8%；固定资产投资 27.15 亿元，同比增长 46.23%；规模以上工业企业完成工业增加值 1.96 亿元，同比增长 19.4%；一般公共预算收入 3.41 亿元，同比增长 17.77%；城乡居民可支配收入分别达到 28259 元、16026 元，同比减少 7.3%、增加 2%。全县地区生产总值年均增长 6.49%，一般公共预算收入年均增长 5.9%，累计完成固定资产投资 107.15 亿元。全县公路通车里程 1535 公里、新(改)建农村公路 1051 公里。累计接待游客 443 万人次，年均增长 33.3%。

（4）吉木萨尔县

2020 年，吉木萨尔县地区生产总值为 245 亿元，年均增长 12.1%，GDP 县市排名位列全疆第 8 名，一般公共预算收入为 7.6 亿元，“十三五”期间，全面打响“石油大会战”，加快建设页岩油气综合利用示范区，吉庆油田作业区挂牌成立，吐哈油田、吉林油田落户吉木萨尔，宝明矿业一期全面达产，水溪沟矿区煤层气开发加快推进，累计生产原油、页岩油 380 万吨。

（5）阜康市

2020 年，阜康市地区生产总值达到 185.31 亿元，年均增长 6%；一般公共预算收入达到 19.95 亿元；五年累计完成固定资产投资 521.71 亿元；社会消费品零售总额达到 35.69 亿元；城乡居民可支配收入分别达到 35982 元、20633 元，年均分别增长 5.7%和 5.1%。

（6）呼图壁县

2020 年，呼图壁县地区生产总值 147.5 亿元，较“十二五”末增长 6.96%；一般公共预算收入 10.03 亿元，社会消费品零售总额 16.55 亿元。城镇居民人均可支配收入 33500 元，农村居民人均可支配收入 21800 元。

（7）石河子市

2020 年，石河子垦区实现生产总值 561.99 亿元，比上年增长 3.7%。师市实现生产总值 552.20 亿元，增长 3.9%。其中，第一产业增加值 114.69 亿元，增长 7.7%；第二产业增加值 194.96 亿元，增长 7.8%；第三产业增加值 242.54 亿元，下降 1.0%。第一产业增加值占生产总值的比重为 20.8%，第二产业增加值比重为 35.3%，第三产业增加值比重为 43.9%。城镇常住居民人均可支配收

入 40660 元，比上年增长 0.8%。连队常住居民人均可支配收入 26310 元，增长 12.8%。石河子镇农民人均纯收入 24500 元，增长 1.4%。

3.2 油田开发建设历程回顾

3.2.1 开发建设历程

3.2.2 油田开发方式

本次规划方案主要包括稀油区块、稠油区块和气田区块。

3.2.2.1 稀油区块

稀油区块开采初期产能规模逐年递增，开发后采用枯竭式抽油机开采，油田产能逐渐递减，随后进行了注水开发。通过注水开发，加大老井挖潜力度，油田的开发效果明显变好，产能递增。

3.2.2.2 稠油区块

（1）机械采油工艺

稠油区块采用游梁式抽油机有杆泵抽油生产。前期主要采用 Φ56mm 管式

泵生产，2010 年开始全面推广 Φ70mm 注抽两用泵，该泵可实现注采两用，能在井斜角不大于 60°时正常工作。

（2）注汽采油

稠油区块采用注汽开采的方式，以油藏分类分治为原则，优化注汽工作。吞吐区域，对重点区强化转轮注汽力度；对套损集中区、高含水井集中区延缓转轮注汽节奏；对产量比重高的特超稠油井、水平井采用多种方式辅助优化注汽，重点管理。蒸汽驱区域采用连续汽驱和间歇汽驱相结合的方式，加大间注规模和间停周期，对主力汽驱区块间歇注汽；对转驱时间较短及新转驱的区块连续注汽；对问题井组停注调整。

3.2.2.3 气田采气方式

生产井均采用衰竭式方式开采，工程采用的集输、处理和产品外输方式能够满足产量、井口压力和温度的逐年变化。气田区域采用单井进站，分离计量工艺。采用增压、节流制冷、脱烃脱水工艺，满足天然气处理站外输烃露点、水露点的要求，同时回收天然气中的凝析油。

3.3 油田开发现状回顾评价

3.3.1 基本概况

3.3.1.1 地理位置

表 3.3-1 已开发各区块所属行政区域情况

已开发区块	二级单位	所属行政区域
西北缘区块	采油一厂、采油二厂、百口泉采油厂、风城油田作业区、黑油山有限责任公司、新港公司、红山公司、重油开发公司	克拉玛依市
腹部区块	陆梁油田作业区、石西油田作业区	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县
	采气一厂（克拉美丽气站）	阿勒泰地区福海县

已开发区块	二级单位	所属行政区域
东部区块	准东采油厂、吉庆作业区	昌吉州吉木萨尔县、阜康市
南缘区块	呼图壁储气库作业区	昌吉州呼图壁县
	采气一厂（玛河气站）	石河子市
/	油气储运公司	克拉玛依市：701 站、总站、石化站 吉木萨尔县：北三台站
/	王家沟油气储运中心	乌鲁木齐

3.3.1.2 总体概况

截至 2019 年底，规划区已开发地面工程情况汇总见下表。

表 3.3-2 已开发地面工程主要内容表

区块	主要工程内容		数量	备注
规划区	油井			
	天然气井			
	注水井			
	计量站 (2670 座)	稠油		
		稀油		
	转油站 (111 座)	稠油		
		稀油		
	注水站			
	计量配水间			
	注汽站			
	集气站			
	天然气增压站			
	原油处理站 (26 座)			

区块	主要工程内容		数量	备注

区块	主要工程内容		数量	备注
	污水处理站/系统（24 座）			

区块	主要工程内容		数量	备注
	油田气处理站(7 座)			
	气田气处理站(7 座)			
	集输油管线	出油管线		
		集油管线		
	集气管线			
	注水管线			
	输油管道			
	道路			

3.3.1.3 各二级单位概况

。

、

3.3.2 环境影响评价、竣工验收、排污许可证等开展情况

3.3.2.1 环境影响评价、竣工验收开展情况

根据调查，地面工程主要为各类井场（油井、气井、注水井等）、计量站、转油站、注水站、注气站、集气站、增压站、原油处理站、污水处理站、天然气处理站（油田气处理站、气田气处理站）等。

结合油田行业产污特点，污染相对影响较大且集中的均体现在联合站（集原油处理站、污水处理站及天然气处理站为一体），本次规划环评对其进行重点分析，区块各井场、计量站、转运站等地面工程污染较小，本次规划环评不再进行详细分析。

经资料收集，现已开发的联合站大多建设较早，未单独开展环境影响评价工作，但后期按要求开展了后评价，并取得备案。具体环境影响评价、竣工验收及后评价开展情况见表 3.3-3 和 3.3-4。

表 3.3-3 已开发地面场站工程环境影响评价、竣工验收开展情况

分类	所属厂区	地面工程	基本概况	环评及验收情况			运行情况
				环评报告	环评批复	验收情况	
原油处理	采油一厂						
	采油二厂						
	百口泉采油厂						
	风城油田作业区						

分类	所属厂区	地面工程	基本概况	环评及验收情况			运行情况
				环评报告	环评批复	验收情况	
	黑油山有限责任公司						
	新港公司						
	红山公司						
	重油开发公司						
	陆梁油田作业区						
	石西油田作业区						
	准东采油厂						

分类	所属厂区	地面工程	基本概况	环评及验收情况			运行情况
				环评报告	环评批复	验收情况	
	吉庆油田作业区						
气田气处理	采气一厂						
原油及天然气储运	储运公司						

分类	所属厂区	地面工程	基本概况	环评及验收情况			运行情况
				环评报告	环评批复	验收情况	
	呼图壁储气库作业区						
	王家沟油气储运中心						

表 3.3-4 各二级单位后评价开展情况

序号	企业名称	报告书名称	后评价完成情况	备案文号
1	采油一厂			
2	采油二厂			
3	百口泉采油厂			
4	风城油田作业区			
5	黑油山有限责任公司			
6	新港公司			
7	红山公司			
8	重油开发公司			
9	陆梁油田作业区			
10	石西油田作业区			
11	准东采油厂			
12	吉庆油田作业区			
13	采气一厂			
14	呼图壁储气库作业区			
15	油气储运公司			
16	王家沟油气储运中心			

3.3.2.2 排污许可证开展情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》的要求，本次规划涉及 16 个二级单位均按要求申领了排污许可证。

表 3.3-5 各二级单位排污许可证情况

序号	企业名称	行业类别	排污许可证编号	有效期限	管理类别
1	采油一厂	陆地石油开采			
2	采油二厂	陆地石油开采			
3	百口泉采油厂	陆地石油开采			
4	风城油田作业区	陆地石油开采			
5	黑油山有限责任公司	陆地石油开采			
6	新港公司	陆地石油开采			
7	红山公司	陆地石油开采			

序号	企业名称	行业类别	排污许可证编号	有效期限	管理类别
8	重油开发公司	陆地石油开采			
9	陆梁油田作业区	石油和天然气开采业			
10	石西油田作业区	陆地石油开采			
11	准东采油厂	陆地石油开采			
12	吉庆油田作业区	陆地石油开采			
13	采气一厂	陆地天然气开采			
14	油气储运公司	石油和天然气开采业（通用工序工业炉			

序号	企业名称	行业类别	排污许可证编号	有效期限	管理类别
		窑）			
15	呼图壁储气库作业区	陆地管道运输			
16	王家沟油气储运中心	油气仓储			

3.3.2.3 应急预案开展情况

经调查，新疆油田分公司及二级单位均开展了应急预案编制工作并在生态环境部门备案。具体见 3.4.2 小节。

3.3.2.4 清洁生产开展情况

经调查：

表 3.3-6 各厂区清洁生产开展情况表

序号	厂名	备案文号	开展审核次数	审批时间	审核部门
1	采油一厂				
2	采油二厂				
3	百口泉采油厂				
4	风城油田作业区				
5	黑油山有限责任公司				
6	新港公司				
7	红山油田责任有限公司				
8	重油开发公司				
9	陆梁田作业区				
10	石西油田作业区				
11	准东采油厂（含吉庆油田作业区）				
12	采气一厂				
13	油气储运公司				
14	呼图壁县储气库作业区				

3.3.3 已开发主要地面工程概况

3.3.3.1 采油一厂

3.3.3.1.1 开发建设规模汇总

采油一厂已开发地面工程建设情况见下表。

表 3.3-7 采油一厂已开发地面工程建设情况表

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2							
3							
4							
5	天然气处理系统						
6	污水处理						

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
7	系统						
8							

3.3.3.1.2 原油处理系统

3.3.3.1.3 天然气处理系统

3.3.3.1.4 污水处理系统

3.3.3.2 采油二厂

3.3.3.2.1 开发建设规模汇总

表 3.3-8 采油二厂开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2							
3							
4	天然气处理系统						
5	污水处理系统						
6							
7							

3.3.3.2.2 原油处理系统

3.3.3.2.3 天然气处理系统

图3.3-12 采油二厂天然气处理站浅冷装置工艺流程示意图

3.3.3.2.4 污水处理系统

3.3.3.3 百口泉采油厂

3.3.3.3.1 开发建设规模汇总

表 3.3-9 百口泉采油厂开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2	天然气处理系统						
3	污水处理系统						

3.3.3.3.2 原油处理系统

3.3.3.3.3 天然气处理系统

3.3.3.3.4 污水处理系统

3.3.3.4 风城油田作业区

3.3.3.4.1 开发建设规模汇总

表 3.3-10 风城油田作业区开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2							
3							
4							
5							
6	污水处理系统						
7							
8							

3.3.3.4.2 原油处理系统

3.3.3.4.3 污水处理系统

图 3.3-26 采出水处理工艺流程示意图

3.3.3.5 黑油山有限责任公司

3.3.3.5.1 开发建设规模汇总

表 3.3-11 黑油山有限责任公司开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2							
3							
4	污水处理系统						
5							
6							

3.3.3.5.2 原油处理系统

3.3.3.5.3 污水处理系统

3.3.3.6 新港公司

3.3.3.6.1 开发建设规模汇总

表 3.3-12 新港公司开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统	91 联合站					
2	污水处理系统	91 联合站					

3.3.3.6.2 原油处理系统

3.3.3.6.3 污水处理系统

3.3.3.7 红山公司

3.3.3.7.1 开发建设规模汇总

表 3.3-13 红山公司开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2	污水处理系统						

3.3.3.7.2 原油处理系统

3.3.3.8 重油开发公司

3.3.3.8.1 开发建设规模汇总

表 3.3-14 重油开发公司开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2							
3	污水处理系统						

3.3.3.8.2 原油处理系统

3.3.3.8.3 污水处理系统

3.3.3.9 陆梁油田作业区

3.3.3.9.1 开发建设规模汇总

表 3.3-15 陆梁油田作业区开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2							
3	天然气处理系统						
4	污水处理系统						
5							

3.3.3.9.2 原油处理系统

3.3.3.9.3 天然气处理系统

3.3.3.9.4 污水处理系统

3.3.3.10 石西油田作业区

3.3.3.10.1 开发建设规模汇总

表 3.3-16 石西油田作业区开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2	天然气处理系统						
3	污水处理系统						

3.3.3.10.2 原油处理系统

3.3.3.10.3 天然气处理系统

3.3.3.10.4 污水处理系统

3.3.3.11 准东采油厂

3.3.3.11.1 开发建设规模汇总

表 3.3-17 准东采油厂开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2							
3							
4							
5	天然气处理系统						
6							
7	污水处理系统						
8							
9							
10							

3.3.3.11.2 原油处理系统

3.3.3.11.3 天然气处理系统

3.3.3.11.4 污水处理系统

3.3.3.12 吉庆油田作业区

3.3.3.12.1 开发建设规模汇总

表 3.3-18 吉庆油田作业区开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	原油处理系统						
2	污水处理系统						

3.3.3.12.2 原油处理系统

3.3.3.12.3 污水处理系统

3.3.3.13 采气一厂

表 3.3-19 采气一厂开发建设规模

序号	工程名称		处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率/%
1	气田气处理						
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8	污水处理系统						
9							

3.3.3.11.2 气田气处理系统

3.3.3.13.3 污水处理系统

3.3.3.14 呼图壁储气库

3.3.3.14.1 开发建设规模汇总

表 3.3-20 呼图壁储气库开发建设规模

序号	工程名称	单位	设计规模
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			

3.3.3.14.2 储气库生产工艺流程

3.3.3.15 已开发的主要地面工程汇总

3.3.3.15.1 原油处理及稳定工程

表 3.3-20 新疆油田原油处理站情况统计表

区域	二级单位	站名	原油处理工艺	设计规模 /10^4t/a	实际处理量 /10^4t/a	负荷率 /%

区域	二级单位	站名	原油处理工艺	设计规模 /10^4t/a	实际处理量 /10^4t/a	负荷率 /%

序号	二级单位	名称	主要工艺	设计能力 /$10^4m^3/d$	实际处理量 /$10^4m^3/d$	负荷率 /%	用途及去向 /$10^4m^3/d$）
	采油一厂						
	采油二厂						
	百口泉采油厂						
	风城油田作业区						
	黑油山有限责任公司						
	新港公司						
	红山公司						

序号	二级单位	名称	主要工艺	设计能力 /$10^4m^3/d$	实际处理量 /$10^4m^3/d$	负荷率 /%	用途及去向 /$10^4m^3/d$）
	重油开发公司						
	陆梁油田作业区						
	石西油田作业区						
	准东采油厂						
	吉庆油田作业区						

3.3.3.15.3 天然气处理工程

3.3-22 油田气处理站（装置）情况统计表

序号	站名	主要工艺	设计规模 /$10^4m^3/d$	实际运行量 /$10^4m^3/d$	平均负荷率 /%

表 3.3-23 气田气处理站基本情况统计表

区域	站名	主要工艺	设计规模 /$10^4m^3/d$	运行量 /$10^4m^3/d$	负荷率 /%

区域	站名	主要工艺	设计规模 /$10^4m^3/d$	运行量 /$10^4m^3/d$	负荷率 /%

3.3.3.15.4 注水工程

表 3.3-24 新疆油田注水站建设现状表

厂区	注水设计能力 /$10^4t/a$	实际注水量 /$10^4t/a$	脱水站负荷率/%	注水用电单耗/ kWh/m^3

3.3.3.15.5 原油储运工程

表 3.3-25 各油库原油储备能力一览表

名称		油罐				油品种类	极限库容 /10^4t	最高库容 /10^4t	最低库容 /10^4t
		单罐容量 /10^4m^3	数量 /座	总数 /座	总公称罐容 /10^4m^3				

名称		油罐				油品种类	极限库容/10^4t	最高库容/10^4t	最低库容/10^4t
		单罐容量/10^4m^3	数量/座	总数/座	总公称罐容/10^4m^3				

3.3.4 油/气田污染排放情况

3.3.4.1 主要污染源调查

油/气田地面工程开发建设可分为开发期、生产运营期和退役期三个阶段。

（1）开发建设期

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

（2）生产运营期

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

（3）退役期

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

表 3.3-26 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井	排放钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	开发期
	排放污水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	排放车辆、设备尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	开发期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
道路建设	施工临时道路—临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	开发期
	巡护道路—占用土地	土壤、植被	持续性影响环境，永久占地	
采油/气和油气集输	采油（气）废水、生活污水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	燃烧烟气、烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	产生设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	废油泥砂、落地原油	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	修井废水、洗井废水、压裂液	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	产生设备噪声	声环境	间断性污染源	
	落地原油	土壤、地下水	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

3.3.4.2 污染物及污染源强分析

3.3.4.2.1 废气污染物

生产运营期间，单井加热均采用电加热，大气污染物主要为燃气/燃煤设备产生的燃烧尾气、油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO_2和NO_2、非甲烷总烃。

（1）燃气/燃煤设备产生的燃烧尾气

①燃气/燃煤设备产污环节分析

经调查，现状各类地面工程加热设备主要为油田注汽锅炉、供热锅炉、原油加热炉、燃气压缩机、水套炉等供汽。加热设备所用燃料为自产天然气和煤炭。

经统计，

表 3.3-27 现状燃煤锅炉情况

所属单位	燃煤锅炉注汽站	燃煤锅炉		蒸汽供给对象	2020 年燃煤消耗量
		型号	数量		

经统计，新疆油田 2020 年实耗天然气 30 亿立方米，煤炭 52.8 万吨。具体组分情况见下表。

表 3.3-27 燃料组分情况

燃料（自产天然气）		
项目		组分（mol/mol）%
组分	O_2	
	N	
	CO_2	
	C_1	
	C_2	
	C_3	
	iC_4	
	nC_4	

燃料（自产天然气）			
项目		组分（mol/mol）%	
	iC_5		
	nC_5		
	C_6		
	C_7		
	C_8		
相对密度	kg/m^3		
高位发热量	kJ/m^3		
低位发热量	kJ/m^3		
总硫	mg/m^3		
燃料（煤炭）			
项目	符号及单位	设计煤种	校核煤种
收到基碳份	Car%		
收到基氢份	Har%		
收到基氧份	Oar%		
收到基氮份	Nar%		
收到基硫份	Sar%		
收到基灰份	Aar%		
收到基水份	War%		
收到基低位发热量	Qnet，arMJ/kg		
干燥无灰基挥发份	Vdaf%		

各生产单位油气集输、处理过程中加热设备会产生的燃烧烟气，为有组织的排放源，主要污染物为烟尘、SO_2 和 NO_2。

②燃烧废气现状污染源核算

根据 2020 年天然气、煤炭消耗量，选用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册》中的产排污系数表，计算得出：颗粒物排放量为 86.12t/a，SO_2 排放量 827.22t/a， NO_X 排放量为 2830.8t/a。

表 3.3-28 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃煤工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	去除效率/%	K 值计算公式
蒸汽/热水/其它	烟煤	循环流化床炉	所有规模	工业废气量	标立方米/吨-原料	9416	/	/	
				二氧化硫	千克/吨-原料	4.5S (添加脱硫剂)	/	/	
				颗粒物	千克/吨-原料	5.19A	电袋复合除尘技术	99.8	K=除尘设施年运行小时数/锅炉年运行小时数
				氮氧化物	千克/吨-原料	2.7	SNCR	50.0	K=脱硝设施年运行小时数/锅炉年运行小时数

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数以含硫量(S%)的形式表示，含硫量(S%)是指燃煤收到基硫分含量，以质量百分数的形式表示；颗粒物的产排污系数以含灰量(A%)的形式表示，含灰量(A%)是指燃煤收到基灰分含量，以质量百分数的形式表示。根据组分表，燃煤锅炉使用无烟煤，燃料中含硫量(S%)为 0.32%；灰分为 15.41%；

②添加脱硫剂：是指向循环流化床炉内加入一定比例的脱硫剂，在炉内燃料燃烧过程中达到脱硫效果的措施。现状燃煤锅炉采用的脱硫措施为炉内喷钙脱硫法。

表 3.3-29 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	去除效率/%	K 值计算公式
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753	/	/	/
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S	/	0	/
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	6.97 （低氮燃烧-国内领先）	/	0	/

注：①产污系数表中气体燃料的二氧化硫的产污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指气体燃料中的硫含量，单位为毫克/立方米。根据组分表，含硫量（S）为 6.35 毫克/立方米，则 S=6.35。

②低氮燃烧-国际领先技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般小于 60mg/m^3（@3.5%O_2）；低氮燃烧-国内领先技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般介于 60mg/m^3（@3.5%O_2）~100 mg/m^3（@3.5%O2）；低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NOx 排放控制要求一般介于 100mg/m^3（@3.5%O_2）~200 mg/m^3（@3.5%O_2）；根据各二级单位自行监测的监测数据，各天然气锅炉的 NOx 排放在 60mg/m^3~200 mg/m^3。

（2）无组织烃类挥发

烃类气体的挥发（排放）发生于油田生产全过程的各个节点上，主要排放环节是采油井口、计量站、转油站、联合站/原油处理站、天然气处理站在油气集输及储罐暂存的过程中，会产生一定量的烃类挥发，主要污染物为非甲烷总烃，无组织排放。

目前，现状各类地面工程油气集输方式有三种，即密闭集输流程、半密闭集输和拉油输送。其中密闭集输流程挥发性有机气体的产量较少，半密闭集输和拉油输送过程中挥发性有机物的产生量相对较多。原油和烃类损失主要发生在油气集输的装卸车、管汇阀门连接处的泄漏和暂存储罐的大小呼吸上。

3.3.4.2.2 废水污染物

现状各类地面工程生产过程中产生的废水主要是采出水、井下作业废水及生活污水等。

（1）采出水

油田滚动开发过程中的含油污水主要来源于油藏本身的底水、边水，以及原油掺水。

油藏本身的底水、边水随着开采年限的增加呈逐渐上升状态，含油废水中主要污染物种类为石油类、SS、COD，经统计，现状各类地面工程 2020 年采油废水年产生量为 10245 万 t/a（31.04 万 t/d）。

目前运输至各厂区所在的联合站进行脱水处理后产生含油废水，最后送往各联合站内的污水处理系统处理。现状稀油采出水实现了达标回注；稠油采出水均实现采出水深度处理回用锅炉或达标外排。

根据现场调查，稠油含油污水在进入稠油联合处理站处理后，将继续进入软化水处理装置，然后输送至供汽联合站，最后加热为蒸汽后回注稠油区块，但是有部分经过软化处理后的废水被输送至高含盐水蒸发池处理。

2020 年各区块采出水产生及排放情况见表 3.3-29。

表 3.3-29 2020 年各区块采出水统计情况一览表

序号	二级单位		处理量 /10^4m^3	回注地层 /10^4m^3	锅炉供给 /10^4m^3	外排量 /10^4m^3	去向
1	采油一厂						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）回注地层。
							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）回注地层。
							部分处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注地层；部分处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）供给注汽锅炉用水；剩余废水处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准排入红浅排放区域。
							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）回注地层。
2	采油二厂						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）回注地层。
							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）回注地层。
3	百口泉采油厂						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）回注地层。
4	风城油田作业区						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）回注地层。
							部分处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注地层；部分处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）供给注汽锅炉用水；剩余废水处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准送至风城高含盐水蒸发池。

序号	二级单位		处理量 /10^4m^3	回注地层 /10^4m^3	锅炉供给 /10^4m^3	外排量 /10^4m^3	去向
							部分处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注地层；部分处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）供给注汽锅炉用水；剩余废水处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准送至风城高含盐水蒸发池。
5	黑油山有限责任公司						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）回注地层。
							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）回注地层。
							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）回注地层。
6	新港公司						处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）回用于蒸汽开采。
7	红山公司						预处理后输送至红浅稠油采出水处理站。
8	重油开发公司						部分处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注地层；部分处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）供给注汽锅炉用水；剩余废水处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准外排至六九区排放区域。
9	陆梁油田作业区						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）回注地层。
							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）回注地层。
10	石西油田作业区						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）回注地层。

序号	二级单位		处理量 /10^4m^3	回注地层 /10^4m^3	锅炉供给 /10^4m^3	外排量 /10^4m^3	去向
	淮东采油厂						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）回注地层。
11							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）回注地层。
							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）回注地层。
							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）回注地层。
12	吉庆油田作业区						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）回注地层。
13	采气一厂						采出液处理达到《气田水注入技术要求》（SYT 6596-2016）、《气田水回注技术规范》回注气田地层；压裂液交由交淮东采油厂处理。
							采出液和压裂液依托采油二厂 51#原油采出水处理站处理，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）回注地层。
							采出液和压裂液依托采油二厂 51#原油采出水处理站处理，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）回注地层。
							采出液和压裂液依托采油二厂 51#原油采出水处理站处理，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）回注地层。
14	呼图壁储气库						采气废水及井下作业废水依托采油二厂 81 号处理，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）回注地层。
合计			10245.22	6033.49	3640.9	570.8	/

（2）井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是由油井维修、大修、酸化、压裂等工段产生的。其主要污染物种类和浓度为：石油类 2000mg/l、SS1500mg/l、COD80mg/l。井下作业频率按每年一个作业周期，每井次平均排放修井液约40m^3。作业单位自带回收罐回收作业废水，最后拉运至所在联合站的污泥干化池（符合环保要求标准）或者污水处理系统进行处理。

（3）生活污水

正常运营期间，本次规划油田现有在岗人员 14728 人，按每人每天 120 升用水量进行计算，生活用水量为 33.56×10^4m^3/a，污水产生量为 26.84×10^4m^3/a，生活污水中的主要污染物为 COD 和 SS，其浓度分别为 200mg/l 和 300mg/l，则每年排放 COD66.65t，SS99.97t。

表 3.3-30 2020 年各区块生活污水统计（单位：10^4m^3）

序号	厂名	生活用水量	污水产生量	排放去向
1	采油一厂	4.24	3.40	
2	采油二厂	4.52	3.61	
3	百口泉采油厂	2.69	2.15	
4	风城油田作业区	4.51	3.61	
5	黑油山有限责任公司	0.61	0.49	
6	新港公司	0.14	0.11	
7	红山公司	0.90	0.72	
8	重油开发公司	3.88	3.10	
9	石西油田作业区	1.20	0.96	
10	陆梁田作业区	0.83	0.66	

序号	厂名	生活用水量	污水产生量	排放去向
11	准东采油厂	1.46	1.17	
12	吉庆油田作业区	0.63	0.5	
13	采气一厂	1.23	0.98	
14	油气储运公司	5.68	4.55	
15	呼图壁储气库作业区	0.48	0.38	
16	王家沟油气储运中心	0.56	0.45	

3.3.4.2.3 噪声

现状各类地面工程在正常生产阶段时，噪声源主要集中在原油处理站、注汽站、注水站、天然气处理站等，主要来源为各类机泵、加热炉、空压机、压缩机、火炬等，噪声源源强详见表 3.3-31。

表 3.3-31 现状各类地面工程主要的噪声源强

设备	源强 dB（A）	设备	源强 dB（A）
加热炉、锅炉	90～95	放空火炬	100-115
空压机	90～95	压缩机	90～100
机泵	90～100	井下作业（压裂、修井等）	80～120

3.3.4.2.4 固体废物

现状各类地面工程在正常生产阶段时，产生的固体废物主要有落地原油、含油污泥、沾染废物、废分子筛以及生活垃圾。

（1）落地原油和含油污泥

油田在钻井、试油、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油，各生产单位的污水处理装置以及罐区清罐会不定期产生一定量的含油污泥和罐底油泥。

根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，铺设作业，控制落地原油产生量。各油井产生的落地油进入临时设置的贮油罐，作业单位将落地油 100%进行回收，由汽车拉运至最近联合站或处理站内回收处理，在回收过程中，井场严格禁止污油散落到地表的情况发生。

含油污泥主要来自各厂区联合站的污水处理系统以及储油罐罐底沉淀，主要成分为水、石油类和泥沙，在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，将委托有资质的单位处理。目前各厂区含油污泥和去向一览表见表 3.3-32。

新疆油田公司各二级单位一般 1 年或 2 年对于接收处置危废的单位进行一次招标，接收新疆油田危废进行无害化处置的主要危险废物经营单位基本情况见表 3.3-33。

表 3.3-32　各区块含油污泥和去向统计

二级单位	危险废物名称	危废类别	2019 年产生量（t）	暂储地点	处理、处置方式	最终去向
采油一厂	沾染废物	HW49				
	含油污泥	HW08				
采油二厂	含油污泥	HW08				
	沾染废物	HW49				
百口泉采油厂	含油污泥	HW08				
	沾染废物	HW49				
风城油田作业区	含油污泥	HW08				
黑油山有限责任公司	含油污泥	HW08				
	沾染废物	HW49				
新港公司	含油污泥	HW08				
	废机油	HW08				
	沾染废物	HW49				
红山公司	含油污泥	HW08				
	沾油废物	HW49				
重油公司	含油污泥	HW08				

二级单位	危险废物名称	危废类别	2019 年产生量（t）	暂储地点	处理、处置方式	最终去向
	沾染废物	HW49				
陆梁油田作业区	含油污泥	HW08				
	沾染废物	HW49				
石西油田作业区	含油污泥	HW08				
准东采油厂	含油污泥	HW08				
吉庆油田作业区	含油污泥	HW08				
采气一厂	含油污泥	HW08				
	废机油	HW08				
油气储运公司	含油污泥	HW08				
	沾染废物	HW49				
呼图壁储气库作业区	含油污泥	HW08				
王家沟油气储运中心	含油污泥	HW08				

表 3.3-33 主要危险废物经营单位基本情况一览表

序号	单位名称	有效期限	经营类别	经营代码	规模（t/a）	许可证号
1	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	2019 年 8 月 30 日至 2024 年 8 月 29 日	HW08	含油污泥处理装置（HW08 废矿物油与含矿物油废物：071-001-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08）；油田废液处理装置（HW08 废矿物油与含矿物油废物：071-001-08、071-002-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08）（油田废液处理装置危险废物形态规定为非固态类，非废矿物油类）。	739900（其中含油污泥处理装置 49.8 万吨/年，油田废液处理装置 24.19 万吨/年）	6502040047
2	克拉玛依沃森环保科技有限公司	2017 年 1 月 5 日至 2022 年 1 月 5 日	除 HW01、HW10、HW15、HW29 以外共 42 类	《国家危险废物名录》中除 HW01 医疗废物、HW10 多氯（溴）联苯类废物、HW15 爆炸性废物、HW29 含汞废物之外的共 42 类 444 项废物类别。	49900	6502040041
3	克拉玛依市克利达油脂化工有限公司	2019 年 7 月 8 日至 2024 年 7 月 7 日	HW08	071-001-08、251-001-08、900-210-08	60000（其中 071-001-08（3 万吨/年），251-001-08 、900-210-08（3 万吨/年））	6502040022
4	克拉玛依市新奥达石油技术服务有限公司	2020 年 3 月 31 日至 2025 年 3 月 30 日	HW08	071-001-08	100000	6502040054

序号	单位名称	有效期限	经营类别	经营代码	规模（t/a）	许可证号
5	克拉玛依顺通环保科技有限责任公司	2019 年 8 月 30 日至 2024 年 8 月 29 日	HW08、HW49	含油污泥（071-001-08，水洗萃取装置），干化油泥（071-001-08，热解装置），含油废液（071-001-08，含油废液装置），废矿物油（900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-209-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08，热解装置）；HW49 类其他废物：废防渗膜（900-041-49，热解装置）	1880000（其中 HW08 类 181 万吨/年：含油污泥 52 万吨/年、干化油泥 98 万吨/年、含油废液 24 万吨/年、废矿物油 7 万吨/年；HW49 类 7 万吨/年）	6502040039
6	克拉玛依市华隆生态科技有限公司	2018 年 8 月 18 日至 2023 年 8 月 17 日	HW08	071-001-08、251-001-08、251-002-08、900-210-08	100000（含油污泥 50000 吨/年，废矿物油 50000 吨/年）	6502050061

（2）废分子筛

在空氮站变压吸附制氮系统中，专用碳分子筛平均 2 年卸除 1 次。空氮站产生的废分子筛由厂家回收处置。

（3）生活垃圾

本次规划涉及的 16 家二级单位 2020 年共产生生活垃圾 1689 t/a，生活垃圾处置以填埋为主，主要去向为生活垃圾填埋场。

表 3.4-34 各厂区 2020 年生活垃圾统计情况一览表（单位：t/a）

序号	厂名	生活垃圾产生量	去向
1	采油一厂		
2	采油二厂		

序号	厂名	生活垃圾产生量	去向
3	百口泉采油厂		
4	风城油田作业区		
5	黑油山有限责任公司		
6	新港公司		
7	红山公司		
8	重油开发公司		
9	石西油田作业区		
10	陆梁田作业区		
11	准东采油厂		
12	吉庆油田作业区		
13	采气一厂		
14	油气储运公司		
15	呼图壁储气库作业区		
16	王家沟油气储运中心		

3.3.4.3 达标情况分析

经调查，新疆油田各二级单位是从去年才开始按照自行监测计划逐步开始进行主要污染源的监测，因此，本次规划环评统计的达标情况数据统计尚未涵盖各二级单位的所有污染源强。

（1）采油一厂

①有组织废气（燃料均为天然气）

各场站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-35 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m^3）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m^3）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m^3）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m^3）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m^3）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

由上表可知，采油一厂各排气筒废气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相关标准要求，无超标现象。

②无组织废气

1）采油一厂稠油处理站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-36 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	污染物			标准值			来源	是否达标
			硫化氢	氨	臭气浓度	硫化氢	氨	臭气浓度		

由上表可知，采油一厂稠油处理站厂界无组织废气中硫化氢、氨、臭气浓度均可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准。

2）采油一厂车 89 集中处理站、稠油处理站、红山嘴联合站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-37 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	污染物		标准值		来源	是否达标
			非甲烷总烃	硫化氢	非甲烷总烃	硫化氢		

测定地点	检测时间	测点位置	污染物		标准值		来源	是否达标
			非甲烷总烃	硫化氢	非甲烷总烃	硫化氢		

表 3.3-38 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度		执行标准	标准来源	是否达标
				第一次	第二次			

由上表可知，采油二厂各排气筒废气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相关标准要求，无超标现象。

②无组织废气

各场站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-39 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间		测点位置	污染物		标准值		来源	是否达标
				非甲烷总烃	硫化氢	非甲烷总烃	硫化氢		

测定地点	检测时间		测点位置	污染物		标准值		来源	是否达标
				非甲烷总烃	硫化氢	非甲烷总烃	硫化氢		

由上表可知，采油二厂中 81#原油处理站、51#稀油处理站、72#三采联合处理站厂界无组织废气中非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准，无超标现象。

（3）百口泉采油厂

①有组织废气

百口泉联合站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-40 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）		执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次			
								否
								否

由上表可知，百口泉联合站的 1#加热炉、2#加热炉氮氧化物不能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 标准要求，3#加热炉、4#加热

炉废气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 标准要求。

②无组织废气

百口泉联合站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-41 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	污染物		标准值		来源	是否达标
			非甲烷总烃	硫化氢	非甲烷总烃	硫化氢		
百口泉联合站								

由上表可知，百口泉联合站厂界无组织废气中非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准，硫化氢排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准。

（4）风城油田作业区

①有组织废气

各场站燃气（天然气）设备及燃煤设备（重 32 流化床）燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-42 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
80 万 t 稀油处理站									

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
一号稠油联合处理站									

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m^3）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
二号稠油									

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
联合站									

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			

根据上表，重 32 井区循环流化床燃煤锅炉废气可满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 限值要求；其余燃气锅炉废气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

②无组织废气

各场站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-43 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	污染物			
			氨	硫化氢	臭气浓度	非甲烷总烃

测定地点	检测时间	测点位置	污染物			
			氨	硫化氢	臭气浓度	非甲烷总烃

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
									/
									是
									是
									是
									/
									是
									是
									是
									/
									是
									是
									是
									/
									是
									是
									是
									/
									是
									是

由上表可知，黑油山公司车排子联合站、二东区联合站、黑东区处理站各有组织废气排放口中污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准。

②无组织废气

各场站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-45 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
车排子联合站			
二东区联合站			
黑东区处理站			
标准值			4.0
是否达标			是

由上表可知，车排子联合站、二东区联合站、黑东区处理站厂界无组织废气均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准要求。

（6）新港作业分公司

①无组织废气

各场站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-46 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃			
91 联合站						
标准值			4.0			

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
标准来源			《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2
是否达标			是

由上表可知，91 联合站周边无组织非甲烷总烃浓度均符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。

（7）红山油田责任公司

①有组织废气

红 003 稠油处理站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-47 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
红003稠油处理站	1#锅炉排气筒	2021.3.18	颗粒物					《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2	是
			CO						/
			SO_2						是
			氮氧化物						是
			烟气黑度						是
	2#锅炉排气筒	2020.12.23	CO						/
			SO_2						是
			氮氧化物						是

由上表可知，红 003 稠油处理站锅炉废气均可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

（8）重油开发公司

①有组织废气

各供汽站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-48 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
供汽一站	5号站5#炉排气筒	2021.8.2	颗粒物				20	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2	是
			SO_2				50		是/
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
	5 号站 9#炉排气筒	2020.12.23	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	7 号站 1#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	7 号站 2#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	7 号站 3#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	9 号站 4#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	9 号站 6#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	9 号站 2#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
	9 号站 J27#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	9 号站 J11-1#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	9 号站 J12#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	7 号站 J4#炉	2021.8.4	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	7 号站 J6#炉	2021.8.4	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	7 号站 J3#炉	2021.8.4	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	7 号站 J7#炉	2021.8.4	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
供汽二站	16 号站 1#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	16 号站 2#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	15 号站 2#炉	2021.8.2	颗粒物						是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	15 号站 4#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	15 号站 1#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	16 号站 6J12#炉	2021.8.2	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	16 号站 J7-1#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
	16 号站 J7-2#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	16 号站 6J9#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	16 号站 6J6-1#炉	2021.8.3	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	15 号站 6J3#炉	2021.8.4	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	15 号站 6J10-1#炉	2021.8.4	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	15 号站 6J11-1#炉	2021.8.4	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	18 号站 4#炉	2021.8.5	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
	18 号站 6J1-1#炉	2021.8.5	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	6 号站 1#炉	2021.8.5	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

由上表可知，重油开发公司各供汽站有组织废气均可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

②无组织废气

各场站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-49 非甲烷总烃监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

站场	监测点位	监测结果		标准	标准来源	是否达标
		2017.11.3	2017.11.4			
61#处理站					《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2	是
						是
						是
站场	**监测点位**	**监测结果（2017.10.27）**		**标准**	**标准来源**	**是否达标**
92#集输处理站				4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2	是
						是
						是
						是

由上表可知，重油开发公司 61#处理站、92#集输处理站厂界外非甲烷总烃的浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 浓度限值。

（9）陆梁油田作业区

①有组织废气

各场站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-51 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
陆梁集中处理站							100	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1	是
							400		是
							30		是
							≤1		是
							100		是
							400		是
							30		是
							≤1		是
							100		是
							400		是
							30		是
							≤1		是
							100		是
							400		是
							30		是
							≤1		是
石南21集中处理站							100		是
							400		是
							30		是
							≤1		是
							100		是
							400		是
							30		是
							≤1		是
							100		是
							400		是
							30		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
							≤1		是

由上表可知，陆梁油田作业区中陆梁集中处理站、石南 21 集中处理站中各排气筒废气污染物排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 限值要求。

（10）石西油田作业区

①有组织废气

石西集中处理站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-52 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度	执行标准	标准来源	达标情况
石西集中处理站					200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2	是
					50		是
					200		是
					≤1		是
					20		是
					50		是
					200		是
					≤1		是
					200		是

由上表可知，石西集中处理站热水锅炉排气筒中污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

②无组织废气

石西联合站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-53 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
石西集中处理站及天然气处理站			

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
标准值			4.0
标准来源			《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
是否达标			是

由上表可知，石西联合站厂界非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准要求。

（11）准东采油厂

①有组织废气

各场站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-54 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
沙南集中处理站	1#炉排口	2020.12.01	SO_2				50	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2	是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#炉排口	2020.11.26	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	1#采暖锅炉排口	2020.11.01	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#采暖锅炉排口	2020.11.01	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
北三台联合站	2#锅炉排口	2020.11.30	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
	3#锅炉排口	2020.11.30	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	5#多功能处理器排口	2020.12.02	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
李晓华站	2#加热炉排口	2020.11.29	SO_2				50		是
			氮氧化物			202	200		部分超标
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	1#蒸汽锅炉排口	2020.12.04	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	1#多功能处理器排口	2020.12.04	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#多功能处理器排口	2020.12.04	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	3#多功能处理器排口	2020.12.04	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	1#锅炉	2020.2.24	氮氧化物				200		是
	2#锅炉	2020.3.26	氮氧化物				200		是
彩南集	2#热水锅炉排口	2020.11.27	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
中处理站			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	4#蒸汽锅炉排口	2020.12.05	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	901/2 排口	2020.11.27	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	1#热稳定排口	2020.12.05	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

由上表可知，李晓华站除 2#加热炉排口氮氧化物部分数据超标外，其余各站点各监测因子均能达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

②无组织废气

各场站厂界组织废气情况见下表。

表 3.3-55 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
沙南集中处理站罐区周界	2020.12.01	上风向	
		下风向	
		下风向	
		下风向	
北三台联合站罐区周界	2020.11.30	上风向	
		下风向	
		下风向	
		下风向	

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
李晓华站罐区周界	2020.11.28	上风向	
		下风向	
		下风向	
		下风向	
彩南集中处理站罐区周界	2020.11.27	上风向	
		下风向	
		下风向	
		下风向	
标准值			4.0
标准来源			《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
是否达标			是

由上表可知，准东采油厂沙南集中处理站罐区周界、北三台联合站罐区周界、李晓华站罐区周界、彩南集中处理站罐区周界非甲烷总烃可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准要求。

（12）吉庆油田作业区

①有组织废气

吉祥联合站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-56 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
吉祥联合站	1#相变炉排口	2021.8.19	SO_2				50	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2	是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
	2#相变炉排口	2021.8.19	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
	3#相变炉排口	2021.8.19	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
	4#相变炉排口	2021.8.19	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
	5#相变炉排口	2021.8.19	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
	6#相变炉排口	2021.8.20	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
	1#采暖炉	2021.4.14	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
	2#采暖炉	2021.4.14	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
	3#采暖炉	2021.4.14	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
	4#采暖炉	2021.4.14	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
	1#有机热载体炉	2021.8.20	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		超标
	2#有机热载体炉	2021.8.20	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是

由上表可知，吉祥联合站的 1#有机热载体锅炉除颗粒物数据超标外，其余废气污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

②无组织废气

吉祥联合站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-57 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

场站	监测项目	监测日期	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
吉祥联合站	NMHC	2018.5.18～5.19	西南			4.0	达标
			东				达标
			东北				达标
			北				达标
		2019.4.9～4.10	上风向				达标
			下风向 1				达标
			下风向 2				达标
			下风向 3				达标
	H_2S	2019.4.9～4.10	上风向			0.06	达标
			下风向 1				达标
			下风向 1				达标
			下风向 1				达标
		2019.10.21～10.22	上风向 9#				达标
			下风向 10#				达标
			下风向 11#				达标
			下风向 12#				达标

由上表可知，吉祥联合站厂界无组织废气中非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值要求，硫化氢排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）限值要求。

（13）采气一厂

①有组织废气

各场站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-58 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
克75天然气	燃气锅炉排口	2020.11.1	SO_2				50	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2	是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
处理站			烟气黑度				≤1		是
	热媒炉排口	/	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
克拉美丽天然气处理站	1#有机热载体炉排口	2020.10.24	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#有机热载体炉排口	2020.10.24	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	公寓锅炉	2020.10.24	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
盆5天然气处理站	1#水浴炉	/	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#加热炉	2020.11.17	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
玛河天然气	有机热载体锅炉	/	SO_2				50		是
			NO_x				200		是
			烟尘				20		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
处理站			烟气黑度				≤1		是
	水浴炉	/	SO_2				50		是
			NO_x				200		是
			烟尘				20		是
			烟气黑度				≤1		是

由上表可知，克 75 天然气处理站、克拉美丽天然气处理站、盆 5 天然气处理站、玛河天然气处理站各排气筒废气污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求。

②无组织废气

各场站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-59 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
克 75 天然气处理站	2021.8.29	厂界东侧	
		厂界南侧	
		厂界西侧	
		厂界北侧	
		罐区旁	
克拉美丽天然气处理站	2021.8.31	厂界东侧	
		厂界南侧	
		厂界西侧	
		厂界北侧	
		罐区旁	
盆 5 天然气处理站	2021.8.28	厂界东侧	
		厂界南侧	
		厂界西侧	
		厂界北侧	
		罐区旁	
滴西 10 处理站	2021.8.30	厂界东侧	

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃
		厂界南侧	
		厂界西侧	
		厂界北侧	
		罐区旁	
玛河天然气处理站	2021.8.29	厂界东侧	
		厂界南侧	
		厂界西侧	
		厂界北侧	
		罐区旁	
标准值			4.0
标准来源			非甲烷总烃：《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
是否达标			是

由上表可知，克 75 天然气处理站、克拉美丽天然气处理站、盆 5 天然气处理站、滴西 10 处理站、玛河天然气处理站厂界无组织废气均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值要求。

（14）储运公司

①有组织废气

各场站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-60 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
六泵站	1#供暖锅炉	2021.2.22	氮氧化物				200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2	是
	2#供暖锅炉	2021.2.22	氮氧化物				200		是
石化站	1#供暖锅炉	2021.2.25	氮氧化物				200		是
	2#供暖锅炉	2021.2.25	氮氧化物				200		是
石西站	1#供暖锅炉	2021.2.24	氮氧化物				200		是
	2#供暖锅炉	2021.2.25	氮氧化物				200		是
输气队(红浅站)	供暖锅炉	2021.2.23	氮氧化物				200		是
输气队(金龙站)	供暖锅炉	2021.2.23	氮氧化物				200		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
输气队(九区站)	供暖锅炉	2021.2.23	氮氧化物				200		是
四泵站	1#供暖锅炉	2021.2.22	氮氧化物				200		是
	2#供暖锅炉	2021.2.22	氮氧化物				200		是
风城中心站	供暖锅炉	2021.2.23	氮氧化物				200		是
701 站	3#加热炉	2020.11.18	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	4#加热炉	2020.11.18	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
703 站	1#加热炉	2020.11.16	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#加热炉	2020.11.16	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
704 站	1#加热炉	2020.11.16	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#加热炉	2020.11.16	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
705 站	1#加热炉	2020.11.20	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#加热炉	2020.11.20	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
706 站	1#加热炉	2020.11.20	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#加热炉	2020.11.20	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
北三台	1#加热炉	2020.11.30	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#加热炉	2020.11.30	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	3#加热炉	2020.11.30	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
彩南站	加热炉	2020.11.27	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
火烧山	1#加热炉	2020.11.28	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#加热炉	2020.11.28	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是
总站	1#加热炉	2020.11.23	SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			颗粒物				20		是
			烟气黑度				≤1		是

由上表可知，油田油气储运公司中各站点排气筒废气污染物均可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 限值要求。

②无组织废气

各场站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-61 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃	标准值	标准来源	是否达标
701 站	2021.1.28	厂界东侧		4	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	是
		厂界南侧		4		是
		厂界西侧		4		是
		厂界北侧		4		是
北三台站	2021.3.10	厂界东侧		4		是
		厂界南侧		4		是

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃	标准值	标准来源	是否达标
		厂界西侧		4		是
		厂界北侧		4		是
		罐区旁		10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	是
彩南站	2021.3.10	厂界东侧		4	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	是
		厂界南侧		4		是
		厂界西侧		4		是
		厂界北侧		4		是
		罐区旁		10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	是
六泵站	2021.3.10	厂界东侧		4	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	是
		厂界南侧		4		是
		厂界西侧		4		是
		厂界北侧		4		是
		罐区旁		10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	是
石化站	2021.1.27	厂界东侧		4	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	是
		厂界南侧		4		是
		厂界西侧		4		是
		厂界北侧		4		是
石西站	2021.3.26	厂界东侧		4		是
		厂界南侧		4		是
		厂界西侧		4		是
		厂界北侧		4		是
		罐区旁		10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	是
四泵站	2021.3.25	厂界东侧		4	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	是
		厂界南侧		4		是
		厂界西侧		4		是

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃	标准值	标准来源	是否达标
		厂界北侧		4		是
		罐区旁		10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	是

由上表可知，油田油气储运公司中各站点厂界非甲烷总烃均可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值，厂内非甲烷总烃可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）标准要求。

（15）呼图壁储气库作业区

①有组织废气

呼图壁储气库、集注站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-62 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
储气库	1#热水锅炉	2021.1.20	氮氧化物				200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2	是
	2#热水锅炉	2020.11.05	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	1#相变炉	2020.11.05	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#相变炉	2020.11.27	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	3#相变炉	2020.11.05	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度（mg/m³）			执行标准	标准来源	达标情况
				第一次	第二次	第三次			
	1#有机热载体锅炉	2020.11.05	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	2#有机热载体锅炉	2020.11.27	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
	3#有机热载体锅炉	2020.11.27	颗粒物				20		是
			SO_2				50		是
			氮氧化物				200		是
			烟气黑度				≤1		是
集注站	1#热水锅炉	2021.4.12	氮氧化物				200		是
	2#热水锅炉	2021.3.27	氮氧化物				200		是
	热媒炉 1#	2021.4.12	氮氧化物				200		是
	热媒炉 2#	2021.4.12	氮氧化物				200		是
	热媒炉 3#	2021.4.12	氮氧化物				200		是

由上表可知，储气库、集注站燃气设备燃烧废气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

②无组织废气

储气库、集注站厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-63 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	污染物			标准值			标准来源	是否达标
			非甲烷总烃	硫化氢	甲醇	非甲烷总烃	硫化氢	甲醇		
集注站	2020.5.9	1#上风向				4	0.06	12	非甲烷总烃、甲醇：《大气污染物综合排放标准》（GB16297-	是
		2#下风向				4	0.06	12		是
		3#下风向				4	0.06	12		是
		4#下风向				4	0.06	12		是

储气库	2020.5.9	1#上风向				4	0.06	12	1996），硫化氢：《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）	是
		2#下风向				4	0.06	12		是
		3#下风向				4	0.06	12		是
		4#下风向				4	0.06	12		是
	2020.5.10	1#上风向				4	0.06	12		是
		2#下风向				4	0.06	12		是
		3#下风向				4	0.06	12		是
		4#下风向				4	0.06	12		是

由上表可知，储气库、集注站厂界无组织非甲烷总烃、甲醇排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值要求，硫化氢排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）限值要求。

（16）王家沟油气储运中心

①有组织废气

各场站燃气（天然气）设备燃烧废气排放情况见下表。

表 3.3-64 废气污染物监督性监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站名	排气筒	监测时间	监测因子	排放浓度	执行标准	标准来源	达标情况
北站桥	油气回收系统排气筒	2020.10.15	非甲烷总烃		25	《储油库大气污染物排放标准》（GB20950-2007）	否
南站桥	油气回收系统排气筒	2020.10.15	非甲烷总烃		25		是
公路发油台	油气回收系统排气筒	2020.9.15	非甲烷总烃		25		是
火车装载区	油气回收系统排气筒	2020.9.15	非甲烷总烃		25		是
油气储运中心	相变炉 1#	2021.4	SO_2		50	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	是
			NO_x		150		是
			颗粒物		20		是
	相变炉 2#	2021.4	SO_2		50		是
			NO_x		150		是
			颗粒物		20		是

由上表可知，王家沟油气储运中心除北站桥油气回收系统排气筒中非甲烷总烃排放浓度不能满足《储油库大气污染物排放标准》（GB20950-2007）限值要求外，其余各站点排气筒非甲烷总烃排放满足《储油库大气污染物排放标准》（GB20950-2007）限值要求，颗粒物、SO_2、氮氧化物排放满足《锅炉大气污

染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 限值要求。

②无组织废气

王家沟油气储运中心厂界无组织废气情况见下表。

表 3.3-65 废气污染物监督性监测结果汇总表（无组织）（单位：mg/m³）

测定地点	检测时间	测点位置	非甲烷总烃		标准来源	是否达标
			监测值	标准值		
王家沟油气储运中心	2021.6.9	上风向 1#		4	非甲烷总烃：《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	是
		下风向 2#		4		是
		下风向 3#		4		是
		下风向 4#		4		是

由上表可知，王家沟油气储运中心厂界无组织废气非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值要求。

（17）宇澄热力

①有组织废气

宇澄热力各供汽站燃煤设备燃烧废气在线监测排放情况见下表。

表 3.3-66 废气污染物在线监测结果汇总表（有组织）（单位：mg/m³）

站点	监测时段	排放浓度		
		烟尘	SO_2	NO_x
第一供汽站排气筒	2020 年 1 月			
	2020 年 2 月			
	2020 年 3 月			
	2020 年 4 月			
	2020 年 5 月			
	2020 年 6 月			
	2020 年 7 月	77.51		
	2020 年 8 月	146	56.38	
	2020 年 9 月			
	2020 年 10 月			
	2020 年 11 月			
	2020 年 12 月			
	最小值			
	最大值	146	56.38	

站点	监测时段	排放浓度		
		烟尘	SO_2	NO_x
	平均值	30.78		
第二供汽站排气筒	2020 年 1 月			
	2020 年 2 月			
	2020 年 3 月			
	2020 年 4 月			
	2020 年 5 月			
	2020 年 6 月			
	2020 年 7 月			
	2020 年 8 月			
	2020 年 9 月			
	2020 年 10 月	58.35		
	2020 年 11 月			
	2020 年 12 月			
	最小值			
	最大值	58.35		
	平均值			
第三供汽站排气筒	2020 年 1 月			
	2020 年 2 月			
	2020 年 3 月			
	2020 年 4 月			
	2020 年 5 月			
	2020 年 6 月			
	2020 年 7 月			
	2020 年 8 月			
	2020 年 9 月			
	2020 年 10 月			
	2020 年 11 月			
	2020 年 12 月			
	最小值			
	最大值			

站点	监测时段	排放浓度		
		烟尘	SO_2	NO_x
	平均值			
标准值		20	50	100
标准来源		《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2		
是否达标		部分超标	部分超标	是

由上表可知，宇澄热力第一供汽站烟尘、二氧化硫部分数据超过《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准限值；第二供汽站烟尘部分数据超过《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准限值，其余数据均满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准限值要求。

3.3.4.3.2 废水达标情况分析

（1）采油一厂

红浅联合站废水经红浅稠油处理站污水处理系统进行处理，大部分回用，少量外排至红浅排放区域。其外排口监测情况如下。

表 3.3-67 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样时间	取样点位	pH	SS	BOD_5	COD	总有机碳	氨氮	总磷	硫化物	石油类	挥发酚	阴离子表面活性剂
2021.4.14	红浅外排口第一次										1.02	
	红浅外排口第二次										1.05	
	红浅外排口第三次										1.10	
2021.5.7	红浅外排口											
2021.8.11	红浅外排口第一次											
	红浅外排口第二次											
	红浅外排口第三次											
标准值		6-9	150	30	150	30	25	/	1.0	10	0.5	10
是否达标		是	是	是	是	是	是	/	是	是	否	是

由上表可知，红浅外排口中除挥发酚不能满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准，其余因子均可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准要求。

（2）百口泉

百口泉联合站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-68 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样时间	取样点位	pH	SS	硫化物	石油类
2019.3.19	稀油处理站污水处理装置出口				
2019.3.20	稀油处理站污水处理装置出口				
标准值		6—9	50	2.0	50
标准来源		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）			
是否达标		是	是	是	是

由上表可知，百口泉联合站污水处理装置出口污染物浓度可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相关要求。

（3）风城油田作业区

各场站污水处理装置废水处理情况见下表。

表 3.3-69 废水检测结果表

采样地点	项目名称	2020.12.22-12.29 监测值	标准值	标准来源	是否达标
80 万吨稀油处理站出口	腐蚀率（mm/a）		/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	/
	腐生菌（个/mL）		$n\times10^4$（1＜n＜10）		是
	硫酸盐还原菌（个/mL）		25		是
	铁细菌（个/mL）		$n\times10^4$（1＜n＜10）		是
	含油量（mg/L）		30		是
	悬浮固体含量（mg/L）		10		是
一号稠油联合处理站	含油量（mg/L）		30		是
	悬浮固体含量（mg/L）		20		是
二号稠油联合处理站	含油量（mg/L）		30		是
	悬浮固体含量（mg/L）		10		是

由上表可知，风城油田作业区 80 万吨稀油处理站出口、一号稠油联合处理

站、二号稠油联合处理站出口水质可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准要求。

（4）红山油田责任公司

红山公司与采油一厂签订有污水处理协议，油田采油废水管输至采油一厂红浅稠油处理站污水处理系统处理，处理后以高温高压蒸汽回注地层。采油一厂污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-70 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样时间	取样点位	pH	SS	硫化物	石油类
2019.4.8	采油一厂污水处理装置出口				
2019.4.9	采油一厂污水处理装置出口				
标准值		6—9	50	2.0	50
标准来源		《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）			
是否达标		是	是	是	是

由上表可知，采油一厂污水处理装置出口污染物浓度可满足《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）相关要求。

（5）重油公司

重油开发公司废水经六九区污水处理站进行处理，大部分回用，少量外排至六九区排放区域。其外排口监测情况如下。

表 3.3-71 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样时间	取样点位	pH	SS	氨氮	硫化物	COD	石油类	挥发酚
2021.8.23	六九区排放区域复合流带出口水样							
标准值		6—9	200	25	1.0	150	10	0.5
标准来源		《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准						
是否达标		是	是	是	是	是	是	是

由上表可知，六九区污水处理站外排废水各项指标可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准。

（6）准东采油厂

①沙南集中处理站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-73 废水检测结果表 （单位：mg/L（pH 无量纲））

采样地点	项目名称	2021 年 8 月 18 日监测值								标准值	标准来源	是否达标
		污水处理设施进口				污水处理设施排口						
沙南集中处理站	pH									/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	/
	悬浮物									10		是
	石油类									30		是

由上表可知，准东采油厂沙南集中处理站废水污染物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。

②北三台联合站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-74 废水检测结果表 （单位：mg/L（pH 无量纲））

采样地点	项目名称	2021 年 8 月 20 日监测值								标准值	标准来源	是否达标
		污水处理设施进口				污水处理设施排口						
北三台联合站	pH									/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	/
	悬浮物									10		是
	石油类									30		是

由上表可知，准东采油厂北三台联合站废水污染物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。

③李晓华站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-75 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样地点	项目名称	2020 年 11 月 9 日监测值		标准值	标准来源	是否达标
		注水泵进口	斜板罐出口			
李晓华站	pH 值			/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	/
	悬浮物			10		是
	石油类			30		是
	硫酸盐还原菌（个/mL）			25		是
	腐生菌（个/mL）			$n\times10^4$（1＜n＜10）		是
	铁生菌（个/mL）			$n\times10^4$（1＜n＜10）		是

由上表可知，准东采油厂李晓华站废水污染物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。

④彩南集中处理站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-76 废水检测结果表 （单位：mg/L（pH 无量纲））

采样地点	项目名称	2021 年 8 月 16 日监测值								标准值	标准来源	是否达标
		污水处理系统进口				污水处理系统出口						
彩南集中处理站	pH 值									/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	/
	悬浮物									10		是
	石油类									30		是

由上表可知，准东采油厂彩南集中处理站废水污染物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。

（7）吉庆油田作业区

吉祥联合站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-77 废水检测结果表

监测点位	取样时间	监测项目	单位	检测值	标准值	标准来源	是否达标
吉祥联合站注水泵房前取样口	2018.6.5	石油类	mg/L		≤15.0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	是
		悬浮物	mg/L		≤5.0		是
	2018.6.6	石油类	mg/L		≤15.0		是
		悬浮物	mg/L		≤5.0		是
吉祥联合站注水泵入口	2020.1.13	腐生菌（TGB）	（个/mL）		n×10^3		是
		硫酸盐还原菌（SRB）	（个/mL）		≤25		是
		铁细菌（IB）	（个/mL）		n×10^3		是

由上表可知，吉祥联合站回注水各污染物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准。

（8）采气一厂

①克拉美丽天然气处理站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-78 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样时间	取样点位	pH	氨氮	COD	SS	硫化物	挥发酚	氯化物	六价铬	石油类/动植物油
2019.4.2-4.16	克拉美丽天然气处理站产出水处理装置									

采样时间	取样点位	pH	氨氮	COD	SS	硫化物	挥发酚	氯化物	六价铬	石油类/动植物油
标准值		6—9	/	/	200	/	/	/	/	100
标准来源		《气田水回注技术规范》（QSY01004-2016）								
是否达标		是	/	/	是	/	/	/	/	是

由上表可知，克拉美丽天然气处理站产出水处理装置出水口各类指标满足《气田水回注技术规范》（QSY01004-2016）标准限值。

②玛河天然气处理站废水进入采气一厂稀油污水处理站进行处理，采油一厂稀油处理站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-79 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样时间	取样点位	pH	氨氮	COD	挥发酚	石油类	动植物油	TOC	BOD_5
/	采气一厂稀油污水处理站出水口								
标准值		6—9	/	/	/	30	/	/	/
标准来源		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）							
是否达标		是	/	/	/	是	/	/	/

由上表可知，采油一厂稀油处理站污水处理装置出水各指标满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的标准要求。

（9）呼图壁

呼图壁采出废水进入采油二厂 51 号原油处理站污水处理站进行处理，51 号原油处理站污水处理装置废水处理达标情况见下表。

表 3.3-80 废水检测结果表（单位：mg/L（pH 无量纲））

采样地点	项目名称	2019 年 2 月 27 日	2019 年 2 月 27 日	标准值	标准来源	是否达标
采油二厂 51 号原油处理站污水处理系统出口	pH			/	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	/
	悬浮物			30		是
	石油类			50		是
	硫化物			2		是

由上表可知，采油二厂 51 号原油处理站污水处理装置出口废水指标均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的标准要求。

3.3.4.3.3 噪声达标情况分析

（1）采油一厂

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-82 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准来源	标准限值	是否达标
			东	南	西	北			
车 89 集中处理站	2019 年 4 月 22 日	昼					《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准	60	是
		夜						50	是
	2019 年 4 月 23 日	昼						60	是
		夜						50	是
稠油处理站	2019 年 4 月 23 日	昼						60	是
		夜						50	是
	2019 年 4 月 24 日	昼						60	是
		夜						50	是

通过对采油一厂车 89 集中处理站、稠油处理站厂界昼间、夜间噪声监测，结果符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准值（昼间 60dB[A]、夜间 50dB[A]），无超标现象。

（2）采油二厂

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-83 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准来源	标准限值	是否达标
			东	南	西	北			
81#原油处理站	2021 年 5 月 22 日	昼					《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 3 类标准	65	是
		夜						55	是
51#稀油处理站	2021 年 5 月 21 日	昼						65	是
		夜						55	是
72#三采联合处理站	2021 年 5 月 22 日	昼						65	是
		夜						55	是

通过对各站场厂界四周昼间、夜间噪声监测表明，81 号原油处理站、51#稀油处理站、72#三采联合处理站厂界噪声结果符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 3 类标准值（昼间 65dB[A]、夜间 55dB[A]）。

（3）百口泉采油厂

百口泉联合站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-84 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准来源	标准限值	是否达标
			东	南	西	北			
稀油处理站	2019 年 3 月 22 日	昼					《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准	60	是
		夜		53.5				50	否
	2019 年 3 月 23 日	昼						60	是
		夜						50	是

由上表可知，百口泉联合站厂界除南厂界夜间噪声不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准值外，其余厂界四周昼夜间噪声值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准值（昼间 60dB[A]、夜间 50dB[A]）。

（4）风城油田作业区

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-85 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

站名	测点位置	2019 年 3 月 27 日		2019 年 3 月 28 日		标准	达标情况
		昼间	夜间	昼间	夜间		
80 万吨稀油处理站	厂界东					《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准 昼间：65 夜间：55	达标
	厂界北				56		夜间超标
	厂界西						达标
	厂界南						达标
一号稠油联合处理站	厂界南						达标
	厂界西		56.7				夜间超标
	厂界北						达标
	厂界东						达标
站名	**测点位置**	**2019 年 3 月 29 日**		**2019 年 3 月 30 日**		**标准**	**达标情况**
		昼间	**夜间**	**昼间**	**夜间**		
二号稠油联合处理站	厂界西					《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准 昼间：65	达标
	厂界南						达标
	厂界东						达标

站名	测点位置	2019年3月27日		2019年3月28日		标准	达标情况
		昼间	夜间	昼间	夜间		
	厂界北					夜间：55	达标

由上表可知，80 万吨稀油处理站北厂界夜间噪声、一号稠油联合处理站夜间噪声超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求；其余各场站厂界昼夜噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（5）新港公司

91 联合站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-87 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

站名	测点位置	监测结果			
		昼间	夜间	昼间	夜间
91 联合站	厂界东				
	厂界南				
	厂界西				
	厂界北				
排放标准		65	55	65	55
标准来源		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准			
是否达标		是	是	是	是

由上表可知，新港公司 91 联合站厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（6）红山油田责任公司

红 003 稠油处理站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-88 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准来源	标准限值	是否达标
			东	南	西	北			
红 003 稠油处理站	2019 年 4 月 23 日	昼					《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	60	是
		夜						50	是
	2019 年 4 月 24 日	昼						60	是
		夜						50	是

由上表可知，红山油田责任公司红 003 稠油处理站厂界四周昼夜间厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

（7）重油公司

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-89 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

站名	监测时间	测点位置	监测结果	
			昼间	夜间
61#集输处理站	2021.3.9	厂界东		
		厂界南		
		厂界西		
		厂界北		
92#集输处理站	2021.3.9	厂界东		
		厂界南		
		厂界西		
		厂界北		
排放标准			65	55
标准来源			《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准	
是否达标			是	是

由上表可知，重油公司 61#集输处理站、92#集输处理站厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（8）陆梁油田作业区

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-90 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

站名	测点位置	监测结果	
		昼间	夜间
陆梁集中处理站	厂界东		
	厂界南		
	厂界西		
	厂界北		
石南 21 集中处理站	厂界东		
	厂界南		
	厂界西		

站名	测点位置	监测结果	
		昼间	夜间
	厂界北		
排放标准		60	50
标准来源		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	
是否达标		是	是

由上表可知，陆梁油田作业区陆梁集中处理站厂界东、石南 21 集中处理站厂界东、北夜间噪声数据不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求，其余数据均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（9）石西油田作业区

石西集中处理站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-91 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

站名	测点位置	监测结果	
		昼间	夜间
石西集中处理站	厂界东		
	厂界南		
	厂界西		
	厂界北		
排放标准		60	50
标准来源		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	
是否达标		是	否

由上表可知，石西油田作业区石西集中处理站厂界除厂界南不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求外，其余厂界均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（10）准东采油厂

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-92 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准限值	标准来源	是否达标
			东南	西南	西北	东北			
沙南集中	2020 年 12 月 01 日	昼					60	《工业企业厂界环	是

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准限值	标准来源	是否达标
			东南	西南	西北	东北			
处理站	2020 年 12 月 02 日	夜					50	境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	是
北三台联合站	2020 年 11 月 30 日	昼					60		是
	2020 年 12 月 01 日	夜					50		是
李晓华站	2020 年 11 月 28 日	昼					65	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	是
	2020 年 11 月 29 日	夜					55		是

由上表可知，准东采油厂沙南集中处理站、北三台联合站厂界四周昼夜间噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求；李晓华站厂界四周昼夜间噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（11）吉庆油田作业区

吉祥联合站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-95 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

点位名称		监测时间	监测值		标准值		标准来源	是否达标
			昼间	夜间	昼间	夜间		
吉祥联合站	东侧	2018.6.26			60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	是
	南侧				60	50		是
	西侧				60	50		是
	北侧				60	50		是
	东侧	2018.6.27			60	50		是
	南侧				60	50		是
	西侧				60	50		是
	北侧				60	50		是
	东侧	2019.10.22			60	50		是
	南侧				60	50		是
	西侧				60	50		是
	北侧				60	50		是
	东侧	2019.10.23			60	50		是
	南侧				60	50		是

点位名称		监测时间	监测值		标准值		标准来源	是否达标
			昼间	夜间	昼间	夜间		
	西侧				60	50		是
	北侧				60	50		是

由上表可知，吉祥联合站厂界四周昼夜间噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

（12）采气一厂

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-96 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准限值	标准来源	是否达标
			东	南	西	北			
克 75 天然气处理站	2021 年 9 月 14 日	昼					65	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	是
		夜					55		是
克拉美丽天然气处理站	2021 年 9 月 13 日	昼					65		是
		夜					55		是
盆 5 天然气处理站	2021 年 9 月 13 日	昼					65		是
		夜					55		是
滴 10 天然气处理站	2021 年 9 月 13 日	昼					65		是
		夜					55		是
滴西 12 天然气处理站	2021 年 9 月 13 日	昼					65		是
		夜					55		是
玛河天然气处理站	2021 年 9 月 15 日	昼					65		是
		夜					55		是

由上表可知，采气一厂克 75 天然气处理站、克拉美丽天然气处理站、盆 5 天然气处理站、滴 10 天然气处理站、滴西 12 天然气处理站、玛河天然气处理站厂界四周昼夜间噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（13）储运公司

各场站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-97 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准限值	标准来源	是否达标
			东	南	西	北			
701 站	2021 年 12 月 27 日	昼					65	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	是
		夜					55		是
总站	2020 年 1 月 2 日	昼					65		是
		夜					55		是
北三台	2020 年 4 月 27 日	昼					65		是
		夜			55.7		55		西厂界夜间不达标
石化站	2021 年 12 月 27 日	昼					65		是
		夜					55		是

由上表可知，北三台除西厂界夜间噪声不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求外，其余站场储运公司 701 站、总站、石化站厂界昼夜间噪声均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（14）呼图壁储气库

呼图壁储气库集注站厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-99 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准限值	标准来源	是否达标
			东	南	西	北			
集注站	2021 年 5 月 7 日	昼					65	《工业企业厂界环境 噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	是
		夜					55		是

由上表可知，呼图壁储气库集注站厂界四周噪声可达到《工业企业厂界环境 噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（15）王家沟油气储运中心

王家沟油气储运中心厂界噪声排放情况见下表。

表 3.3-100 噪声检测结果表（单位：dB(A)）

场站名称	监测时间	时段	监测结果				标准限值	标准来源	是否达标
			东	南	西	北			
王家沟油气储运中心	2020 年 10 月 15 日	昼					65	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	是
		夜					55		是

由上表可知，王家沟油气储运中心厂界四周噪声可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

3.3.4.4 现有碳排放核算

经调查，油田公司“十三五”碳排放总量 4440.11 万吨 CO_2 当量，其中燃料燃烧 79.66%，购入电力热力 16.85%，放空逸散 3.59%。

2020 年碳排放总量 906.05 万吨 CO_2 当量，其中稠油生产排放最大，达 706.04 万吨 CO_2 当量，占比 77.93%。

图 3.3-57 “十三五”期间温室气体排放量分布图

3.3.5 公用基础设施现状

3.3.5.1 供电

新疆油田电网由克拉玛依电网和准东电网组成，均与新疆主电网并网运行。

（1）克拉玛依电网

克拉玛依电网随油田发展而不断壮大，历经 60 年建设，目前形成以克拉玛依电厂（以下简称克电厂）为中心，西南至车排子油田，东至腹部油田，东北至夏子街油田的带状网络。克拉玛依电网主网架电压等级为 110kV，有 4 种电压等级：110kV、35kV、6（10）kV、0.4（0.38/0.22）kV。

①220kV 电网是以 220kV 克拉玛依区域变、白碱滩变和百口泉变为中心的“一”字形网络，分别与新疆电网的奎屯电网、塔城电网、阿勒泰电网、石河子电网联网。2020 年 6 月克拉玛依电厂关停，全部电力供应由国网承担。

②110kV 电网形成克电厂—百口泉变—夏子街变—陆梁变—石西变—枢纽变—北郊变—克电厂七边形单环主输电网（主环网），开环运行，由环上克电厂、环内克石化热电厂、环外克拉玛依区域变和百口泉 220kV 变电站向其供电构成主要电源。

③35kV 电网以 110kV 变电站（或克电厂）为中心形成 35kV 辐射网络。35kV 变电站划分 3 类：正规变、箱式变电站和简易变。

④10（6）kV 配电网以 110kV 变电站或 35kV 变电站为中心，采取分区供电形式。

（2）准东油田电网

准东油田电网是新疆油田公司另一个集发、输、变、配为一体的独立电力系统，2009 年与国网昌吉电网联网运行，自 1980 年代中期准东油田开发以来，经过近 30 多年的发展，范围已覆盖三台油田、北十六井区、沙南油田、火烧山油田、彩南油田、马庄气田、阜西基地等地区，但未覆盖陆东—五彩湾地区的克拉美丽油气田。

准东油田电网主网架电压 110kV，有 4 个电压等级：110kV、35kV、10（6）kV、0.4（0.38/0.22）kV。2019 年，准东油田电网 35kV 及以上网络平均功率因数 0.98，网损率 1.9%，供电可靠率 99.935%。

①110kV 电网已形成阜西基地变—三台变电站（三台电厂）—火烧山变—彩南变的反“C”形单回路输电网。电网电源来自新疆电网昌吉东部地区电网，阜—油线向阜康石油基地供电，湾－火线向火烧山油田和彩南油田供电，甘－吉线三台支线向三台地区油田供电。

②35kV 电网是以 110kV 变电站为中心形成的 35kV 辐射网络。由三台 110kV 变电站配出 2 条 35kV 线路在北 16 井区、沙南井区形成了环网供电。35kV 变电站有 2 个类型：正规变、箱变和简易变。

（3）电网规模

截止 2019 年底，与新疆油田相关电网现状见表 3.3-101。

表 3.3-101 新疆油田电网现状表

序号	项目名称	单位	数量	规模
合计				
1	110kV 变电站	座	17	870MVA
2	110kV 线路	条	19	1172.93km
3	35kV 变电站	座	58	583.55MVA
4	35kV 线路	条	79	1090.82km
一	克拉玛依电网			

序号	项目名称	单位	数量	规模
1	110kV 变电站	座	14	802MVA
2	110kV 线路	条	16	931.07km
3	35kV 变电站	座	45	543.15MVA
4	35kV 线路	条	68	839.24km
二	准东油田电网			
1	110kV 变电站	座	3	68MVA
2	110kV 线路	条	3	241.86km
3	35kV 变电站	座	13	40.4MVA
4	35kV 线路	条	11	251.58km

（4）油田用电

2019 年新疆油田公司油气生产用电为 16.64×10^8kW•h，油田电网最高负荷为 26MW。公司各单位电能消耗见表 3.3-102。

表 3.3-102 2016-2020 年公司各厂油田生产电能消耗表

序号	单位	油田生产总用电量（10^4kW•h）				
		2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
1	采油一厂					
2	采油二厂					
3	采气一厂					
4	百口泉采油厂					
5	重油开发公司					
6	准东采油厂					
7	石西作业区					
8	陆梁作业区					
9	储运公司					
10	新港公司					
11	风城作业区					
合计						

3.3.5.2 供水

（1）供水水源

新疆油田生产用水在优先回用油田处理合格净化水后，不足部分由各地清水水源提供，清水水源主要由两部分组成，一是地表水，包括白杨河地表水和部分引额济克水；二是地下水，包括百口泉、黄羊泉等水源地。

清水供水系统按油田区域划分为西北缘、腹部和东部三个供水系统，其中西北缘供水系统以白杨河、引额济克水和百口泉、黄羊泉等地下水为主；腹部、东部油区供水系统主要以地下水源为主。

（1）地表水源

地表水源只有白杨河水系。白杨河全长 170km，流域面积 6250km^2，集水面积 2116km^2，河流径流补给依靠融雪和降雨。

水源配套工程已建成 3 座水库，分别是白杨河水库、调节水库和黄羊泉水库，总库容为 1.14×10^{8}m^3，建成 4 座净化水厂，处理总规模为 23×10^{4}m^3/d，建成供水干管 192km。

（2）引额济克水

引额济克水由额尔齐斯河引水，向克拉玛依分配毛水约 4×10^{8}m^3/a，主要解决克拉玛依市大农业、市区及油田用水。其水利配套设施主要有：风城水库、三坪水库、西郊水库，总库容 1.71×10^{8}m^3，建成风克干渠 112km，建成三坪水厂处理规模为 10×10^{4}m^3/d，第五净化水厂处理规模为 20×10^{4}m^3/d，第六净化水厂处理规模为 10×10^{4}m^3/d。

（3）地下水源

已建成 308 口地下水源井，分布在百口泉、黄羊泉、包古图和各区块地下水源地，最大产水能力 18.8×10^{4}m^3/d，共建成集、输水管道（渠）283km，转水泵站 3 座。

表 3.3-103 2019 年供水水源现状一览表

序号	名称	水井总数（口）	工作井数（口）	供水能力（m^3/d）	用水去向
一	西北缘				
	地表水				
	克拉玛依水源				
1	白杨河、引额济克水				
	地下水源				
1	百口泉水源及抗旱水井				
2	黄羊泉水源				
3	包古图水源				
	油田小型地下水源				
4	车排子水源				
5	车 67 水源				
6	车 60 水源				
7	车 510				
8	卡六水源				
9	红山嘴水源				
10	五 1 区水源				
11	五区南水源				
12	小拐水源				
13	呼图壁水源				
14	盆 5 水源				
15	J188 水源				
16	夏子街水源				
17	乌尔禾水源				
18	玛 2 水源				
19	玛 131、艾湖水源				
20	金龙 2 水源				
二	腹部				
1	石西水源				

序号	名称	水井总数（口）	工作井数（口）	供水能力（m^3/d）	用水去向
2	石南水源				
3	莫北水源				
4	陆 9 水源				
5	莫 109				
6	陆 12				
7	石南 21				
三	东部				
1	W-水源地				
2	沙南水源				
3	北十六水源				
4	电厂南水源				
5	电厂北水源				
6	沙北（19）水源				
7	彩南水源				
8	滴 12				
9	滴 2				
10	彩 8				
11	克拉美丽气田				
12	滴西 12				
13	西泉 1				
14	吉 7				

（2）供水工程

3.3.5.3 油区内部道路

随着油田不断发展，油田道路不断延伸，为确保油田建设有序进行，建立完善的交通运输体系，油田道路建设至关重要。目前新疆油田已建成环准噶尔

盆地的一、二级路网骨架，油田道路与国道、省道连接形成较为完善的交通运输体系，形成连系石西、陆梁、盆五、石南、彩南、火烧山和克拉玛依油田的环形公路网，在各油田内部建有三级道路和砂砾道路网，以满足内部交通运输需要。

新疆油田道路采用环网或枝状形式布局，按使用功能划分为油田主干道，集油区公路和单井巡井路三种类型，按路面结构等级划分为一、二、三级和砂砾道路。截止 2018 年底，新疆油田公司建设各级道路共计 4215km，其中二级路 662km，三级路 1962km，砂石路 1591km，分属油田公司各二级单位管辖。

表 3.3-104 新疆油田道路统计表

序号	管理单位	道路等级				小计	备注
		一级	二级	三级	砂砾		
	油田公司						
1	采油一厂						
2	采油二厂						
3	采气一厂						
4	百口泉采油厂						
5	风城作业区						
6	重油开发公司						
7	石西油田						
8	陆梁油田						
9	准东采油厂						
10	彩南作业区						
11	红山公司						
12	新港公司						
13	供水公司						

注：一、二、三级路面结构采用沥青混凝土路面，砂砾道路路面结构采用砂砾路面。

3.3.5.4 原油储运

（1）输油管道

原油储运系统包括输油管道和原油库。

表 3.3-105 主干输油管道现状表

序号	管道名称	规格（mm）	管长（km）	输送压力（MPa）	设计输送能力（10^4t/a）	相关加热/泵站（座）	2019 年输送量（10^4t/a）	建设时间
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								

序号	管道名称	规格（mm）	管长（km）	输送压力（MPa）	设计输送能力（10^4t/a）	相关加热/泵站（座）	2019 年输送量（10^4t/a）	建设时间

（2）原油库

原油储运系统设有 5 座原油库，分别为 701 站、总站、石化分输站、北三台站和王家沟油库。各油库已建油罐 46 座，总罐容 $131\times10^4m^3$。

3.3.5.5 天然气输配

新疆油田天然气输配系统包括天然气管网和储气库，具备集、输、配、储功能。油田天然气管网包括天然气主干输气管道、西北缘输配气管网和其他区域天然气输配气管道。

已建成天然气输送环网（D610），这是我国沿盆地建成的第一个环形输气管网，建成天然气输配气管道 56 条，延展长度 1662km，管网年输配气能力 $120\times10^8m^3$。

表 3.3-106 准噶尔盆地天然气主干输气管道现状表

序号	管道名称	管径/mm	长度/km	压力/MPa	壁厚/mm	设计输量/$10^4m^3/d$	现输量/$10^4m^3/d$	建设时间/年
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

序号	管道名称	管径/mm	长度/km	压力/MPa	壁厚/mm	设计输量/$10^4m^3/d$	现输量/$10^4m^3/d$	建设时间/年
10								
合计			1132.6					

（2）西北缘输配气管网

表 3.3-107 西北缘输配气管网主要天然气输配气管道现状表

序号	管道名称	管径/mm	长度/km	设计压力/MPa	壁厚/mm	设计能力/$10^4m^3/d$	现输量/$10^4m^3/d$	建设时间/年
1								
2								
3								
4								
5								
合计			228.7					

（3）西二线联络线

表 3.3-108 西二线联络线现状表

序号	供气管道名称	管径/mm	长度/km	设计压力/MPa	壁厚/mm	设计能力/$10^4m^3/d$	现输量/$10^4m^3/d$	建设时间/年
1								
2								
3								
4								

序号	供气管道名称	管径 /mm	长度 /km	设计压力 /MPa	壁厚 /mm	设计能力 /$10^4m^3/d$	现输量 /$10^4m^3/d$	建设时间 /年
合计			115.55					

（4）呼图壁储气库

表 3.3-108 储气库工程建设规模一览表

序号	项目	单位	总规模
1	注气规模	$10^4m^3/d$	
2	采气规模	$10^4m^3/d$	
3	天然气处理规模	$10^4m^3/d$	
4	凝析油处理规模	t/d	
5	外输增压规模	$10^4m^3/d$	
6	储气库-昌吉站双向输气管道输气规模	$10^4m^3/d$	
7	储气库-706 泵站输气管道输气规模	$10^4m^3/d$	

（5）配气站

输配气管网沿途已建一级配气站 2 座、二级配气站 25 座，配气能力 $123\times10^8m^3/a$。平均输配气量 $140\sim800\times10^4m^3/d$。

3.3.6 环境管理现状

3.3.5.1 环境管理体系现状

中国石油新疆油田分公司自成立以来由其重视该区域的环境问题，公司安全环保处对油气田各开发区块内的污染物排放、污染控制措施运行、环境影响评价制度的执行等方面进行监督和管理。

（1）建设环境管理机构

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

员，负责生产单位的环保工作。

（2）实行建设项目环境影响评价制度

中国石油新疆油田分公司严格执行建设项目环境影响评价制度，已开发建设的各类单体建设项目均通过环评审批和环评验收后，方投产运行。现已完成的各类单体建设项目环保手续基本齐全。

（3）实行排污许可证制度

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》的要求，本次规划涉及 16 个二级单位均已按照法律法规规定申领排污许可证，主要管理类别以登记管理和简化管理为主，其中王家沟油气储运中心为重点管理。具体列表见 3.2.2 小节。

（4）实行环境综合整治定量考核制度

经调查，大气污染控制、水污染控制、噪声控制、固体废物的综合利用与处置等情况均纳入新疆油田分公司环境综合整治定时考核体系，以推动新疆油田分公司的环保工作。

（5）排污口规范化整治

新疆油田分公司下辖各二级单位的水、大气、固废、噪声排放口设置严格按照《污染源排污口规范化设置导则》要求进行。

（6）实行环保目标责任制

根据环境保护规划的目标和要求，制定年度环保计划和指标，把环保指标以责任书的形式层层分解到各二级单位，推动二级单位把环保指标列入承包合同和岗位责任制中，建立起自我监控机制。

总体来说，新疆油田分公司的环境管理体系较为完整，但为保证整个体系的稳定运作，需加强各环境管理机构的日常环境管理、执法监督工作，在加强自身队伍的建设和完善各项硬件设施等方面作出更大的努力，使环境管理体系更加和谐有力。

3.3.5.2 监测能力现状

新疆油田分公司建立了以院领导为总指挥，开展地质实验中心、采收率研究所、开发实验中心、采油工艺实验中心、新疆油田公司环境监测站、节能监测中心、计量监督监测中心、油田化学剂产品质量监督检验站为主要分支的监测能力体系建设。

图 3.3-58 新疆油田分公司监测体系框架

3.3.5.3 环境信息公开

为进一步加强环境信息公开管理，促进公众参与和监督，不断提高环境保护管理水平，新疆油田分公司要求公司各相关单位按照《企业事业单位环境信息公开办法》，定期通过网络、电子屏幕等方式完成环境信息公开。但是生态环境保护的宣传力度仍需继续加强。

图 3.3-59 风城油田作业区环境信息公开情况

图 3.3-60 采油二厂环境信息公开情况

3.3.5.4 环保督查整治情况

3.4 环境风险管理现状与调查

3.4.1 突发事件总体应急体系建立概况

（1）应急体系构成

新疆油田分公司及各二级单位已建立了突发事件应急预案体系，突发事件应急预案体系包括综合预案（即突发事件总体应急预案）、专项应急预案、现场处置预案等。综合预案：突发事件总体应急预案与油田公司突发事件总体应急预案相衔接，是应急预案体系的总纲和规范性文件，从总体上阐述处理事故的应急方针、政策、应急组织结构及相关的应急职责、措施与保障等基本要求和程序，为专项应急预案提供指导原则和总体框架，由应急领导小组负责制定并发布实施。专项应急预案：包括自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类十三项专项应急预案，具体明确了突发事件的救援程序和应急救援措施，是总体预案的重要组成部分。2020 年对《新疆油田环境突发事件专项应急预案》进行修订。现场处置方案：由站场或者班组根据实际生产情况制定、实施的预案。其中，突发事件总体应急预案内容包括总则、组织机构及职责、预警与预防、突发事件分类与分级、应急准备、应急响应、应急保障、预案管理等。新疆油田分公司及各二级单位应急预案体系及内容符合《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2013）的要求。

新疆油田公司突发事件总体应急预案总共包括自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件，

新疆油田公司应急体系的构成如下图 3.4-1 所示。

图 3.4-1 新疆油田公司应急体系构成图

（2）应急组织机构及职责概况

公司应急组织机构由公司应急领导小组、应急办公室、应急工作支持部门、宣传组、应急专家组、现场应急指挥部、组成。成立由新疆油田公司总经理为组长，公司分管业务副总经理任副组长，公司相关领导和部门正职为主要成员的公司应急领导小组。应急办公室设在生产运行处，综合协调突发事件应对工作。相关部门根据业务分工，履行相应应急职责。宣传组由办公室牵头，企业文化处（党委宣传部、机关党工委、团委）、生产运行处、安全环保处、企管法规处和维稳信访办公室（保卫部、武装部）等部门参与组成。应急专家由各专项和部门预案根据需要选定具有技术业务强、经验丰富的工程技术、管理人员组成，纳入公司专家库。现场应急指挥部是负责现场应急救援指挥的中心，由公司应急领导小组指定派出。现场应急指挥部总指挥由公司应急领导小组组长指派并授权，行使现场应急指挥、协调、处置等职责。下设现场抢险调度组、现场抢险救援组、现场综合保障组。

新疆油田公司应急组织体系（见图 3.4-2）和Ⅰ级突发事件信息报告流程图（见图 3.4-3）。

图 3.4-2 新疆油田公司突发环境事件应急组织体系图

图 3.4-3 新疆油田公司Ⅰ级突发事件应急信息报告流程图

3.4.2 突发环境事件应急预案编制及备案情况

新疆油田分公司及下属二级单位均开展了《突发环境事件专项应急预案》，并按照要求及时完成修订工作，并及时在所属地区生态环境主管部门进行了备案，通过增加环境风险识别、应急资源评估等内容，完善应急组织机构、职责、响应流程及应急处置措施，做到事故发生时有可依托的规范有效应急措施，事故对环境的影响降到最低，全面保障社会公共安全、减少财产损失。

表 3.4-1 各厂区应急预案编制及备案情况

序号	单位	备案号		发布时间	备案部门	风险级别
1	新疆油田分公司					
2	准东采油厂					

序号	单位	备案号	发布时间	备案部门	风险级别
3	采油一厂				
4	采油二厂				
5	百口泉采油厂				
6	石西油田作业区				
7	陆梁油田作业区				
8	风城油田作业区				
9	黑油山有限责任公司				
10	重油开发公司				
11	红山公司				
12	新港公司				
13	吉庆油田作业区				
14	新疆油田油气储运公司				
15	采气一厂				
16	呼图壁储气库				
17	王家沟油气储运中心				

3.4.3 应急工作运行情况

（1）应急培训

本次规划涉及到的 16 个二级单位均重视应急培训工作，自应急预案发布以来，组织应急管理人员参加上级部门组织的应急知识培训，每半年组织一次应急培训，通过培训，提高了业务人员的自身素质和应急管理工作水平，为有效应对突发事件提供了人力资源保障。

（2）应急演练

本次规划涉及到的 16 个二级单位应急演练分为组织指挥演练、单项演练和综合演练。组织指挥演练由指挥领导小组副组长每年组织一次；单项演练由每专业队组长每年组织二次；综合演练由指挥领导小组组长每年组织一次。通过各种应急演练，既检验了应急预案的适用性和可操作性，也锻炼了应急队伍；既检验了事故状态下内部应急响应机制，也检验了各单位各部门之间联合处置突发事件的协同作战能力。为预案的修订完善奠定了基础。

呼图壁储气库现场应急演练情况

石西油田作业区石西 4 井控应急演练记录及分析评价

石西油田作业区大风天气停电应急预案演练

图 3.4-4 二级单位应急演练照片

表 3.4-2 二级单位 2021 年度应急演练计划汇总表（部分）

序号	单位	应急演练预案名称	演练部门/队伍	演练方式	参演人数	预计演练时间	备注
1							已实施
2							已实施
3							已实施
4							已实施
5							已实施
6							已实施
7							已实施
8							已实施
9							已实施
10							已实施
11							已实施
12							已实施
13							已实施
14							已实施
15							待实施

3.4.4 环境应急处置

为确保业务范围区域发生环境事件及次生、衍生事件能够迅速有效地进行应急抢险救援和控制处置，最大限度的减少环境污染、确保人员生命安全、降低财产经济损失、保障正常油气生产运行，为此新疆油田公司针对相关突发事件制定了一系列应急防范处置措施，如突发环境事件现场、水体污染事件的应急处置防范处置措施，及陆上溢油事件、突发有毒气体扩散事件、辐射事件处理、受伤人员现场救护、救治与医院救治等措施。

3.4.5 环境应急队伍

（1）厂级

各二级单位成立了应急领导小组由厂最高管理层及机关相关职能部门负责人组成，是突发事件应急管理工作的最高领导机构。是突发事件应急管理工作的领导机构。负责突发事件的应急组织领导和决策指挥工作。

厂级应急领导小组人员组成：组长（厂长），副组长（厂党委书记、厂党委委员），成员（厂安全副总工程师、厂副总师及机关各部门、机关直属部门、单位主要负责人领导小组组长外出等特殊情况下，由组长授权应急工作负责人）。

应急领导小组下设应急管理办公室，由分管安全环保工作的副厂长任主任协管安全环保工作的厂安全副总工程师任副主任，设在生产运行科，是应急领导小组的日常办事机构，是本厂应急管理的常设机构。主要负责本厂应急体系建设和制度建设，组织对本厂总体应急预案、专项应急预案的修订与审核，组织开展应急管理调研、宣传培训和厂Ⅱ级专项预案应急演练的组织协调工作，负责应急资源配置、专业救援队伍建设和应急平台管理。

应急组织机构还设有应急工作支持部门、应急信息小组、应急专家组、现场应急指挥小组、抢险救援小组、医疗救护小组、后勤保障小组、善后处理小组、事故调查小组以及区域应急联动救援小组、三级单位应急领导小组等。

（2）站级

构成重大危险源的各站场分别成立了由站领导及各组相关职能部门负责人组成的站场级应急工作小组。

站场应急领导小组人员组成：组长（站长），副组长（副站长、安全员），成员（副站长、各岗位主要负责人）。

应急工作主要部门为生产技术组和生产监督组。

（3）公司专业应急队伍

油田公司环境突发事件企业内部可依托的应急队伍分专职队伍和兼职队伍。专职队伍主要依托新疆油田消防支队，有管理及消防人员 663 人，各类消防车 70 辆。兼职队伍依托新疆油田公司应急救援中心，其中工程技术公司（约 10 人）承担公司井筒应急；油气储运公司承担公司油气管线泄漏事故应急，其余由各二级单位应急机构组成。

新疆油田消防支队下属五个大队、两个中队，负责新疆油田生产区域、生活基地及就近驻地金龙镇、三坪镇、白碱滩区、乌尔禾及准东地区的社会应急抢险救灾工作。

按照新疆消防联区总体分布，新疆油田属于第五联区，第五联区内属于中国石油内部企业，可以依托的应急力量为乌鲁木齐石化分公司消防支队、独山子石化分公司消防支队、吐哈油田分公司消防支队、西部管道消防科。

表 3.4-3 新疆油田公司消防力量覆盖区域划分

序号	消防一大队	消防二大队	消防三大队	消防四大队	消防五大队	风城油田消防中队	呼图壁气田消防中队
区域							
人数							

（4）企业外部应急队伍

新疆油田公司突发环境事件企业外部可以依托的队伍分为政府、协作单位两部分，其中协作单位应急力量见表 3.4-4。

表 3.4-4 协作单位应急力量

序号	单位	服务范围	单位地点
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			

序号	单位	服务范围	单位地点
8			
9			
10			
11			
12			
13			

3.4.6 环境应急物资储备

（1）油田公司内部应急物资

表 3.4-5 新疆油田分公司应急救援中心应急物资

序号	名称	种类	数量
1			
2			
3			

表 3.4-6 第五联防区消防应急物资统计表

器材名称	乌鲁木齐石化分公司消防支队	独山子石化公司消防支队	新疆油田消防支队	吐哈油田分公司消防支队	西部管道消防科

器材名称	乌鲁木齐石化分公司消防支队	独山子石化公司消防支队	新疆油田消防支队	吐哈油田分公司消防支队	西部管道消防科

表 3.4-7 应急救援中心应急物资统计表

单位	工程技术公司三分公司基地物资	工程技术公司二分公司基地物资	工程技术公司六分公司基地

表 3.4-8 油气储运公司应急物资统计表

序号	名称	种类	数量
1			

（2）企业外部应急物资

①政府：政府设置克拉玛依区人武部物质储备点、独山子区应急储备库、白碱滩区武装部储备库、乌尔禾区等应急物资库。

②协作单位：西部钻探公司配置的井喷事故应急物资除消防灭火物资外，主要有井喷专用工具、高压电动真空充气泵、金属切割机、喷砂切割装置、放射性物品专用运输箱、便携式放射性表面污染监测仪等；致信公司除常用的应急物资外，主要配备了油气管线专用的管件、阀门等维修材料。详见下表。

③厂家：井喷、长输管线泄漏、火灾等事故应急使用的泥浆、泡沫液等物资，以及井控工器具维修等供应商或技术服务企业，收集到的企业有贝肯公司、创拓公司、迪马公司、友联公司等。

新疆油田分公司内部应急资源与外部应急资源整合后，可设置内外联合的井喷失控、火灾爆炸、长输管道泄漏等事故灾难应急专兼职抢险队伍，建立沙漠腹地、准东、西北缘等应急物资站库，配置满足规范要求的消防设施、灭火

器材等应急物资，符合新疆油田环境突发事件所需的应急基本要求。

建立政府、周边企业、社会公民的共同关系网络，实现跨领域、跨部门、跨地区的合作，大大提高防范能力、快速反应能力、紧急动员能力、组织协调能力、抢险救援能力和处置能力，为公司应急响应提供了必要的应急保障。

表 3.4-9 政府部门应急物资储备情况

单位	克拉玛依区人武部物质储备点	独山子区应急储备库	白碱滩区武装部储备库	乌尔禾区应急储备库
类型				
数量				

表 3.4-10 西部钻探井控应急物资储备情况

单位	准东井下技术作业公司准东基地应急物资库	准东井下技术作业公司探井作业区应急物资库	鑫永达公司火烧山作业区应急物资库	鑫永达公司吉祥作业区应急物资库	新友公司彩南作业区应急物资库
类型					
数量					

3.4.7 重点厂区涉及的危险物质储存情况

根据行业分析，对各厂区涉及到易燃易爆、有毒有害物质进行了分类整理，并根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）对各厂区使用的危化品进行筛选。新疆油田各单位涉及的主要环境风险物质包括原油、天然气、凝析油等。

表 3.4-11 新疆油田分公司环境风险物质统计表

序号	二级单位	所属基层单位	风险物质名称	2019年最大使用量/t	最大储量/t	储存地点	临界量/t	Q=最大储存量/临界量
1	采油一厂							
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

序号	二级单位	所属基层单位	风险物质名称	2019年最大使用量/t	最大储量/t	储存地点	临界量/t	Q=最大储存量/临界量
10								
11	采油二厂							
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23	百口泉采油厂							
24								
25								
26								
27								
28	风城油田作业区							
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35	黑油山有限责任公司							
36								

序号	二级单位	所属基层单位	风险物质名称	2019年最大使用量/t	最大储量/t	储存地点	临界量/t	Q=最大储存量/临界量
37								
38								
39	新港公司							
40								
41								
42								
43								
44								
45								
46								
47	红山公司							
48								
49	重油公司							
50								
51								
52								
53								
54								
55								
56								
57	陆梁油田作业区							
58								
59								
60								
61								
62								
63	石西油							

序号	二级单位	所属基层单位	风险物质名称	2019年最大使用量/t	最大储量/t	储存地点	临界量/t	Q=最大储存量/临界量
64	田作业区							
65								
66								
67								
68								
69								
70								
71								
72								
73								
74								
75								
76								
77								
78								
79								
80								
81	淮东采油厂							
82								
83								
84								
85								
86								
87								
88								
89	吉庆油田作业区							
90								
91								

序号	二级单位	所属基层单位	风险物质名称	2019年最大使用量/t	最大储量/t	储存地点	临界量/t	Q=最大储存量/临界量
92								
93								
94	采气一厂							
95								
96								
97								
98								
99								
100								
101								
102	油气储运公司							
103								
104								
105								
106	呼图壁储气库作业区							
107								
108	王家沟油气储运中心							

3.5 环境质量现状调查与评价

3.5.1 大气环境质量现状评价

3.5.1.1 达标区判定

根据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据的可获得性、数据质量、代表性因子等因素，本次评价基准年为 2020 年。从行政区域来看，本次评价范围主要涉及克拉玛依市、阿勒泰地区福海县、昌吉回族自治州（呼图壁县、吉木萨尔县、阜康市）、塔城地区和丰县、石河子市；本次规划涉及的各区块均属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二类功能区；大气评价范围内包括玛依格勒森林公园、魔鬼城风景区自然公园、卡拉麦里有蹄类野生动物自然保

护区，属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中一类功能区。

本次采用资料收集法，收集了本次评价范围涉及的克拉玛依市、阿勒泰地区、昌吉回族自治州（呼图壁县、吉木萨尔县、阜康市）、塔城地区、石河子市2020年环境空气质量监测数据。

各州市监测数据均来源于中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”，数据分析结果表明，昌吉回族自治州（包括吉木萨尔县、阜康市）、石河子市属于环境空气质量不达标区（超标因子为 PM_{10}、$PM_{2.5}$），阿勒泰地区、塔城地区、克拉玛依市属于环境空气质量达标区。

表 3.5-1 环境空气质量达标判定结果

行政区	监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
克拉玛依市	SO_2	年平均值				达标
	NO_2	年平均值				达标
	PM_{10}	年平均值				达标
	$PM_{2.5}$	年平均值				达标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数				达标
阿勒泰地区	SO_2	年平均值				达标
	NO_2	年平均值				达标
	PM_{10}	年平均值				达标
	$PM_{2.5}$	年平均值				达标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数				达标
昌吉回族自治州	SO_2	年平均值				达标
	NO_2	年平均值				达标
	PM_{10}	年平均值				超标
	$PM_{2.5}$	年平均值				超标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
	O_3	最大 8 小时平均第				达标

行政区	监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
		90 百分位数				
吉木萨尔县	SO_2	年平均值				达标
	NO_2	年平均值				达标
	PM_{10}	年平均值				超标
	$PM_{2.5}$	年平均值				超标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数				超标
阜康市	SO_2	年平均值				达标
	NO_2	年平均值				达标
	PM_{10}	年平均值				超标
	$PM_{2.5}$	年平均值				超标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数				达标
塔城地区	SO_2	年平均值				达标
	NO_2	年平均值				达标
	PM_{10}	年平均值				达标
	$PM_{2.5}$	年平均值				达标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数				达标
石河子市	SO_2	年平均值				达标
	NO_2	年平均值				达标
	PM_{10}	年平均值				超标
	$PM_{2.5}$	年平均值				超标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数				达标
	O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数				达标

3.5.1.2 补充监测

本次评价委托新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 11 月 11 日至 12 月 02 日对新油气田玛湖区块、吉木萨尔页岩油区块、南缘区块、老区块（西北缘区块、腹部区块、东部区块）、呼图壁储气库的非甲烷总烃、硫化氢指标进行监测。

（1）监测布点及因子

本次评价在新油气田玛湖区块、吉木萨尔页岩油区块、南缘区块、老区块（西北缘区块、腹部区块、东部区块）、呼图壁储气库项目所在地及主导风向下风向 5km 范围内各设置 1 个监测点进行补充监测。现状监测点位图见图 3.5-1，监测项目见表 3.5-2。

表 3.5-2 大气环境质量现状监测点位

标号		监测点位名称	监测点位坐标	监测因子
玛湖区块				非甲烷总烃、硫化氢
吉木萨尔页岩油区块				非甲烷总烃、硫化氢
南缘区块				非甲烷总烃、硫化氢
老区块	西北缘区块			非甲烷总烃、硫化氢
	腹部区块			非甲烷总烃、硫化氢

标号		监测点位名称	监测点位坐标	监测因子
	东部区块			非甲烷总烃、硫化氢
呼图壁储气库				非甲烷总烃

（2）监测时间及频次

按国家规范监测，连续监测 7 天，污染物采样时间及频率见表 3.5-3。

表 3.5-3 各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时段	采样时间
NMHC	一次采样		
硫化氢	4 次/天	1 小时均值 02:00；08:00；14:00；20:00	1 小时/次，每次采样不少于 45min，连续 7 天
TVOC	1 次/天	8 小时均值	6 小时，2021.2.20~2.26 （每 8 小时至少有 6 小时平均浓度值）

（3）监测方法

监测时采样环境、采样高度的要求按《环境监测技术规范》（大气部分）、《大气污染物综合排放标准详解》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求执行。

表 3.5-4 监测项目、分析方法、方法来源及最低检出浓度

监测项目	分析方法及来源	最低检出浓度
非甲烷总烃	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）	0.070mg/m³
H_2S	亚甲蓝分光光度法（B） 《空气和废气监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局第五篇第四章第十节（三）	0.001mg/m³
TVOC	《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）	5×10^{-4}mg/m³

（4）评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij}=\frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中：Iij—i 指标 j 测点指数；

Cij—i 指标 j 测点监测值（mg/m^3）；

Csi—i 指标二级标准值（mg/m^3）。

（5）评价结果

监测结果统计见表 3.5-5。

表 3.5-5 其他污染物环境质量现状监测结果表

区块	监测点位	污染物	平均时间	评价标准/($\mu g/m^3$)	监测浓度范围/($\mu g/m^3$)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
吉木萨尔页岩油区块	1#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	2#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
东部区块	1#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	2#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	3#卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
玛湖区块	1#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	2#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
腹部区块	1#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	2#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	3#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
西北缘区块	1#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	2#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标

区块	监测点位	污染物	平均时间	评价标准/(μg/m³)	监测浓度范围/(μg/m³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
	3#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	4#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	5#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	6#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	7#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	8#玛依格勒森林公园	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	9#魔鬼城风景区自然公园	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
南缘区块	1#区块所在地	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	2#区块下风向	H_2S	1 小时均值	10			0	达标
		非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
呼图壁储气库	1#区块所在地	非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标
	2#区块下风向	非甲烷总烃	一次值	2000			0	达标

通过监测结果的统计分析，评价区域内各监测点位各项监测因子均未出现超标现象，吉木萨尔页岩油区块、玛湖区块、腹部区块、西北缘区块、南缘区块、呼图壁储气库 H_2S 现状浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准要求，非甲烷总烃监测值均可满足《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值要求，评价区域现状环境空气质量良好。

3.5.1.3 环境空气质量趋势分析

根据规划分析，新、老区块开发主要集中在西北缘区块和东北区块，本次评价重点针对克拉玛依市和准东地区的环境空气基本污染物质量演变趋势进行

分析。

图 3.5-2 2012-2020 克拉玛依市环境空气质量变化趋势图

表 3.5-6 克拉玛依市 2012 至 2020 年大气环境质量年均统计表

评价因子	评价指标	标准值	单位	2012 年			2013 年			2014 年			2015 年			2017 年			2018 年			2019 年			2020 年		
				现状浓度	占标率/%	达标情况	现状浓度	占标率/%	达标情况	现状浓度	占标率/%	达标情况	现状浓度	占标率/%	达标情况	现状浓度	占标率/%	达标情况	现状浓度	占标率/%	达标情况	现状浓度	占标率/%	达标情况	现状浓度	占标率/%	达标情况
SO_2	年平均值	60	$\mu g/m^3$																							
NO_2	年平均值	40	$\mu g/m^3$																							
PM_{10}	年平均值	70	$\mu g/m^3$																							
$PM_{2.5}$	年平均值	35	$\mu g/m^3$																							
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4	mg/m^3																							
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	$\mu g/m^3$																							

（2）准东地区

准东开发区空气自动站 2016 年建设，监测因子为 SO_2、NO_X、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，本次评价采用准东开发区空气自动站监测数据，分析准东区域 2016 年至 2020 年的基本污染物质量演变趋势，具体见表 3.5-7、表 3.5-8 及图 3.5-3。

表 3.5-7 淮东区域空气质量趋势评价表（2016-2020 年）

评价因子	平均时段	百分位	2016 年				2017 年				2018 年				2019 年				2020 年			
			现状浓度 (μg/m³)	标准限值 (μg/m³)	占标率 /%	达标情况	现状浓度 (μg/m³)	标准限值 (μg/m³)	占标率 /%	达标情况	现状浓度 (μg/m³)	标准限值 (μg/m³)	占标率 /%	达标情况	现状浓度 (μg/m³)	标准限值 (μg/m³)	占标率 /%	达标情况	现状浓度 (μg/m³)	标准限值 (μg/m³)	占标率 /%	达标情况
SO_2	年平均浓度	-																				
	百分位上日平均质量浓度	98%																				
NO_2	年平均浓度	-																				
	百分位上日平均质量浓度	98%																				
$PM_{2.5}$	年平均浓度	-																				
	百分位上日平均质量浓度	95%																				
PM_{10}	年平均浓度	-																				
	百分位上日平均质量浓度	95%																				
CO	百分位上日平均质量浓度	95%																				
O_3	百分位上 8h 平均质量浓度	90%																				

图 3.5-3 六种基本污染物浓度变化趋势图

根据表3.5-8及图3.5-1可知，2016年至2020年，准东地区SO_2、NO_2、CO、O_3浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准值要求；PM_{10}、$PM_{2.5}$超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准值要求；2018年起NO_2浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准值要求；SO_2、NO_2、CO、O_3浓度总体呈下降的趋势，PM_{10}、$PM_{2.5}$浓度呈升高趋势。

表 3.5-8 准东地区 2016-2020 年优良天数趋势表

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
一级天数（d）					
二级天数（d）					
优良天数比例（%）					
重污染天数（d）					
主要超标因子					

由表 3.5-8 可知，准东地区 2016-2020 年期间，优良天数比例在 2017 年比例最高，其他年份稳定波动；重污染天数呈上升趋势。

3.5.2 地表水环境质量现状评价

根据《2020 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》，2020 年全疆水环境质量情况如下：

2020 年，全疆河流水质保持稳定，总体为优。监测的 78 条河流 168 个断面中，Ⅰ～Ⅲ类优良水质断面 166 个，占 98.8%；无Ⅳ类轻度污染及Ⅴ类中度污染水质断面；劣Ⅴ类重度污染水质断面 2 个，占 1.2%。伊犁河、额尔齐斯河、

阿克苏河、玛纳斯河、孔雀河等 77 条河流水质优良，水磨河中下游的 2 个断面存在不同程度污染，超标因子主要为总磷、氨氮、化学需氧量等。Ⅰ～Ⅲ类优良水质断面、劣Ⅴ类重度污染水质断面比例同比均持平。

全疆湖库水质保持稳定，总体为轻度污染。监测的 31 个湖库中。Ⅰ～Ⅲ类优良水质湖库 23 个，占 74.2%；Ⅳ类轻度污染水质湖库 3 个，占 9.7%；Ⅴ类中度污染水质湖库 1 个，占 3.2%；劣Ⅴ类重度污染水质湖库 4 个，占 12.9%。喀纳斯湖、天池、白杨河水库等 23 个高山湖库和城市上游湖库水质类别为Ⅰ～Ⅲ类，水质较好；艾比湖、蘑菇湖水库、青格达湖（猛进水库）等 8 个城市下游和尾闾湖库水质类别为Ⅳ～劣 Ⅴ 类，水质相对较差，超标因子主要为化学需氧量、氟化物、总磷、高锰酸盐指数等。Ⅰ～Ⅲ类水质湖库比例同比增加 3.2 个百分点，Ⅴ类水质湖库比例同比减少 3.2 个百分点，Ⅳ类水质及劣Ⅴ类水质湖库比例同比保持不变。

全疆城镇集中式饮用水水源地水质保持稳定，总体为优。监测的 119 个城镇集中式饮用水水源地中，水质达标水源地 110 个，占 92.4%。其中，32 个城市集中式饮用水水源地，水质达标比例为 87.5%；87 个城镇集中式饮用水水源地，水质达标比例为 94.3%。不达标水源地水质超标因子主要为硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、氟化物等天然本底指标。全区城镇集中式饮用水水源地达标比例同比增加 1.4 个百分点。

3.5.3 地下水环境质量现状评价

3.5.3.1 现状监测

（1）监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），及项目所在区域的地质特征和环境影响特点，在评价范围内设置 21 个监测点，对地下水水位、水质进行监测，其中吉木萨尔区块东部板块中 GW1、GW2、GW3 点位引用新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 5 月 10 日进行监测的数据。监测点布局详见表 3.5-6。

表 3.5-6 地下水环境监测点布置

编号		监测点位	监测点位坐标	监测因子
玛湖区块	GW1	区块上游水井		水位、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}
	GW2	区块两侧水井 1		
	GW3	区块两侧水井 2		
	GW4	区块井		
吉木萨尔区块东部板块	GW1	区块上游水井		pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、耗氧量、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、铁、锰、汞、砷、铅、镉、镍、苯、甲基叔丁基醚、石油类和总大肠菌群、Na^+、K^+、Mg^{2+}、Ca^{2+}、Cl-、SO_4^{2-}、HCO^{3-}、CO_3^{2-}
	GW2	区块两侧水井 1		
	GW3	区块两侧水井 2		
	GW4	区块内下游水井 1		水位、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}
	GW5	区块内下游水井 2		
	GW6	区块井		
	GW7	区块井		
西北缘区块	GW1	区块上游水井		水位、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}
	GW2	区块井		
	GW3	区块两侧水井 1		
	GW4	区块两侧水井 2		
	GW5	区块内下游水井 1		
腹部区块	GW1	区块井		水位、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、重碳酸根、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}
	GW2	区块两侧水井 1		
	GW3	区块两侧水井 2		
	GW4	区块内下游水井 1		
	GW5	区块内下游水井 2		

（2）监测项目

根据项目性质，地下水环境现状监测项目包括 19 项基本水质因子：pH、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油

类；8 项阳离子和阴离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，同时记录井深、地面高程、现场 GPS 定位、水温、水位。

（3）监测时间和频次

监测时间：2021 年 11 月 11 日至 12 月 02 日，委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测（吉木萨尔区块东部板块中 GW1、GW2、GW3 点位引用新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 5 月 10 日进行监测的数据）。

监测频次、采样：采样 1 次，监测 1 次。

（4）分析方法

按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《水和废水监测分析方法》（第四版）及《生活饮用水标准检验方法》（GB5750-85）的相关规定和要求执行。取样点深度位于井水位以下 0.5m 处。

3.5.3.2 监测结果评价

地下水水位监测结果见表 3.5-7；地下水水质监测结果见表 3.5-8～3.5-11。

表 3.5-7 地下水水位监测

区块	采样点编号	监测点	水位（m）	水温（℃）
吉木萨尔区块东部板块	GW6	区块井		
	GW7	区块井		
	GW5	区块两侧水井 2		
	GW4	区块两侧水井 1		
	GW1	区块上游水井 1		
	GW2	区块上游水井 2		
	GW3	区块上游水井 3		
玛湖区块	GW1	区块上游水井		
	GW2	区块两侧水井 1		
	GW3	区块两侧水井 2		
	GW4	区块井		
西北缘区块	GW3	区块两侧水井 1		
	GW2	区块井		
	GW1	区块上游水井		
	GW5	区块内下游水井 1		

区块	采样点编号	监测点	水位（m）	水温（℃）
	GW4	区块两侧水井 2		
腹部区块	GW2	区块井		
	GW5	区块井		
	GW1	区块井		
	GW3	区块井		
	GW4	区块井		

（1）吉木萨尔区块东部板块

表 3.5-8 地下水水质监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

采样点 项目	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5		GW6		GW7		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
pH 值															
总硬度															
溶解性总固体															
耗氧量															
碳酸根															
重碳酸根															
氨氮															
亚硝酸盐氮															
六价铬															
氰化物															
挥发酚															
氟化物															
氯化物															
硫酸盐															

采样点 项目	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5		GW6		GW7		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
硝酸盐氮															
石油类															
汞															
砷															
铅															
镉															
锰															
钾															
钙															
钠															
镁															

对照评价标准，吉木萨尔区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（2）玛湖区块

表 3.5-9 地下水水质监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

采样点项目	GW1		GW2		GW3		GW4		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
pH 值									
总硬度									
溶解性总固体									
耗氧量									
碳酸根									
重碳酸根									
氨氮									
亚硝酸盐氮									
六价铬									
氰化物									
挥发酚									
氟化物									
氯化物									
硫酸盐									

采样点项目	GW1		GW2		GW3		GW4		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
硝酸盐氮									
石油类									
汞									
砷									
铅									
镉									
锰									
钾									
钙									
钠									
镁									

对照评价标准，玛湖区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氟化物、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（3）西北缘区块

表 3.5-10 地下水水质监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

采样点项目	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
pH 值											
总硬度											
溶解性总固体											
耗氧量											
碳酸根											
重碳酸根											
氨氮											
亚硝酸盐氮											
六价铬											
氰化物											
挥发酚											
氟化物											
氯化物											
硫酸盐											

采样点项目	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
硝酸盐氮											
石油类											
汞											
砷											
铅											
镉											
锰											
钾											
钙											
钠											
镁											

对照评价标准，西北缘区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；耗氧量、锰、砷符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅳ类标准；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（4）腹部区块

表 3.5-11 地下水水质监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

采样点项目	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
pH 值											
总硬度											
溶解性总固体											
耗氧量											
碳酸根											
重碳酸根											
氨氮											
亚硝酸盐氮											
六价铬											
氰化物											
挥发酚											
氟化物											
氯化物											
硫酸盐											

采样点项目	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5		检出限
	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	监测值	水质类别	
硝酸盐氮											
石油类											
汞											
砷											
铅											
镉											
锰											
钾											
钙											
钠											
镁											

对照评价标准，腹部区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；氟化物、锰符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅳ类标准；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求。

3.5.4 声环境质量现状评价

3.5.4.1 现状监测

本次评价委托新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 11 月 12 日~26 日对玛湖区块、吉木萨尔区块、南缘区块、西北缘区块、腹部区块、东部区块、呼图壁储气库评价区域环境噪声进行现状监测。

（1）监测点位置

根据玛湖区块、吉木萨尔区块、南缘区块、西北缘区块、腹部区块、东部区块、呼图壁储气库所在区域的环境特征、声环境敏感目标和噪声污染源现状，在区块四周布置 4 个监测点进行环境噪声现状监测，具体点位设置和监测要求。声环境质量监测点位见表 3.5-12。

表 3.5-12 噪声监测点布置一览表

标号		监测点位	监测点位坐标	监测因子
玛湖区块	N1	区块边界北		LAeq
	N2	区块边界东		LAeq
	N3	区块边界南		LAeq
	N4	区块边界西		LAeq
吉木萨尔区块	N1	区块边界北		LAeq
	N2	区块边界东		LAeq
	N3	区块边界南		LAeq
	N4	区块边界西		LAeq
南缘区块	N1	区块边界北		LAeq
	N2	区块边界东		LAeq
	N3	区块边界南		LAeq
	N4	区块边界西		LAeq
西北缘区块	N1	区块边界北		LAeq
	N2	区块边界东		LAeq
	N3	区块边界南		LAeq

标号		监测点位	监测点位坐标	监测因子
	N4	区块边界西		LAeq
腹部区块	N1	区块边界北		LAeq
	N2	区块边界东		LAeq
	N3	区块边界南		LAeq
	N4	区块边界西		LAeq
东部区块	N1	区块边界北		LAeq
	N2	区块边界东		LAeq
	N3	区块边界南		LAeq
	N4	区块边界西		LAeq
呼图壁储气库	N1	区块边界北		LAeq
	N2	区块边界东		LAeq
	N3	区块边界南		LAeq
	N4	区块边界西		LAeq

（2）监测因子

连续等效 A 声级。

（3）监测频次

连续两天，每天昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

3.5.4.2 监测结果评价

监测结果见下表。

表 3.5-13 声环境质量现状监测结果（单位：dB(A)）

区块	监测日期	监测点位	检测时段	检测值	标准值	标准来源	是否达标
吉木萨尔区块	2021 年 11 月 12 日	区块边界北	昼间		65	《声环境质量标准》（GB3096-2008）	是
			夜间		55		是
		区块边界东	昼间		65		是
			夜间		55		是

区块	监测日期	监测点位	检测时段	检测值	标准值	标准来源	是否达标
		区块边界南	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西	昼间		65		是
			夜间		55		是
	2021 年 11 月 13 日	区块边界北	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西	昼间		65		是
			夜间		55		是
东部区块	2021 年 11 月 14 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
	2021 年 11 月 15 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是

区块	监测日期	监测点位	检测时段	检测值	标准值	标准来源	是否达标
玛湖区块	2021 年 11 月 16 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
	2021 年 11 月 17 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
腹部区块	2021 年 11 月 16 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
	2021 年 11 月 17 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是

区块	监测日期	监测点位	检测时段	检测值	标准值	标准来源	是否达标
		区块边界南N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
西北缘区块	2021年11月20日	区块边界北N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
	2021年11月21日	区块边界北N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
南缘区块	2021年11月25日	区块边界北N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西N4	昼间		65		是
			夜间		55		是

区块	监测日期	监测点位	检测时段	检测值	标准值	标准来源	是否达标
	2021 年 11 月 26 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
呼图壁储气库	2021 年 11 月 25 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是
	2021 年 11 月 26 日	区块边界北 N1	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界东 N2	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界南 N3	昼间		65		是
			夜间		55		是
		区块边界西 N4	昼间		65		是
			夜间		55		是

现状监测结果表明，各区块边界均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准要求，声环境质量良好。

3.5.5 土壤环境质量现状评价

本次评价委托新疆天熙环保科技有限公司于 2021 年 11 月 11 日、11 月 18 日至 11 月 25 日对玛湖区块、吉木萨尔区块、南缘区块、西北缘区块、腹部区块、东部区块、呼图壁储气库评价区范围及周边的建设用地和农用地土壤环境进行现状监测。

3.5.5.1 现状监测

（1）监测点位布设

根据《建设用地土壤环境调查评估技术指南》的布点要求：

初步调查阶段，地块面积≤5000m^2，土壤采样点位数不少于 3 个；地块面积＞5000m^2，土壤采样点位数不少于 6 个，并可根据实际情况酌情增加。

详细调查阶段，对于根据污染识别和初步调查筛选的涉嫌污染的区域，土壤采样点位数每 400m^2 不少于 1 个，其他区域每 1600m^2 不少于 1 个。地下水采样点位数每 6400m^2 不少于 1 个。

根据各区域面积、位置，确定监测点位数量见表 3.5-14。

表 3.5-14 土壤环境现状监测点位

区块	布点编号	土地性质	取土样类型	取样深度	监测因子
玛湖区块	1-6#	建设用地	表层样	0～0.2m	GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
吉木萨尔区块东部区块	1#，3#，5#-8#	建设用地	表层样	0～0.2m	GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
	2#，4#，9#，10#	农用地/戈壁	表层样	0～0.2m	GB15618-2018 表 1 中 pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍及石油烃
南缘区块	1-6#	建设用地	表层样	0～0.2m	GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
西北缘区块	1#-7#，9#，11#	建设用地	表层样	0～0.2m	GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量
	8#，10#，12#，13#	农用地/戈壁	表层样	0～0.2m	GB15618-2018 表 1 中 pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍及石油烃
腹部区块	1-8#	建设用地	表层样	0～0.2m	GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量

（2）监测时间及频率

监测一次。

3.5.5.2 监测结果及评价

各区块监测结果见表 3.5-15 至表 3.5-25。

（1）东部区块

表 3.5-15 建设用地土壤监测结果表

监测项目	单位	监测结果						标准值	
		1#	3#	5#	6#	7#	8#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
pH	——							-	-
汞	mg/kg							38	82
砷	mg/kg							60	140
铬（六价）	mg/kg							5.7	78
铅	mg/kg							800	2500
镉	mg/kg							65	172
铜	mg/kg							18000	36000
镍	mg/kg							900	2000
石油烃	mg/kg							4500	9000
水溶性盐总量	g/kg							-	-
氯甲烷	μg/kg							37	120
氯乙烯	μg/kg							0.43	4.3
1,1-二氯乙烯	μg/kg							66	200
二氯甲烷	μg/kg							616	2000
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg							54	163
1,1-二氯乙烷	μg/kg							9	100
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg							596	2000
氯仿	μg/kg							0.9	10

监测项目	单位	监测结果						标准值	
		1#	3#	5#	6#	7#	8#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg							840	840
四氯化碳	μg/kg							2.8	36
苯	μg/kg							4	40
1,2-二氯乙烷	μg/kg							5	21
三氯乙烯	μg/kg							2.8	20
1,2-二氯丙烷	μg/kg							5	47
甲苯	μg/kg							1200	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg							2.8	15
四氯乙烯	μg/kg							53	183
氯苯	μg/kg							270	1000
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg							10	100
乙苯	μg/kg							28	280
间，对-二甲苯	μg/kg							570	570
邻-二甲苯	μg/kg							640	640
苯乙烯	μg/kg							1290	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg							6.8	50
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg							0.5	5
1,4-二氯苯	μg/kg							20	200
1,2-二氯苯	μg/kg							560	560
2-氯苯酚	mg/kg							2256	4500
硝基苯	mg/kg							76	760
萘	mg/kg							70	255
苯 4-氯苯胺	mg/kg							260	663

监测项目		单位	监测结果						标准值	
			1#	3#	5#	6#	7#	8#	筛选值	管制值
			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
胺	2-硝基苯胺	mg/kg								
	3-硝基苯胺	mg/kg								
	4-硝基苯胺	mg/kg								
苯并(a)蒽		mg/kg							15	151
䓛		mg/kg							1293	12900
苯并(b)荧蒽		mg/kg							15	151
苯并(k)荧蒽		mg/kg							151	1500
苯并(a)芘		mg/kg							1.5	15
茚并(1,2,3-cd)芘		mg/kg							15	151
二苯并(a,h)蒽		mg/kg							1.5	15

表 3.5-16 周边农用地土壤监测结果表

监测项目	单位	监测结果				标准值	
		2#	4#	9#	10#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
pH	——					pH＞7.5	pH＞7.5
总汞	mg/kg					3.4	6.0
总砷	mg/kg					25	100
铅	mg/kg					170	1000
镉	mg/kg					0.6	4.0
铜	mg/kg					100	-
镍	mg/kg					190	-
总铬	mg/kg					250	1300
石油烃	mg/kg					-	-

表 3.5-17 土壤理化特性调查表

监测项目	单位	监测结果									
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	9#	10#
氧化还原电位	mV										
渗滤率	mm/min										
容重	g/cm^3										
总孔隙度	%										
阳离子交换量	cmol+/kg										

1#	2#	3#
4#	5#	6#
7#	8#	9#
10#	/	/

图 3.5-2 东部区块土壤剖面图

（2）玛湖区块

表 3.5-18 建设用地土壤监测结果表

监测项目	单位	监测结果						标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
pH	——							-	-
汞	mg/kg							38	82
砷	mg/kg							60	140
铬（六价）	mg/kg							5.7	78
铅	mg/kg							800	2500
镉	mg/kg							65	172
铜	mg/kg							18000	36000
镍	mg/kg							900	2000
石油烃	mg/kg							4500	9000

监测项目	单位	监测结果						标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
水溶性盐总量	g/kg							-	-
氯甲烷	μg/kg							37	120
氯乙烯	μg/kg							0.43	4.3
1,1-二氯乙烯	μg/kg							66	200
二氯甲烷	μg/kg							616	2000
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg							54	163
1,1-二氯乙烷	μg/kg							9	100
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg							596	2000
氯仿	μg/kg							0.9	10
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg							840	840
四氯化碳	μg/kg							2.8	36
苯	μg/kg							4	40
1,2-二氯乙烷	μg/kg							5	21
三氯乙烯	μg/kg							2.8	20
1,2-二氯丙烷	μg/kg							5	47
甲苯	μg/kg							1200	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg							2.8	15
四氯乙烯	μg/kg							53	183
氯苯	μg/kg							270	1000
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg							10	100
乙苯	μg/kg							28	280
间，对-二甲苯	μg/kg							570	570
邻-二甲苯	μg/kg							640	640

监测项目		单位	监测结果						标准值	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	筛选值	管制值
			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
苯乙烯		μg/kg							1290	1290
1,1,2,2-四氯乙烷		μg/kg							6.8	50
1,2,3-三氯丙烷		μg/kg							0.5	5
1,4-二氯苯		μg/kg							20	200
1,2-二氯苯		μg/kg							560	560
2-氯苯酚		mg/kg							2256	4500
硝基苯		mg/kg							76	760
萘		mg/kg							70	255
苯胺	4-氯苯胺	mg/kg							260	663
	2-硝基苯胺	mg/kg								
	3-硝基苯胺	mg/kg								
	4-硝基苯胺	mg/kg								
苯并(a)蒽		mg/kg							15	151
䓛		mg/kg							1293	12900
苯并(b)荧蒽		mg/kg							15	151
苯并(k)荧蒽		mg/kg							151	1500
苯并(a)芘		mg/kg							1.5	15
茚并(1,2,3-cd)芘		mg/kg							15	151
二苯并(a,h)蒽		mg/kg							1.5	15

表 3.5-19 土壤理化特性调查表

监测项目	单位	监测结果					
		1#	2#	3#	4#	5#	6#
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
氧化还原电位	mV						
渗滤率	mm/min						

容重	g/cm^3						
总孔隙度	%						
阳离子交换量	cmol+/kg						

1#	2#	3#
4#	5#	6#

图 3.5-3 玛湖区块土壤剖面图

（3）腹部区块

表 3.5-20 建设用地土壤监测结果表

监测项目	单位	监测结果								标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
pH	——									-	-
汞	mg/kg									38	82
砷	mg/kg									60	140
铬（六价）	mg/kg									5.7	78
铅	mg/kg									800	2500
镉	mg/kg									65	172
铜	mg/kg									18000	36000
镍	mg/kg									900	2000
石油烃	mg/kg									4500	9000
水溶性盐总量	g/kg									-	-
氯甲烷	μg/kg									37	120
氯乙烯	μg/kg									0.43	4.3
1,1-二氯乙烯	μg/kg									66	200
二氯甲烷	μg/kg									616	2000
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg									54	163

监测项目	单位	监测结果								标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
1,1-二氯乙烷	μg/kg									9	100
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg									596	2000
氯仿	μg/kg									0.9	10
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg									840	840
四氯化碳	μg/kg									2.8	36
苯	μg/kg									4	40
1,2-二氯乙烷	μg/kg									5	21
三氯乙烯	μg/kg									2.8	20
1,2-二氯丙烷	μg/kg									5	47
甲苯	μg/kg									1200	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg									2.8	15
四氯乙烯	μg/kg									53	183
氯苯	μg/kg									270	1000
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg									10	100
乙苯	μg/kg									28	280
间，对-二甲苯	μg/kg									570	570
邻-二甲苯	μg/kg									640	640
苯乙烯	μg/kg									1290	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg									6.8	50
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg									0.5	5
1,4-二氯苯	μg/kg									20	200
1,2-二氯苯	μg/kg									560	560

监测项目		单位	监测结果								标准值	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	筛选值	管制值
			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
2-氯苯酚		mg/kg									2256	4500
硝基苯		mg/kg									76	760
萘		mg/kg									70	255
苯胺	4-氯苯胺	mg/kg									260	663
	2-硝基苯胺	mg/kg										
	3-硝基苯胺	mg/kg										
	4-硝基苯胺	mg/kg										
苯并(a)蒽		mg/kg									15	151
䓛		mg/kg									1293	12900
苯并(b)荧蒽		mg/kg									15	151
苯并(k)荧蒽		mg/kg									151	1500
苯并(a)芘		mg/kg									1.5	15
茚并(1,2,3-cd)芘		mg/kg									15	151
二苯并(a,h)蒽		mg/kg									1.5	15

表 3.5-21 土壤理化特性调查表

监测项目	单位	监测结果							
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
氧化还原电位	mV								
渗滤率	mm/min								
容重	g/cm^3								
总孔隙度	%								
阳离子交换量	cmol+/kg								

氧化还原电位	mV								

1#	2#	3#
4#	5#	6#
7#	8#	/

图 3.5-4 玛湖区块土壤剖面图

（4）西北缘区块

表 3.5-22 建设用地土壤监测结果表

监测项目	单位	监测结果									标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	9#	11#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
pH	——										-	-
汞	mg/kg										38	82
砷	mg/kg										60	140
铬（六价）	mg/kg										5.7	78
铅	mg/kg										800	2500
镉	mg/kg										65	172
铜	mg/kg										18000	36000
镍	mg/kg										900	2000
石油烃	mg/kg										4500	9000
水溶性盐总量	g/kg										-	-
氯甲烷	μg/kg										37	120
氯乙烯	μg/kg										0.43	4.3

监测项目	单位	监测结果									标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	9#	11#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
1,1-二氯乙烯	μg/kg										66	200
二氯甲烷	μg/kg										616	2000
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg										54	163
1,1-二氯乙烷	μg/kg										9	100
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg										596	2000
氯仿	μg/kg										0.9	10
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg										840	840
四氯化碳	μg/kg										2.8	36
苯	μg/kg										4	40
1,2-二氯乙烷	μg/kg										5	21
三氯乙烯	μg/kg										2.8	20
1,2-二氯丙烷	μg/kg										5	47
甲苯	μg/kg										1200	1200
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg										2.8	15

监测项目	单位	监测结果									标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	9#	11#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
四氯乙烯	μg/kg										53	183
氯苯	μg/kg										270	1000
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg										10	100
乙苯	μg/kg										28	280
间，对-二甲苯	μg/kg										570	570
邻-二甲苯	μg/kg										640	640
苯乙烯	μg/kg										1290	1290
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg										6.8	50
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg										0.5	5
1,4-二氯苯	μg/kg										20	200
1,2-二氯苯	μg/kg										560	560
2-氯苯酚	mg/kg										2256	4500
硝基苯	mg/kg										76	760
萘	mg/kg										70	255

监测项目		单位	监测结果									标准值	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	9#	11#	筛选值	管制值
			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
苯胺	4-氯苯胺	mg/kg										260	663
	2-硝基苯胺	mg/kg											
	3-硝基苯胺	mg/kg											
	4-硝基苯胺	mg/kg											
苯并(a)蒽		mg/kg										15	151
䓛		mg/kg										1293	12900
苯并(b)荧蒽		mg/kg										15	151
苯并(k)荧蒽		mg/kg										151	1500
苯并(a)芘		mg/kg										1.5	15
茚并(1,2,3-cd)芘		mg/kg										15	151
二苯并(a,h)蒽		mg/kg										1.5	15

表 3.5-22 周边农用地土壤检测结果表

监测项目	单位	监测结果				标准值	
		8#	10#	12#	13#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
pH	——					pH＞7.5	pH＞7.5
总汞	mg/kg					3.4	6.0
总砷	mg/kg					25	100
铅	mg/kg					170	1000
镉	mg/kg					0.6	4.0
铜	mg/kg					100	-
镍	mg/kg					190	-
总铬	mg/kg					250	1300
石油烃	mg/kg					-	-

表 3.5-23 土壤理化特性调查表

监测项目	单位	监测结果												
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	9#	10#	11#	12#	13#
氧化还原电位	mV													
渗滤率	mm/min													
容重	g/cm^3													
总孔隙度	%													
阳离子交换量	cmol+/kg													

1#	2#	3#
4#	5#	6#
7#	8#	9#
10#	11#	12#

13#	/	/

图 3.5-5 西北缘区块土壤剖面图

（5）南缘区块

表 3.5-24 建设用地土壤监测结果表

监测项目	单位	监测结果						标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
pH	——							-	-
汞	mg/kg							38	82
砷	mg/kg							60	140
铬（六价）	mg/kg							5.7	78
铅	mg/kg							800	2500
镉	mg/kg							65	172
铜	mg/kg							18000	36000
镍	mg/kg							900	2000
石油烃	mg/kg							4500	9000
水溶性盐总量	g/kg							-	-
氯甲烷	μg/kg							37	120
氯乙烯	μg/kg							0.43	4.3
1,1-二氯乙烯	μg/kg							66	200
二氯甲烷	μg/kg							616	2000
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg							54	163
1,1-二氯乙烷	μg/kg							9	100
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg							596	2000
氯仿	μg/kg							0.9	10
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg							840	840
四氯化碳	μg/kg							2.8	36
苯	μg/kg							4	40
1,2-二氯乙烷	μg/kg							5	21
三氯乙烯	μg/kg							2.8	20

监测项目		单位	监测结果						标准值	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	筛选值	管制值
			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
1,2-二氯丙烷		μg/kg							5	47
甲苯		μg/kg							1200	1200
1,1,2-三氯乙烷		μg/kg							2.8	15
四氯乙烯		μg/kg							53	183
氯苯		μg/kg							270	1000
1,1,1,2-四氯乙烷		μg/kg							10	100
乙苯		μg/kg							28	280
间，对-二甲苯		μg/kg							570	570
邻-二甲苯		μg/kg							640	640
苯乙烯		μg/kg							1290	1290
1,1,2,2-四氯乙烷		μg/kg							6.8	50
1,2,3-三氯丙烷		μg/kg							0.5	5
1,4-二氯苯		μg/kg							20	200
1,2-二氯苯		μg/kg							560	560
2-氯苯酚		mg/kg							2256	4500
硝基苯		mg/kg							76	760
萘		mg/kg							70	255
苯胺	4-氯苯胺	mg/kg							260	663
	2-硝基苯胺	mg/kg								
	3-硝基苯胺	mg/kg								
	4-硝基苯胺	mg/kg								
苯并(a)蒽		mg/kg							15	151
䓛		mg/kg							1293	12900
苯并(b)荧蒽		mg/kg							15	151

监测项目	单位	监测结果						标准值	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	筛选值	管制值
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
苯并(k)荧蒽	mg/kg							151	1500
苯并(a)芘	mg/kg							1.5	15
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg							15	151
二苯并(a,h)蒽	mg/kg							1.5	15

表 3.5-25 土壤理化特性调查表

监测项目	单位	监测结果					
		1#	2#	3#	4#	5#	6#
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
氧化还原电位	mV						
渗滤率	mm/min						
容重	g/cm^3						
总孔隙度	%						
阳离子交换量	cmol+/kg						

1#	2#	3#
4#	5#	6#

图 3.5-6 南缘区块土壤剖面图

综上，根据监测结果可知，玛湖区块 1#-6#点位、东部区块 1#、3#、5#-8#点位、南缘区块 1#-6#点位、西北缘区块 1#-7#、9#、11#点位、腹部区块 1#-8#点位中各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值及管制值。

东部区块 2#、4#、9#、10#点位、西北缘区块 8#、10#、12#、13#点位各项监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 条件下的风险筛选值及管制值。

3.6 区域生态环境现状评价

3.6.1 生态系统及其服务功能调查与评价

（1）生态系统类型

规划油田地面工程开发区域属于典型荒漠生态系统，主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木、荒漠草本植物，荒漠野生动物及其栖息地构成，其中，东部片区也分布有戈壁砾幕层、裸土地、地表冲沟等生态系统环境要素；腹部片区分布有沙地生态系统环境要素；西北缘片区中到北部分布有盐碱度较高的沙地，中到南部则与农田生态系统穿插交错分布，呈镶嵌模式。

荒漠生态系统整体呈现为干旱缺水的态势，其中东部片区砾幕层覆盖的区域地表几乎为裸土地，在靠近地势较高的山体周边，有大量地表冲沟将其分隔，植被稀疏且种类单调地分布在冲沟沿线，生物量较小，为地上分布大量有蹄类野生动物，地下层栖息有少量穴居荒漠野生动物，生物多样性相对单一，生产力不高，生态系统内物质循环和能量流动过程较慢；腹部片区位于准噶尔盆地中心区域，流动性沙丘分布广泛，已采取水土保持及防风固沙措施的部分区域集中分布一些沙生植物，其耐旱性较强，由于地表温度较高，该区域小型野生动物也以穴居为主，整体生物多样性单一，生态系统内物质循环和能量流动过程较慢；西北缘片区以中部为分隔，呈现两种生态系统格局，北部即白碱滩及其以北地区，该区分布有雅丹地貌，植被沿该地貌间隙分布，呈条带状，在艾里克湖一带，由于水分充足，沿湖带植物生物量明显较高，在玛纳斯湖以南区域与白碱滩相接，生长着一些耐盐性植物，而玛纳斯湖以东区域与腹部片区生态系统格局相似。西北缘片区南部则分布有大量绿洲，以农业生产区域为边界与荒漠相接或镶嵌，该区域分布着大量栽培植被，由于天山北坡融雪以及沟渠完善，区域水分相对腹部明显丰富，生态系统内物质循环和能量流动稳定；南缘片区也位于天山北坡绿洲带，其除农田生态系统与西北缘片区南部类似，还分布着大量城镇、村集中的聚落生态系统。

（2）生态系统服务功能重要性

由于规划油田地面工程开发区域以荒漠生态系统为主，镶嵌农田生态系统兼有各类保护地的格局，结合国家与全疆生态功能区划，水土保持区划，其主要服务功能重要性包括防风固沙、水土保持及生物多样性保护。

①防风固沙重要性

荒漠生态系统中，沿地表冲沟分布着部分植被，其沿线防风固沙能力相对较强；戈壁砾幕层也相对稳定，其以古老火成岩为基底，经历强烈的剥蚀作用，砾石表面具黑褐色的荒漠漆皮，在未经人为破坏的情况下也具有一定防风固沙能力；遭受破坏的植被分布区及砾幕层，逐渐演化为小面积沙漠或裸土地，几乎无防风固沙功能；沙地集中分布区中在落实草方格等固沙、水土保持措施后的区域经过一段时间可使生态系统区域趋于稳态，具有较强的防风固沙能力，而落实措施的外延地带随着沙丘移动和风沙天气的不确定性，其防风固沙形势相对严峻。

②水土保持重要性

荒漠生态系统的水土保持能力普遍较低，主要是由于区域风力侵蚀强度较大，是水土流失的重点治理区域；农田生态系统周边因与荒漠交错分布，有较高的沙漠化、石漠化的风险，是水土流失的重点监督区域；而连片分布的农田以及天山北坡等水力侵蚀存在的区域是水土流失的重点预防区域。

③生物多样性保护重要性

农田生态系统中生物多样性常年维持稳定；荒漠生态系统中，由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，野生动物多以此为休憩区、饮水区与取食区，取食和迁徙过程中已在此留下粪便，粪便中有机质进入土壤有利于植被生长，在局地形成生物化学循环，因此冲沟沿线区域生物多样性保护能力较强，戈壁砾幕区几乎无植被覆盖，仅可见动物迁徙，难以提供栖息环境，生物多样性保护能力较弱。此外，区域涉及的自然保护区、淡水湖、森林公园、沙漠公园等各类保护地是生物多样性保护的重要区域。

（3）生态系统服务功能敏感性

结合规划油田地面工程开发区域生态系统类型与生态功能区划，生态系统主要服务功能敏感性包括土地沙化、水土流失及气候变化。

①土地沙化敏感性

荒漠生态系统中，遭受破坏的植被分布区及砾幕层土地沙化敏感性强，土壤质地多为沙质，极易受到风蚀影响；戈壁砾幕层也相对稳定，土地沙化敏感性相对略低，主要是由于区域土壤质地多为基岩，受风蚀的影响较小；由于荒漠植被多沿地表冲沟分布，因此冲沟沿线土地沙化敏感性较低；而沙地集中分

布区域受流动沙丘和大风天气影响，其沙地基质难以稳固趋于破碎化，因此会不断扩大土地沙化面积破坏外围土地基质的稳定性，因此较敏感。

②水土流失敏感性

受风力侵蚀和水力侵蚀强度较大的区域其水土流失敏感性较高。

③气候变化敏感性

荒漠生态系统的植被覆盖受到水热条件共同调节，尤其是受到水分条件的控制。同时，气温升高、蒸散作用增强可能使得水分亏缺更为严重，影响了植被生长；相对于荒漠，农田生态系统能规律地完成光合和呼吸作用，同时由于水分相对充沛，整体对气候变化具有一定抵抗力。

3.6.2 土地利用现状调查与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程，通过实地调查和遥感影像数据的解译，用地理信息系统软件处理得到开发区土地利用类型。根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）标准，评价范围内共包括土地利用现状一级分类 9 类，二级分类 28 类，规划油田地面工程开发区域内共包括土地利用现状一级分类 9 类，二级分类 27 类，详见表 3.6-1，3.6-2，图 3.6-1，3.6-2，3.6-3，3.6-4，3.6-5。

表 3.6-1 评价范围与规划范围土地利用现状统计表

一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	斑块（个）	比例（%）
评价范围					
耕地	水浇地	551.55	1.867	8298	27.49
	旱地	0.05	＜0.001	5	0.02
园地	果园	2.73	0.009	52	0.17
	其他园地	12.53	0.042	199	0.66
林地	灌木林地	2323.73	7.864	2599	8.61
	其他林地	116.73	0.395	1561	5.17
草地	天然牧草地	14275.99	48.312	516	1.71
	人工牧草地	81.19	0.275	489	1.62
	其他草地	2481.91	8.399	6151	20.38
工矿仓储用地	采矿用地	977.02	3.306	2332	7.73
住宅用地	城镇住宅用地	57.74	0.195	220	0.73

一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	斑块（个）	比例（%）
	农村宅基地	48.59	0.164	1897	6.28
交通运输用地	铁路用地	5.45	0.018	35	0.12
	公路用地	10.68	0.036	107	0.35
	农村道路	0.35	0.001	10	0.03
	机场用地	1.94	0.007	2	0.01
	管道运输用地	0.02	＜0.001	4	0.01
水域及水利设施用地	河流水面	6.94	0.023	141	0.47
	湖泊水面	63.41	0.215	13	0.04
	水库水面	17.43	0.059	51	0.17
	坑塘水面	7.50	0.025	296	0.98
	内陆滩涂	108.08	0.366	513	1.70
	沟渠	11.44	0.039	110	0.36
	水工建筑用地	2.81	0.010	32	0.11
其他土地	设施农用地	4.24	0.014	363	1.20
	盐碱地	1205.27	4.079	2288	7.58
	沙地	4143.88	14.023	345	1.14
	裸土地	3030.36	10.257	1558	5.16
合计		29549.56	100.000	30187	100.00
规划范围					
耕地	水浇地	376.92	4.22	4407	21.98
园地	果园	1.05	0.01	33	0.16
	其他园地	2.12	0.02	32	0.16
林地	灌木林地	1743.15	19.54	2147	10.73
	其他林地	85.86	0.96	913	4.55
草地	天然牧草地	859.14	9.63	365	1.82
	人工牧草地	59.24	0.66	338	1.69
	其他草地	710.36	7.96	1483	7.40
工矿仓储用地	采矿用地	1905.1	21.39	5182	25.84

一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	斑块（个）	比例（%）
住宅用地	城镇住宅用地	56.56	0.63	206	1.03
	农村宅基地	29.18	0.33	1115	5.56
交通运输用地	铁路用地	4.91	0.06	3	0.01
	公路用地	9.42	0.11	91	0.45
	农村道路	0.25	0.00	7	0.03
	机场用地	1.94	0.02	2	0.01
	管道运输用地	0.03	0.00	4	0.02
水域及水利设施用地	河流水面	4.36	0.05	83	0.41
	湖泊水面	5.54	0.06	4	0.02
	水库水面	15.5	0.17	25	0.12
	坑塘水面	5.54	0.06	149	0.74
	内陆滩涂	82.68	0.93	240	1.20
	沟渠	8.29	0.09	81	0.40
	水工建筑用地	0.44	0.00	18	0.09
其他土地	设施农用地	2.03	0.02	130	0.65
	盐碱地	632.86	7.09	1806	9.01
	沙地	1625.64	18.22	279	1.39
	裸土地	693.37	7.77	908	4.53
合计		8921.48	100.00	20051	100.00

表 3.6-2 规划范围各片区土地利用现状统计表

一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	斑块（个）	比例（%）
规划范围-西北缘					
耕地	水浇地	242.75	4.48	1651	12.84
园地	果园	0.79	0.01	29	0.23
林地	灌木林地	1410.15	26.04	1908	14.83
	其他林地	57.84	1.07	697	5.42
草地	天然牧草地	353.57	6.53	86	0.67
	人工牧草地	52.85	0.98	296	2.30

一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	斑块（个）	比例（%）
	其他草地	64.48	1.19	82	0.64
工矿仓储用地	采矿用地	1627.51	30.05	4399	34.18
住宅用地	城镇住宅用地	54.57	1.01	180	1.40
	农村宅基地	15.95	0.29	701	5.45
交通运输用地	铁路用地	4.88	0.09	27	0.21
	公路用地	7.76	0.14	72	0.56
	机场用地	1.94	0.04	2	0.02
	管道运输用地	0.02	0.00	1	0.01
水域及水利设施用地	河流水面	3.93	0.07	47	0.37
	湖泊水面	5.54	0.10	4	0.03
	水库水面	6.66	0.12	16	0.12
	坑塘水面	5.38	0.10	127	0.99
	内陆滩涂	78.76	1.45	173	1.35
	沟渠	8.1	0.15	74	0.58
	水工建筑用地	0.3	0.01	16	0.12
其他土地	设施农用地	1.2	0.02	31	0.24
	盐碱地	585.98	10.82	1272	9.89
	沙地	400.72	7.40	224	1.74
	裸土地	424.55	7.84	747	5.81
合计		5416.18	100.00	12862	100.00
规划范围-腹部					
林地	灌木林地	142.97	6.97	22	4.18
草地	天然牧草地	4.31	0.21	5	0.95
	其他草地	499.29	24.34	30	5.70
工矿仓储用地	采矿用地	198.44	9.67	414	78.71
其他土地	沙地	1183.35	57.69	49	9.32
	裸土地	22.98	1.12	6	1.14
合计		2051.34	100.00	526	100.00

一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	斑块（个）	比例（%）
规划范围-东部					
耕地	水浇地	94.79	7.29	1915	39.36
园地	果园	0.01	＜0.01	1	0.02
	其他园地	2.11	0.16	30	0.62
林地	灌木林地	179.86	13.83	211	4.34
	其他林地	27.1	2.08	162	3.33
草地	天然牧草地	469.54	36.11	210	4.32
	人工牧草地	6.16	0.47	25	0.51
	其他草地	130.4	10.03	877	18.03
工矿仓储用地	采矿用地	75.32	5.79	290	5.96
住宅用地	城镇住宅用地	1.42	0.11	13	0.27
	农村宅基地	11.65	0.90	331	6.81
交通运输用地	铁路用地	0.03	0.00	1	0.02
	公路用地	1.47	0.11	10	0.21
	农村道路	0.25	0.02	7	0.14
水域及水利设施用地	河流水面	0.05	0.01	2	0.04
	水库水面	8.84	0.68	9	0.19
	坑塘水面	0.12	0.01	16	0.33
	内陆滩涂	3.43	0.26	40	0.82
	沟渠	0.14	0.01	6	0.12
	水工建筑用地	0.14	0.01	2	0.04
其他土地	设施农用地	0.61	0.05	83	1.71
	盐碱地	41.15	3.16	513	10.55
	沙地	41.57	3.20	3	0.06
	裸土地	204.25	15.71	107	2.20
合计		1300.41	100.00	4864	100.00
规划范围-南缘					
耕地	水浇地	39.38	25.64	841	46.11

一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	斑块（个）	比例（%）
园地	果园	0.25	0.16	3	0.16
	其他园地	0.01	0.01	2	0.11
林地	灌木林地	10.17	6.62	6	0.33
	其他林地	0.92	0.60	54	2.96
草地	天然牧草地	31.72	20.65	64	3.51
	人工牧草地	0.23	0.15	17	0.93
	其他草地	16.19	10.54	494	27.08
工矿仓储用地	采矿用地	3.83	2.49	79	4.33
住宅用地	城镇住宅用地	0.57	0.37	13	0.71
	农村宅基地	1.58	1.03	83	4.55
交通运输用地	公路用地	0.19	0.12	9	0.49
	管道运输用地	0.01	0.01	3	0.16
水域及水利设施用地	河流水面	0.38	0.25	34	1.86
	坑塘水面	0.04	0.03	6	0.33
	内陆滩涂	0.49	0.32	27	1.48
	沟渠	0.05	0.03	1	0.05
其他土地	设施农用地	0.22	0.14	16	0.88
	盐碱地	5.73	3.73	21	1.15
	沙地	0.06	0.04	3	0.16
	裸土地	41.59	27.08	48	2.66
合计		153.61	100	1824	100

评价范围以草地为主，占比高达 56.986%，包括天然牧草地、人工牧草地及其他草地；其他土地占比为 28.373%，包括设施农用地、盐碱地、沙地及裸土地；林地占比约为 8.259%，工矿仓储用地约占 3.306%。

规划油田地面工程开发区域总面积约 8921.54km^2，其中西北缘片区规划面积 5416.18km^2，腹部片区规划面积 2051.34km^2，东部片区规划面积 1300.41km^2，南缘片区规划面积 153.61km^2。

规划范围以采矿用地为主，占比约 21.39%；其次为灌木林地，占比约为 19.54%；沙地分布面积也较广，占比约为 18.22%。

3.6.3 植被与植物资源现状调查与评价

（1）植被区划

根据《中国植被区系与植被地理》，规划油田地面工程开发区域及其外扩评价范围均属于Ⅴ Ⅱ温带荒漠区域—Ⅴ ⅡA 西部荒漠亚区域—Ⅴ ⅡAi-1 准噶尔盆地小半乔木、半灌木荒漠区。

该植被区位于“山盆系统”中山麓线以下的盆地底部，地理格局呈宽三角形。盆地构造上属于准噶尔地块，由于中生代后基底不均匀下陷，地势呈现为东北高、西南低的总体趋势。盆地中部是古尔班通古特沙漠，其中有盆地汇水区之一的玛纳斯湖（海拔 250m），南部为天山山前洪积、冲积倾斜平原和古老的冲积细土平原。

本区中北部剥蚀台地和河岸阶地上大面积分布着由盐生假木贼等为主组成的小半灌木荒漠，土壤为薄层的淡棕钙土和灰漠土，机械组成通常含较多的沙砾，因风蚀等原因地表常覆盖着一些砾石。群落中盐生假木贼常单独占优势，种类组成比较少，伴生植物有小蓬、木地肤，角果藜、叉毛蓬、盐生草、刺果鹤虱、东方旱麦草、四齿芥、独行菜等。在沙质土上还常见沙拐枣、驼绒藜、

沙生针茅、小车前、小胡卢巴等。群落优势层高度一般不足 20cm，总盖度通常不足 20%。

古尔班通古特沙漠主要为固定和半固定沙丘，其东缘分布少量半流动沙丘。梭梭荒漠分布于固定沙丘、丘间平沙地和盐化沙壤质或壤质土上，物种组成可达 50 种，群落盖度为 20%~50%。白梭梭荒漠分布于流动、半流动或半固定沙丘的顶部及向风坡的中上部，群落盖度 1%~30%。驼绒藜荒漠分布在沙漠东北部缓起伏固定、半固定沙丘和平坦的沙壤质土上，群落盖度通常在 25%以上。东疆沙拐枣荒漠分布于沙漠东南部半固定沙丘的迎风坡，群落盖度约 20%。红果沙拐枣分布在沙漠北缘的半流动沙丘，盖度约 15%。蛇麻黄荒漠分布在固定、半固定沙丘的斜坡中下部及丘间窝状沙地，盖度一般大于 30%。准噶尔无叶豆荒漠分布在沙漠中半固定或半流动沙丘的迎风坡和风蚀谷地侧坡。白茎绢蒿荒漠分布在缓起伏沙地和低缓沙垄向平地过渡的坡脚。沙蒿荒漠分布在半固定沙垄顶部和迎风坡中上部，盖度约 2%。上述群落常见的伴生种有囊果薹草、沙米、弯角四齿芥、角果藜、三芒草、小车前等。在沙漠边缘地下水位较高的地方还常分布有芦苇和芨草草甸，以及小果白刺、柽柳灌丛和胡杨林等。

本区南部古老的细土冲积平原上主要分布的是红砂和低矮稀疏的以梭梭为主组成的半灌木荒漠，土壤类型为碱化或盐化的（龟裂）灰漠土，土层深厚，机械组成较细，表层常有结皮。群落中的优势植物除红砂和梭梭外，还有无叶假木贼、碱蓬（赤花碱蓬、肥叶碱蓬）、里海盐爪爪等。本区湖滨地带常季节性水淹的盐土上一般分布的是碱蓬、盐角草等，湖滨外围的湖积平原上分布着芦苇沼泽。

天山山前倾斜平原灰漠土土壤机械组成较细，一般分布着蒿类荒漠，在洪积扇的下部地下水位较高且土层较厚的地方，则分布有榆树疏林，这一地区目前普遍被开垦为绿洲，如果土壤为风积沙时，则常见白刺堆生长和以驼绒藜为优势种的荒漠。接近扇缘带的地方则分布有胡杨林和柽柳灌丛等。扇缘带为地下水溢出的地方，由于地表蒸发强烈，表土层有盐化现象，在水分较充足的地方一般分布有芨芨草、芦苇，在较干燥而盐渍化较强的地段，分布着多种碱蓬、盐爪爪、盐穗木和盐节木等多汁盐柴类半灌木为优势植物的盐生植被。

本区天山北麓的绿洲是新疆人口最密集，经济活动最活跃的地带，也是开发历史较早和开发强度最高的地区。自然植被面临的最突出的问题是放收过度，

近年来通过围封禁牧等措施，植被得到明显的恢复，特别是沿交通干线地带的围封治理效果更为明显，农业生产中最突出的问题是水资源的缺乏和土地盐碱化。本区荒漠地区，特别是古尔班通古特沙漠生态系统相对比较脆弱，生态系统稳定性当前面临的严峻形势一方面来自超载放牧，另一方面是石油勘探和公路建设，而一味地大量地围栏封育也极大地限制了野生动物的活动。采取可行的保护措施且合理地保护和利用自然资源是本区面临着重要生态挑战。

（2）植被群落现状调查

本次评价于 2021 年 5 月对规划油田地面工程开发区域内植被进行了现场调查，调查采用样方调查法，共布设样方 81 个。按生活型分：灌木样方 56 个，样方大小为 5m×5m；草本样方 25 个，样方大小为 1m×1m；按片区分：西北缘片区布设样方 48 个，腹部片区布设样方 23 个，东部片区布设样方 8 个，南缘片区布设样方 2 个。调查结果详见表 3.6-3。

表 3.6-3 样方调查表

序号	种名	学名	科属特征		保护级别	
			科	属	国家级	自治区级
2	骆驼蓬	*Peganum harmala*	白刺科	骆驼蓬属		
3	白刺	*Nitraria tangutorum*	白刺科	白刺属		
4	独尾草	*Eremurus chinensis*	百合科	独尾草属		
5	粗柄独尾草	*Eremurus inderiensis*	百合科	独尾草属		
6	蒙古韭	*Allium mongolicum*	百合科	葱属		
7	红砂	*Reaumuria soongarica*	柽柳科	琵琶柴属		
8	柽柳	*Tamarix chinensis*	柽柳科	柽柳属		
9	三春水柏枝	*Myricaria paniculata*	柽柳科	水柏枝属		
10	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*	柽柳科	柽柳属		
11	苦马豆	*Sphaerophysa salsula*	豆科	苦马豆属		
12	小苜蓿	*Medicago minima*	豆科	苜蓿属		
13	骆驼刺	*Alhagi sparsifolia*	豆科	骆驼刺属		
14	地角儿苗	*Oxytropis bicolor*	豆科	棘豆属		
15	芦苇	*Phragmites australis*	禾本科	芦苇属		
16	三芒草	*Aristida adscensionis*	禾本科	三芒草属		
17	蒺藜	*Tribulus terrestris*	蒺藜科	蒺藜属		
18	霸王	*Zygophyllum xanthoxylon*	蒺藜科	霸王属		
19	圆叶锦葵	*Malva pusilla*	锦葵科	锦葵属		
20	蒲公英	*Taraxacum mongolicum*	菊科	蒲公英属		
21	千里光	*Senecio scandens*	菊科	千里光属		
22	猪毛蒿	*Artemisia scoparia*	菊科	蒿属		
23	线叶旋覆花	*Inula linariifolia*	菊科	旋覆花属		
24	翼齿六棱菊	*Laggera crispata*	菊科	六棱菊属		
25	三角叶须弥菊	*Himalaiella deltoidea*	菊科	须弥菊属		
26	假还阳参	*Crepidiastrum lanceolatum*	菊科	假还阳参属		
27	猪毛蒿	*Artemisia scoparia*	菊科	蒿属		
28	砂蓝刺头	*Echinops gmelinii*	菊科	蓝刺头属		

序号	种名	学名	科属特征		保护级别	
			科	属	国家级	自治区级
29	狗舌草	*Tephroseris kirilowii*	菊科	狗舌草属		
30	母菊	*Matricaria chamomilla*	菊科	母菊属		
31	大翅蓟	*Onopordum acanthium*	菊科	大翅蓟属		
32	梭梭	*Haloxylon ammodendron*	藜科	梭梭属		Ⅰ级
33	地肤	*Kochia scoparia*	藜科	地肤属		
34	盐地碱蓬	*Suaeda salsa*	藜科	碱蓬属		
35	白梭梭	*Haloxylon persicum*	藜科	梭梭属		Ⅰ级
36	珍珠猪毛菜	*Salsola passerina*	藜科	猪毛菜属		
37	新疆猪毛菜	*Salsola sinkiangensis*	藜科	猪毛菜属		
38	尖头叶藜	*Chenopodium acuminatum*	藜科	藜属		
39	浆果猪毛菜	*Salsola foliosa*	藜科	猪毛菜属		
40	角果藜	*Ceratocarpus arenarius*	藜科	角果藜属		
41	无叶假木贼	*Anabasis aphylla*	藜科	假木贼属		
42	盐生草	*Halogeton glomeratus*	藜科	盐生草属		
43	沙拐枣	*Calligonum mongolicum*	蓼科	沙拐枣属		
44	膜果麻黄	*Ephedra przewalskii*	麻黄科	麻黄属		Ⅰ级
45	披散木贼	*Equisetum diffusum*	木贼科	木贼属		
46	二裂委陵菜	*Potentilla bifurca*	蔷薇科	委陵菜属		
47	黑果枸杞	*Lycium ruthenicum*	茄科	枸杞属	二级	
48	簇花芹	*Soranthus meyeri*	伞形科	簇花芹属		
49	双球芹	*Schrenkia vaginata*	伞形科	双球芹属		
50	囊果薹草	*Carex physodes*	莎草科	薹草属		
51	葶苈	*Draba nemorosa*	十字花科	葶苈属		
52	芝麻菜	*Eruca vesicaria*	十字花科	芝麻菜属		
53	北美独行菜	*Lepidium virginicum*	十字花科	独行菜属		
54	麦瓶草	*Silene conoidea*	石竹科	蝇子草属		
55	银灰旋花	*Convolvulus ammannii*	旋花科	旋花属		

序号	种名	学名	科属特征		保护级别	
			科	属	国家级	自治区级
56	角茴香	*Hypecoum erectum*	罂粟科	角茴香属		
57	角茴香	*Hypecoum erectum*	罂粟科	角茴香属		
58	细果角茴香	*Hypecoum leptocarpum*	罂粟科	角茴香属		
59	鹤虱	*Lappula myosotis*	紫草科	鹤虱属		
60	田紫草	*Lithospermum arvense*	紫草科	紫草属		
61	疏花软紫草	*Arnebia szechenyi*	紫草科	软紫草属		
62	密枝鹤虱	*Lappula balchaschensis*	紫草科	鹤虱属		
63	小花琉璃草	*Cynoglossum lanceolatum*	紫草科	琉璃草属		

根据《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告〔2021 年第 15 号〕）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发〔2007〕175 号），重点保护的野生植物共 4 种，其中黑果枸杞为国家二级保护植物，膜果麻黄、梭梭、白梭梭为自治区Ⅰ级保护植物。梭梭及白梭梭在规划区域为重要建群种，对防风固沙有很重要的意义。

（4）植被类型

根据《中国植被图（1:100 万）》，结合现场踏勘与遥感解译，得到评价范围及规划油田地面工程开发区域植被类型组成，详见表 3.6-5，3.6-6，图 3.6-6，3.6-7，3.6-8，3.6-9，3.6-10。

表 3.6-5 评价范围与规划范围植被类型分布情况表

区域	植被大类	植被亚类	植被类型	面积(km^2)	比例（%）
评价范围	荒漠	温带灌木荒漠	白杆沙拐枣荒漠	1891.19	6.40
			多枝柽柳荒漠	24.06	0.08
			刚毛柽柳荒漠	52.40	0.18
			红皮沙拐枣荒漠	1310.35	4.43
		温带半灌木、矮半灌木荒漠	白茎绢蒿荒漠	2178.75	7.37
			博乐绢蒿砾漠	73.58	0.25

区域	植被大类	植被亚类	植被类型	面积(km^2)	比例（%）
			纤细绢蒿荒漠	284.04	0.96
			伊犁绢蒿荒漠	10.07	0.03
			东方猪毛菜荒漠	131.99	0.45
			短叶假木贼荒漠	203.57	0.69
			高枝假木贼荒漠	215.01	0.73
			无叶假木贼荒漠	20.70	0.07
			盐生假木贼荒漠	5087.31	17.24
			樟味藜、短叶假木贼荒漠	104.84	0.35
			红砂荒漠	439.48	1.49
			小蓬荒漠	313.84	1.06
			驼绒藜荒漠	519.89	1.76
			驼绒藜砾漠	262.19	0.89
			驼绒藜沙漠	1032.09	3.49
		温带矮半乔木荒漠	白梭梭荒漠	6048.08	20.47
			梭梭荒漠	90.16	0.31
			梭梭砾漠	658.57	2.23
			梭梭壤漠	1793.44	6.07
			梭梭沙漠	4985.61	16.87
		温带多汁盐生矮半灌木荒漠	盐节木盐漠	222.53	0.75
			盐爪爪荒漠	33.56	0.11
	阔叶林	温带落叶小叶疏林	榆树疏林	27.11	0.09
	灌丛	温带落叶灌丛	多枝柽柳灌丛	42.14	0.14

区域	植被大类	植被亚类	植被类型	面积(km^2)	比例（%）
	草甸	温带禾草、杂类草盐生草甸	含白刺、柽柳的芦苇、大花野麻盐生草甸	32.20	0.11
			含胡杨的芦苇盐生草甸	13.17	0.04
			花花柴盐生草甸	71.84	0.24
			芨芨草盐生草甸	97.71	0.33
			芦苇盐生草甸	369.57	1.25
	栽培植被	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物、落叶果树园	春（冬）小麦、玉米、马铃薯；糖甜菜、胡麻、早熟棉花、啤酒花、哈密瓜；苹果、葡萄（均埋土越冬）	395.23	1.34
		一年一熟粮食作物及耐寒经济作物	春小麦、糜子、马铃薯；糖甜菜、胡麻、油菜	12.99	0.04
	/	/	无植被区	500.30	1.69
	合计			29549.56	100.00
规划范围	荒漠	温带灌木荒漠	白杆沙拐枣荒漠	339.71	3.81
			多枝柽柳荒漠	40.78	0.46
			刚毛柽柳荒漠	47.16	0.53
			红皮沙拐枣荒漠	983.2	11.02
		温带半灌木、矮半灌木荒漠	博乐绢蒿砾漠	42.88	0.48
			伊犁绢蒿荒漠	0.91	0.01
			东方猪毛菜荒漠	52.28	0.59
			短叶假木贼荒漠	4.87	0.05
			高枝假木贼荒漠	141.51	1.59
			无叶假木贼荒漠	12.6	0.14
			盐生假木贼荒漠	25.79	0.29
			樟味藜、短叶假木贼荒漠	68.93	0.77

区域	植被大类	植被亚类	植被类型	面积(km^2)	比例（%）
			红砂荒漠	256.88	2.88
			小蓬荒漠	188.22	2.11
		温带矮半乔木荒漠	白梭梭荒漠	2330.36	26.12
			梭梭荒漠	78.37	0.88
			梭梭砾漠	8.99	0.10
			梭梭壤漠	1288.64	14.44
			梭梭沙漠	1947.39	21.83
		温带多汁盐生矮半灌木荒漠	盐节木盐漠	201.23	2.26
			盐爪爪荒漠	15.83	0.18
	阔叶林	温带落叶小叶疏林	榆树疏林	21.22	0.24
	草甸	温带禾草、杂类草盐生草甸	含白刺、柽柳的芦苇、大花野麻盐生草甸	17.58	0.20
			含胡杨的芦苇盐生草甸	3.7	0.04
			花花柴盐生草甸	60.89	0.68
			芨芨草盐生草甸	67.01	0.75
			芦苇盐生草甸	289.12	3.24
	栽培植被	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物、落叶果树园	春（冬）小麦、玉米、马铃薯；糖甜菜、胡麻、早熟棉花、啤酒花、哈密瓜；苹果、葡萄（均埋土越冬）	204.72	2.29
		一年一熟粮食作物及耐寒经济作物	春小麦、糜子、马铃薯；糖甜菜、胡麻、油菜	9.99	0.11
	/	/	无植被区	170.78	1.91
	合计			8921.54	100.00

表 3.6-6 规划范围各片区植被类型分布情况表

规划范围-西北缘	/	/			
	荒漠	温带矮半乔木荒漠			
		温带半灌木、矮半灌木荒漠			
		温带灌木荒漠			
	草甸	温带禾草、杂类草盐生草甸			
	栽培植被	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物			
		一年一熟粮食作物及耐寒经济作物、落叶果树园			
规划范围-腹部	荒漠	温带矮半乔木荒漠			

		温带灌木荒漠			
		温带半灌木、矮半灌木荒漠			
规划范围-东部	荒漠	温带灌木荒漠			
		温带矮半乔木荒漠			
		温带半灌木、矮半灌木荒漠			
		温带多汁盐生矮半灌木荒漠			
	阔叶林	温带落叶小叶疏林			
	灌丛	温带落叶灌丛			
	草甸	温带禾草、杂类草盐生草甸			
	栽培植被	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物、落叶果树园			
规划范围-南缘	荒漠	温带半灌木、矮半灌木荒漠			

		温带多汁盐生矮半灌木荒漠			
	阔叶林	温带落叶小叶疏林			
	栽培植被	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物、落叶果树园			

整个生态评价范围内以荒漠植被为主，占比高达 94.73%，包括温带灌木荒漠，温带半灌木、矮半灌木荒漠，温带矮半乔木荒漠以及温带多汁盐生矮半灌木荒漠；阔叶林植被占比为 0.09%；灌丛植被占比为 0.14%；草甸植被占比为 1.97%；栽培植被占比约为 1.38%；无植被区约占 1.69%。

规划油田地面工程开发区域总面积约 8921.54km^2，其中西北缘片区规划面积 5416.18km^2，腹部片区规划面积 2051.34km^2，东部片区规划面积 1300.41km^2，南缘片区规划面积 153.61km^2。

规划范围内以荒漠植被为主，占比高达 90.54%，包括温带灌木荒漠，温带半灌木、矮半灌木荒漠，温带矮半乔木荒漠以及温带多汁盐生矮半灌木荒漠；阔叶林植被占比为 0.24%；草甸植被占比为 4.91%；栽培植被占比约为 2.4%；无植被区约占 1.91%。

3.6.4 野生动物现状调查与评价

规划油田地面工程开发区域地处暖温带，在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔亚区—准噶尔盆地省。通过走访调查、现场踏勘，结合区域科学考察报告以及文献等资料，确定了各规划片区野生动物现状。

（1）西北缘片区

在荒漠区，因干旱和食物短缺，加之乔灌木植被少，无栖息及躲藏之地，野生动物分布数量较少，尤其是大型野生脊椎动物，在该片区野外考察中多见啮齿类活动的痕迹。共记录主要野生脊椎动物 17 种，其中爬行类 4 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种，详见表 3.6-7。（注：表中++多见，+常见，±偶见）

表 3.6-7 西北缘片区野生动物种类及分布

序号	种名	学名	保护级别	分布
爬行类				
1	快步麻蜥	*Eremias velox*		+
2	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*		+
3	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helioseopus*		+
4	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		+
鸟类				
5	石鸡	*Alectoris graeca*		++
6	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*		±
7	原鸽	*Columba livia*		+
8	岩鸽	*Columba rupestris*		±
9	角百灵	*Eremophila alpestris*		+
10	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*		+
11	小沙百灵	*Calandrella rufescens*		+

序号	种名	学名	保护级别	分布
12	凤头白灵	*Galerida cristata*		+
13	毛脚燕	*Delichon urbica*		+
14	云雀	*Alauda arvensis*	国家二级	+
哺乳类				
15	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+
16	子午沙鼠	*Meriones meridianus*		+
17	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		+
18	鹅喉羚	*Gozella subgutturosa*	国家二级	±

（2）腹部片区

该片区野生动物的栖息生境极为单一，古尔班通古特沙漠腹地中植被生长较好的地段，是荒漠野生动物较好的的栖息场所。共记录主要野生脊椎动物 33 种，其中爬行类 6 种、鸟类 14 种、哺乳类 14 种，详见表 3.6-8。（注：表中++多见，+常见，±偶见）

表 3.6-8 腹部片区野生动物种类及分布

序号	种名	学名	保护级别	分布
爬行类				
1	变色沙蜥	*Phrynocephalus versicolor*		+
2	东疆沙蜥	*P.grumgrizimaloi*		++
3	快步麻蜥	*Eremias velox*		++
4	东方沙蟒	*Eryx tataricus*		±
5	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*		±
鸟类				
6	鸢	*Milvus korschun*		+
7	雀鹰	*Accipiter nisus*	国家二级	+
8	草原鹞	*Circus macrourus*	国家二级	+
9	棕尾鵟	*Buteo rufinus*	国家二级	+
10	红隼	*Falco tinnunculus*	国家二级	+
11	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*		+
12	黑腹沙鸡	*Pterocles orientalis*	国家二级	+

序号	种名	学名	保护级别	分布
13	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*		+
14	小沙百灵	*C.rufescens*		+
15	凤头百灵	*Galerida cristata*		+
16	云雀	*Alauda arvensi*	国家二级	±
17	沙鹏	*Oenanthe isabellina*		+
18	红尾伯劳	*Lanius cristatus*		+
19	黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*		±
哺乳类				
20	鹅喉羚	*Gozella subgutturosa*	国家二级	+
21	狼	*Canis lupus*	国家二级	±
22	沙狐	*Velpes corsac*	国家二级	±
23	兔狲	*Felis mamul*		±
24	草原斑猫	*F.libyca*	国家二级	±
25	虎鼬	*Vormela peregusna*		±
26	蒙古野驴	*Asinus hemionus*	国家一级	±
27	草兔	*Lepus capensis*		+
28	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+
29	西伯利亚五趾跳鼠	*A.sibirica*		+
30	小地兔	*Alactagulus pygmaeus*		+
31	毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*		++
32	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		++
33	子午沙鼠	*Meriones meridixnus*		++

（3）东部片区

该片区分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物种数较多，多出现在绿洲和戈壁。在绿洲中，喜近人类的鸟类较常见。共记录主要野生脊椎动物 35 种，其中爬行类 6 种、鸟类 19 种、哺乳类 10 种，详见表 3.6-9。（注：表中++多见，+常见，±偶见）。

表 3.6-9　东部片区野生动物种类及分布

序号	种名	学名	保护级别	分布
爬行类（含两栖类）				
1	变色沙蜥	*Phrynocephalus Versicolor*		++
2	东疆沙蜥	*P.grumgrizimaloi*		+
3	快步麻蜥	*Eryx tataricus*		+
4	东方沙蟒	*Eryx tataricus*		+
5	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*		+
6	塔里木蟾蜍	*Bufo pewzowi*		+
鸟类				
7	长耳鸮	*Asio otus*	国家二级	+
8	雀鹰	*Accipiter nisus*	国家二级	++
9	草原鹞	*Circus macrourus*	国家二级	+
10	棕尾鵟	*Buteo rufinus*	国家二级	+
11	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*		+
12	黑腹沙鸡	*Pterocles orientalis*	国家二级	+
13	小鸨	*Otis tetrax*		+
14	家燕	*Hirundo rustica*		+
15	麻雀	*Passer domesticus*		++
16	斑鸠	*Streptopelia decaocta*		
17	乌鸦	*Corvus Spp.*		+
18	戴胜	*Upupa epops*		+
19	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*		+
20	小沙百灵	*C.rufescens*		++
21	凤头百灵	*Galerida cristata*		+
22	云雀	*Alauda arvensis*	国家二级	++
23	沙即鸟	*Oenanthe isabellina*		+
24	红尾伯劳	*Lanius cristatus*		+
25	黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*		+
哺乳类				

序号	种名	学名	保护级别	分布
26	大耳猬	*Hemiechinus auritus*		-
27	狼	*Canis lupus*	国家二级	+
28	兔狲	*Felis mamul*		-
29	草兔	*Lepus capensis*		+
30	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+
31	西伯利亚五趾跳鼠	*A.sibirica*		+
32	小家鼠	*Mus musculus*		+
33	毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*		+
34	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		+
35	子午沙鼠	*Meriones meridianus*		+

（4）南缘片区

该片区野生动物组成比较简单，受人类活动干扰，野生动物种类和数量均很少，几乎见不到大型的兽类。主要以啮齿类、爬行类和鸟类为主。共记录主要野生脊椎动物 11 种，其中爬行类 2 种、鸟类 7 种、哺乳类 2 种，详见表 3.6-10。

表 3.6-10　南缘片区野生动物种类及分布

序号	种名	学名	保护级别	分布
爬行类（含两栖类）				
1	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*		+
2	绿蟾蜍	*Bufo pewzowi*		+
鸟类				
3	长耳鸮	*Asio otus*	国家二级	+
4	鸢	*Milvus korschun*	国家二级	+
5	草原鹞	*Circus macrourus*	国家二级	±
6	家燕	*Hirundo rustica*		++
7	麻雀	*Passer domesticus*		++
8	红隼	*Falco tinnunculus*	国家二级	±
9	乌鸦	*Corvus Spp.*		+
哺乳类				

序号	种名	学名	保护级别	分布
10	草兔	*Lepus capensis*		+
11	小家鼠	*Mus musculus*		++

注：表中++多见，+常见，±偶见

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告〔2021 年第 3 号〕），本次规划调查共记录国家一级保护野生动物 1 种，为蒙古野驴；二级野生保护动物 11 种，分别为云雀、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼、黑腹沙鸡、狼、沙狐、原斑猫、长耳鸮。重要野生保护动物活动范围偶尔可涉及油气开发区域，但由于饮水、食物、栖息环境及人类活动影响的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型动物数量不多，油气开发区域不是其主要分布区，只是偶见其在此活动、迁徙。本次评价由于围绕油气开发区域踏勘较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未见国家保护野生动物踪迹。

3.6.5 土壤侵蚀现状调查与评价

根据现场调查结合气象资料等，评价区土壤侵蚀类型包括风力和水力侵蚀。评价范围内原生地貌综合土壤侵蚀模数大于 3800 t/km^2·a，由于气候干燥炎热，土壤长期处于干旱状态，地表植被极为稀疏，平均盖度小于 20%，土壤侵蚀十分严重。在沙漠腹地强劲的风力作用下，将地表细物质吹扬它移。砾石、碎石相对增加，粗糙度也随之加大，当表层碎石砾石多到一定量时即达到相对稳定状态，地表形成一层具有棱角的碎石、砾石覆盖层，成为保护下部土层不再受风蚀的保护层。在天山北坡地带，降水、地表及地下径流作用下，土壤表面组成物质被破坏、剥蚀，历经搬运逐渐沉积。具体土壤侵蚀分级标准见表 3.6-11，3.6-12。

表 3.6-11 土壤风蚀分级指标

侵蚀强度	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%）（非流沙面积）	风蚀厚度（mm/a）	侵蚀模数 [t/(km^2·a)]
微度侵蚀	固定沙丘，沙地和滩地	＞70	＜2	＜200
轻度侵蚀	固定沙丘，半固定沙丘，沙地	70~50	2~10	200~2500
中度侵蚀	半固定沙丘，沙地	50~30	10~25	2500~5000
强度侵蚀	半固定沙丘，流动沙丘，沙地	30~10	25~50	5000~8000
极强度侵蚀	流动沙丘，沙地	＜10	20~100	8000~15000

侵蚀强度	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%）（非流沙面积）	风蚀厚度（mm/a）	侵蚀模数[t/(km^2·a)]
剧烈侵蚀	大片流动沙丘	＜10	＞100	＞15000

表 3.6-12 土壤水蚀分级指标

侵蚀强度	平均流失厚度（mm/a）	平均侵蚀模数[t/(km^2·a)]
微度侵蚀	＜0.15，＜0.37，＜0.74	＜200，＜500，＜1000
轻度侵蚀	0.15，0.37，0.74~1.9	200，500，1000~2500
中度侵蚀	1.9~3.7	2500~5000
强度侵蚀	3.7~5.9	5000~8000
极强度侵蚀	5.9~11.1	8000~15000
剧烈侵蚀	＞11.1	＞15000

通过 3S 技术和实地调查，结合地貌类型、地表植被及土壤类型等因素，可以分析得到土壤侵蚀强度情况，见表 3.6-13，3.6-14，图 3.6-11，3.6-12，3.6-13，3.6-14，3.6-15。

表 3.6-13 评价范围与规划范围土壤侵蚀类型、强度及面积统计表

侵蚀类型及强度	评价范围	
	面积(km^2)	比例（%）
水力微度侵蚀	368.24	1.25
水力轻度侵蚀	426.94	1.44
水力中度侵蚀	175.75	0.59
风力微度侵蚀	2284.70	7.73
风力轻度侵蚀	2101.98	7.11
风力中度侵蚀	3784.42	12.81
风力强度侵蚀	9910.87	33.54
风力剧烈侵蚀	10496.66	35.53
合计	29549.56	100.00
侵蚀类型及强度	规划范围	
	面积(km^2)	比例（%）
水力微度侵蚀	208.52	2.34
水力轻度侵蚀	356.09	3.99

水力中度侵蚀	98.32	1.10
风力微度侵蚀	1591.16	17.84
风力轻度侵蚀	645.86	7.24
风力中度侵蚀	1384.94	15.52
风力强度侵蚀	2038.99	22.85
风力剧烈侵蚀	2597.66	29.12
合计	8921.54	100.00

表 3.6-14 规划范围各片区土壤侵蚀类型、强度及面积统计表

侵蚀类型及强度	**规划范围-西北缘**	
	面积(km^2)	**比例（%）**
水力微度侵蚀		
水力轻度侵蚀		
风力微度侵蚀		
风力轻度侵蚀		
风力中度侵蚀		
风力强度侵蚀		
风力剧烈侵蚀		
合计		
侵蚀类型及强度	**规划范围-腹部**	
	面积 km^2)	**比例（%）**
风力微度侵蚀		
风力中度侵蚀		
风力强度侵蚀		
风力剧烈侵蚀		
合计		
侵蚀类型及强度	**规划范围-东部**	
	面积(km^2)	**比例（%）**
水力微度侵蚀		
水力轻度侵蚀		
水力中度侵蚀		

风力微度侵蚀		
风力轻度侵蚀		
风力中度侵蚀		
风力强度侵蚀		
风力剧烈侵蚀		
合计		
侵蚀类型及强度	**规划范围-南缘**	
	面积(km^2)	**比例（%）**
水力微度侵蚀		
水力轻度侵蚀		
水力中度侵蚀		
水力轻度侵蚀		
风力中度侵蚀		
风力剧烈侵蚀		
合计	153.61	100

评价范围以风力侵蚀为主，占比高达 96.72%，其中，强度风蚀和剧烈风蚀比重较高，分别占比约为 33.54%和 35.53%。

3.6.6 景观生态现状调查与评价

（1）西北缘片区

该片区景观类型包括荒漠景观、草甸景观和栽培植被景观。各类景观中，荒漠景观占比重最高，约为 89.47%，典型荒漠景观是梭梭沙漠景观、梭梭壤漠景观以及白梭梭荒漠景观。

（2）腹部片区

该片区全部为荒漠景观，典型荒漠景观是红皮沙拐枣荒漠景观和白梭梭荒漠景观。

（3）东部片区

该片区景观类型包括荒漠景观、阔叶林景观、灌丛景观、草甸景观和栽培植被景观。各类景观中，荒漠景观占比重最高，约为 80.01%，典型荒漠景观是白梭梭荒漠景观、白杆沙拐枣荒漠景观。

（4）南缘片区

该片区景观类型包括荒漠景观、阔叶林景观和栽培植被景观。荒漠景观占比重较高，约为 64.45%，典型荒漠景观是博乐绢蒿砾漠景观和小蓬荒漠景观。

总体而言，荒漠景观生态体系由于气候干燥、降水量少、蒸发量大、土壤瘠薄等原因较为脆弱，应保护性开发，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力也较弱。栽培植被景观与绿洲农业经济带相协调，具有一定抗干扰能力，需要防止周边土地沙化侵蚀。

3.6.7 生态系统稳定性现状调查与评价

规划油田地面工程开发区域自然植被的平均净生产力较低，受到破坏后难以恢复，对内外干扰的阻抗能力较弱。如果自然植被净生产力下降到一定程度，区域将呈现裸土地或沙地景观，难以再恢复到荒漠植被景观，且受到外来影响和破坏后的恢复能力不强，同时区域植物种类相对单一，景观异质性低，对内外干扰的抵抗力也较弱，自然生态体系脆弱。因此保护好草地及灌木林地对荒漠生态系统维持现有生产力具有极为重要的意义。

自然体系的稳定和不稳定是对立统一的。因此，对自然体系稳定状况的度

量要从恢复稳定性和阻抗稳定性两个角度来度量。

（1）恢复稳定性

生态系统的恢复力是指生态系统发生变化后恢复原来状态的能力。生态系统的恢复力由具有较高生物量或生命周期较长的物种或种群能否占主导地位来决定的。

规划油田地面工程开发区域及周边生态系统的平均生产力处于较低水平，这说明评价区域自然生态系统生物恢复能力比较弱，因此整个评价区生态系统的恢复稳定性也相对较弱，表明评价区及周边本底的生态恢复稳定性较差。

（2）阻抗稳定性

对自然体系阻抗稳定性的度量，是通过对植被的异质性来度量的。由于异质性的组分具有不同的生态位，给动物物种和植物物种的栖息、移动以及抵御内外干扰提供了复杂和微妙的相应利用关系。因此，植被的异质性决定了自然体系的阻抗稳定性。

规划油田地面工程开发区域地貌简单，地势相对平坦，且缺乏水分，直接决定了当地生境类型的单一性；油气开发后对周边植被进行生态恢复，其植物种类也相对单一，物种多样性并不丰富，可以认定该系统本底的阻抗稳定性较低。

综上，规划油田地面工程开发区域及其周边自然生态系统本底的稳定状况较弱，如果油气开发过程对其干扰过大，整个生态系统则会向生产力更低的方向进一步衰退，且更难恢复。

3.6.8 生态环境敏感保护目标现状调查与评价

3.6.8.2 新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园

3.6.8.3 魔鬼城风景名胜区

3.6.8.4 玛依格勒森林公园

3.6.8.5 艾里克湖

3.6.8.6 玛纳斯湖

。

3.7 存在的环境问题及解决方案

3.7.1 存在的主要环境问题

（1）油、水系统多采用开式流程，VOCs 不能稳定达标排放

①稀油系统：新疆油田稀油密闭率 21.14%，部分油区边缘分散区块多、规模小，拉油生产井数为 2070 口，产油量 7572t/d，其中单井拉油 1015 口，集中拉油 1055 口。集中在红车拐区域、西泉等稀油区块，由于区块多、分散、距已建系统远等原因不能进系统。原油处理仍有 10 座规模较小的处理站为开式流程，油气挥发损耗大。不满足《挥发性有机物无组织排放控制标准（GB37822-2019）》要求和《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中 VOCs 达标排放标准。

②稠油系统：新疆油田重油公司、新港公司、红山油田等稠油区域集输处理采用开式流程生产，高温采出液在大罐中发生常压闪蒸分离，造成蒸汽、伴生气的无组织排放，不满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中 VOCs 达标排放标准。

③油库储罐

新疆油田公司有 2 座油库 6 座储罐目前为钢制拱顶罐，不满足《储油库大气污染物排放标准（GB20950-2020）》要求。

④卸油台、敞口池

依据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》，重点区域原油装载真实蒸气压应≤5.2kPa，且应对废气进行收集及处理。

新疆油田公司目前处于重点区域的卸油台为北三台联合站和沙南联合站，共 2 座未达到《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》5.4.2 中规定。

新疆油田公司目前处于重点区域的敞口池为北三台、沙南、彩南联合站站内站外敞口池，北三台油库站外敞口池，共 12 座未达到《陆上石油天然气开采

工业污染物排放标准》5.4.2 中规定。

（2）部分场站水处理系统超负荷运行

①脱水站：脱水站负荷率不均衡。受滚动建产、区域调整、产量递减等因素影响，已建的地面生产系统出现总体负荷率偏低、适应性差、运行成本高等问题，但个别脱水站超负荷运行，如车 89 处理站（109.33%）、石西集中处理站（122.22%）、陆梁集中处理站（102%）、二东区联合站（140.33%）。

②水处理站：个别站场处理能力不足，不能满足生产需求。夏盐预脱水站采出水处理系统设计处理能力 500m^3/d，目前处理量为 766m^3/d，已满负荷运行，根据预测未来几年最大处理量 1307m^3/d，现有处理系统不能满足未来新增需求，需对采出水处理系统进行扩建。

（3）现有稠油污水处理工艺无法满足锅炉水质要求

稠油开采中采用燃气或燃煤锅炉，其给水水质要求 SiO_2＜100mg/L、矿化度＜2000mg/L，现有稠油污水处理工艺无法满足锅炉水质要求，影响采出水的回用率。

（4）部分设施腐蚀老化严重，部分道路年久失修，存在一定环境风险

新疆油田已建管道及站场类型多、数量大，2019 年共失效 1692 次，油气泄漏存在较高的安全风险和环境污染风险。主要问题有：

①新疆油田已建管道使用 10 年以上的 10569km，站场使用 10 年以上的 2339 座，输送及处理的介质含水率、矿化度较高，导致管道及站场设备设施腐蚀结垢、破损渗漏严重，Ⅱ、Ⅲ类管道失效率远超指标要求，失效率控制难度大。

②由于站场设备众多、工艺管道及设备特性差异大，目前缺少经济有效的系统油气站场完整性管理理论和方法，缺少站场风险评价、完整性评价等相关标准支撑，站场完整性管理仍处于起步阶段。

③新疆油田已建非金属管道 4709km，随着每年产能建设，非金属管道占总管道的比重越来越大。其在应用过程中出现了接头渗漏拉断、管体破裂、内衬管收缩变形等问题，且受到运行工况（温度、压力等）的影响，2019 年失效次数高达次 275 次，目前无有效的完整性管理方法和检测评价技术，风险控制难度大。

④管道和站场完整性管理工作目前较为独立，缺少与特种设备管理、生产

管理的有机结合的方法，难以实现地面系统管理水平的持续提升，达到长输管道、集输管道和站场内工艺管道全覆盖。

⑤由于油田道路维修资金不足，超载车辆对道路造成危害，周边高速道路、铁路工程以及企业引资项目对道路造成危害，恶劣气候对道路造成危害等多因素，新疆油田急需大修的三级以上道路 204km，这些道路均是油田的干支线道路，已不能满足油田正常生产和应急需要，存在环境风险隐患。其次，新开发区域缺乏统一规划，随着油田滚动开发，油田道路受开发部署和资金投入的制约，常出现断头路，不能有效形成环网，道路网通达性较差。

（5）自行监测尚未全覆盖，部分污染物不能稳定达标排放

新疆油田各二级单位是从去年才开始按照自行监测计划逐步进行主要污染源的监测，自行监测尚未涵盖各二级单位的所有污染源强。

根据现有污染源的监测数据可知：

①废气

百口泉采油厂西油处理站 1#加热炉、2#加热炉氮氧化物不能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 标准要求；李晓华站除 2#加热炉排口氮氧化物部分数据不能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求；吉祥联合站 1#有机热载体锅炉除颗粒物部分数据不能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求；王家沟油气储运中心北站桥油气回收系统排气筒中非甲烷总烃排放浓度不能满足《储油库大气污染物排放标准》（GB20950-2007）限值要求；宇澄热力第一供汽站烟尘、二氧化硫部分数据超过《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准限值，第二供汽站烟尘部分数据超过《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准限值。

②废水

红浅外排口中除挥发酚不能满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准；石西油田作业区生活污水排口的溶解性总固体含量不符合《城市污水再生利用城市杂用水标准》(GB/T18920-2002)中城市绿化指标废水污染物指标要求。

③噪声

百口泉采油厂稀油处理站厂界除南厂界夜间噪声不能满足《工业企业厂界

环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准值；风城油田作业区 80 万吨稀油处理站北厂界夜间部分数据、一号稠油联合处理站夜间部分数据超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求；石西油田作业区石西集中处理站厂界除厂界南不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求；北三台西厂界夜间噪声不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

（6）生态环境保护的宣传力度不够

新疆油田没有自己的对外网站，只有微信公众号，在微信公众号上没有查到有环境信息公开、生态环境主体宣传等活动信息，生态环境信息平台建设不足，对生态环境保护的宣传力度不够。

（7）注采不平衡，压裂返排液等废水难处理

现状重油公司、采油一厂均设有排放区域和高盐水池，风城也设置有高盐水池，现有暂存量已经较大，综合利用途径不畅。

照片 3.7-1　重油一厂外排区域及高盐水池

（8）危废暂存间（HW08）未完全按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求进行建设，部分防渗、双锁、围堰、导流槽等未实施。标志牌大多不规范。

照片 3.7-2　部分危废暂存池及危废暂存间

3.7.2 主要解决方案

（1）按照规划部署，有序推进油水体统优化改造，确保 VOCs 达标排放

按照 2021-2030 年准东采油厂、红车拐地区等主要稀油系统和采油一厂、重油公司等主要稠油系统总体开发部署情况，结合各项生态环境保护要求，对地面系统进行全面优化改造、对采出水处理系统进行密闭化改造、对注水系统进行优化改造，将处理站原有开式流程改造为密闭流程，取消原油沉降罐、净化油罐；改为密闭流程的站场内的储罐，更新为符合标准要求的储罐。

将北三台、王家沟油库现有 6 座拱顶罐拆除，新建同罐容外浮顶储罐。将北三台联合站、沙南联合站卸油台改造采用“气相平衡+尾气集中回收”工艺；沙南联合站、北三台联合站、彩南联合站、北三台油的内部敞口池采用“滑轨式加盖密闭+气体收集”改造工艺，外部敞口池采用“前端缓冲罐+气体收集”改造工艺。依据《采油一厂红浅火驱工业化项目产出气达标排放治理工程》，改造工艺采用“集中处理，采用脱 H_2S+热氧化炉除 VOCs。

（2）需更新观念、突破生产管理的传统方法，对地面系统进行整体优化调整。通过将开发与生产紧密结合，从整体角度系统优化总体布局，适当关停、降级、合并一批站场，提高站场负荷率，降低运行成本，实现效益开发。

对百联站、采油二厂 81#站等 3 座处理站富余压裂返排液进行处理，新建 3 座压裂返排液达标外排处理装置，总规模 14000m^3/d（百联站 6000m^3/d、81#站 6000m^3/d、红联站 2000m^3/d）可以实现压裂返排液达标外排，缓解各采油厂水平衡压力，拟采用“曝气预处理-电絮凝除油-臭氧氧化-电催化氧化-MBR”等工艺。

夏盐 11 区块预脱水站采出水处理系统扩建采用橇装化设计模式，扩建后处理规模 1500m^3/d，处理工艺仍采用现有工艺，即调储罐除油+反应罐+过滤工艺。

（3）2021 年红浅地区红山稠油采出水深度处理采用 RO 工艺；参考风城 MVC 中试结果，2023 年 MVC 工艺在新疆油田应用成熟、优化后，重油地区稠油采出水深度处理采用 MVC 工艺。

（4）十四五期间新疆油田将进一步完善体系、加强人员培训、研究配套技术，全面推广管道及站场完整性管理，保障地面系统本质安全。加强“双高”管

段管理，Ⅰ、Ⅱ类管道重点开展检测评价及修复，Ⅲ类管道加强腐蚀控制和日常管理，逐步降低失效率和维修维护费用；重点关注Ⅰ类站场，优先开展工艺管道及储罐的风险评价。

目前集输管道完整性评价、小口径管道检测、失效分析、复合材料修复等技术还不成熟，需要开展科研攻关，完善管道及站场完整性管理配套技术体系，为完整性管理工作的全面开展提供技术支撑。

重点实施红车拐地区主干道路大修改造工程，确保油田运输车辆安全。

（5）持续全面推进各二级单位污染源排放日常监测工作，做到所有污染源强的全覆盖，并按照自行监测相关文件要求合理制定监测计划，确保监测数据的真实性。加强各项污染防治措施的日常维护和巡查工作，确保各环保设施的正常运行，不得无故停运，做好污染源日常台账记录工作，发现异常及时反馈，如有超标情况出现应尽快查明原因，并进行必要的整改和复测，确保各类污染物稳定达标排放。

（6）新疆油田按照生态环境保护的对外宣传要求，及时在自己的微信公众号或是对外网站上进行环境信息公开、生态环境主体宣传等环保活动信息发布。确保信息发布的及时性和真实性。

（7）压裂返排液就近纳入联合站进行集中处理，不再进行区外露天暂存。新疆油田现有获得合规审批的外排区域有重油公司、采油一厂，不得再新增外排区域，现有外排区域也要关注最终流向，坚决杜绝进入天然地表水体。十四五期间开展外排区域水量和高盐废水的综合利用，外排区域可以和生态林建设及灌溉结合，高盐废水目前已经开始有一部分达标后用于回注，但是还需要进一步开拓高盐废水的综合利用途径。

（8）全面开展固废、危废大排查，严格按照规范进行暂存和有效委托处置。。

3.8 主要环境制约因素

（1）新疆油田油藏储层情况复杂

新疆油田地质环境背景复杂，具有多含油气体系、多期成藏、油气藏类型复杂的特点，油藏储层层间差异性大、非均质强，同一系统中注水井注入压力需求差异性大，且注水井分布散，配水节流损失严重，注水管网效率较低；随

着油田不断进行加密及扩边调整，导致部分系统注水干线长、管线结垢严重，管线压损大，注水管网效率低，从引起机组效率低，带来能源损耗居高不下。

未来勘探开发对象将逐步转向“低、深、隐、难”目标，由常规油气藏转向非常规油气藏，储层物性变差、油藏赋存状态更加复杂，勘探开发难度不断加大，相关作业的技术、经济风险都讲进一步提高。

（2）新疆油田开发较早，储输系统老化，无法适应不断更新的环境管理新要求

新疆油田储输系统部分油库、泵站设施老化、自控水平低，环保设施不能满足新标准要求，不适应未来更高、更严的环境管理要求，且随着加快上产，部分管网输送能力不足，主要表现在以下几个方面：

（3）局部地区水平衡问题突出，处理工艺不完全满足需求

目前，新疆油田平均注水系统效率为 45%，与股份公司平均值 54.67%、先进值 59.8%差距大。

（4）新疆油田处于高含水开发阶段，废水综合处理压力大

新疆油田综合含水 85.04%，处于高含水开发阶段，各类废水产生量大，可以处理后回注水量有限，处理达标外排又没有好的综合利用途径。

（5）建设期完整性管理与方案设计、采购及预制、现场施工、竣工投产各阶段密切相关，如何在过程中开展风险评价，提出切实可行的风险控制措施，成为制约建设期完整性管理发展的关键因素。

4 环境影响识别与评价指标体系

4.1 环境影响识别

根据新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划的规模和结构，结合当地的自然环境特点、环境质量现状，识别规划方案实施可能对自然生态环境和社会环境产生的影响。

表 4.1-1 环境影响识别表

主要议题	主要的影响环境	有利/不利影响	影响程度	影响时段
（1）占地土地				
规划占地	永久改变土地利用类型，农业用地转化为工业用地，减少农业种植面积	N	★★	L
	大幅度提高土地单位面积的产值	B	★★★	L
（2）生态环境				
珍稀物种	生态评价范围内涉及重点保护的野生植物共 4 种，其中黑果枸杞为国家二级保护植物，膜果麻黄、梭梭、白梭梭为自治区Ⅰ级保护植物。国家一级保护野生动物 1 种，为蒙古野驴；二级野生保护动物 11 种，分别为云雀、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼、黑腹沙鸡、狼、沙狐、原斑猫、长耳鸮	N	★	★
生态敏感区	生态评价范围内涉及卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区、新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园、魔鬼城风景名胜区、克拉玛依市玛依格勒森林公园、艾里克湖、玛纳斯湖	N	★	★
生态系统	对区域生态环境的整体完整性和稳定性影响	N	★	★
生态景观	对周边生态景观的破坏，与生态景观的融合性	N	★	★
（3）水资源与水环境质量				
供水	新疆油田所有生活用水由市政管网统一供应	—	—	—
	新疆油田所有生产用水设置了深层地下水水源井	—	—	—
废水排放	废水经处理后大部分回注，稠油污水处理后少量外排至暂存池	B	★	L
中水回用	减小水资源压力	B	★★	L
（4）能源利用与空气环境质量				
废气排放	废气对周围环境及大气环境敏感目标产生影响	N	★★	L
	污染控制力度不够导致有害废气排放，降低当地空气质量，或引起健康问题	N	★★	Sh

主要议题	主要的影响环境	有利/不利影响	影响程度	影响时段
（5）固体废弃物管理				
生活垃圾	统一委托开发地块所在地区的环卫部门及时清运处置	B	★	L
一般工业废物	分类收集后综合利用	B	★★	L
危险废物	交由有资质的危废处置单位收集处理	B	★★	L
	储运管理不当，将引发环境问题	N	★★	Sh
（6）风险管理				
大气环境	有害、有害气体泄漏、排放对周边大气环境和人员健康影响	N	★★★	Sh
水环境	原油泄漏对地下水环境的影响	N	★★★	Sh
土壤环境	原油泄漏对土壤环境的影响	N	★★★	Sh
（7）社会经济与生活				
投资与就业	大规模的油田开发为各相关公司和各相关层次人群增加各种投资、创业和就业机会	B	★★	L
交通	区内及周边的路网建设进一步完善	B	★★	L
公建与服务设施	按油田行业等相关建设标准配套公建和服务设施	B	★★	L
（8）开发期环境问题				
占地	临时占用土地	N	★	Sh
水土流失	土方开挖过程产生水土流失	N	★	Sh
噪声与振动	对施工工人或邻近居民产生一定影响	N	★	Sh
施工废水	施工废水排放可能增加区域水环境污染负荷	N	★	Sh
扬尘与废气	扬尘和施工机械尾气排放	N	★	Sh
固体废物	弃土、建筑垃圾及生活垃圾的影响	N	★	Sh

注：B——有利影响；N——不利影响；★——影响较小；★★——影响中等；★★★——影响显著；L——长期影响；Sh——短期影响。

4.2 评价因子的识别

现状评价因子的选择主要作为规划实施前环境的背景值评价加以考虑，预测评价因子则是选择规划实施后可能对环境影响较大的因子。

表 4.2-1 环境影响评价因子

专题	现状评价因子	影响预测因子
空气环境	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、TSP、非甲烷总烃、硫化氢	——
地表水环境	——	——
地下水	水位、pH、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}	石油类
土壤环境	农用地：GB15618-2018 表 1 中 pH、砷、镉、铬（总铬）、铜、铅、汞、镍及石油烃；建设用地：GB36600-2018 表 1 中的基本项目（45 项）、pH、石油烃、土壤含盐量	石油烃
声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
固体废弃物	一般固体废弃物产生量和处理量、危险废物的产生量和处理量及处置方式	—
陆地生态环境	土地利用现状；植被分布；陆生生物多样性与种群结构等	—

4.3 评价指标体系

根据识别的环境影响、规划可能涉及的环境敏感问题及主要制约因素，确定本规划拟采用主要评价指标，具体见表 4.3-1。

表 4.3-1 规划环评指标体系

主题	环境目标	评价指标		指标来源	指标值（2025）	现状值
自然资源	减少规划可能造成的对自然资源占用	单位油田液量生产综合能耗（kgce/t 液）	含稠油油田	根据规划自身要求	≤58	64.64
			不含稠油油田		≤16	16.56
		单位油田原油生产综合能耗（kgce/t 油）	含稠油油田		≤308	309.27
			不含稠油油田		≤63	62.05
		单位油田原油生产气耗（m^3/t 油）	含稠油油田		≤200	205
			不含稠油油田		≤29	30
		单位油田原油生产电耗（kW·h/t 油）			≤125	131
		单位注水量电耗（kW·h/m^3）			≤5.98	6.7
		工业用水重复利用率（%）		《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 18 号）	≥90	—

主题	环境目标	评价指标		指标来源	指标值（2025）	现状值
大气环境	减少大气污染物排放，空气质量改善	大气环境质量达标（%）		国家及自治区大气环境管理要求	100	100
		清洁能源使用率（%）			100	100
		集输系统密闭率（%）	含稠油油田	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 18 号），规划中有更高要求的指标根据规划自身要求确定	≥80	19.00
		集输系统密闭率（%）	不含稠油油田		≥85	21.14
		重点污染源稳定排放达标情况（%）			100	100
		原油稳定率（%）			≥85	25.2
		伴生气集气率（%）			≥95	90.1
		伴生气处理率（%）			≥99	97
		伴生气处理装置负荷率（%）			≥70	55.59
		油气田油气集输损耗率（%）		《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 18 号）	≤0.5	0.8
水环境	减少水污染物排放，水环境功能区达标	脱水站负荷率（%）		《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 18 号），规划中有更高要求的指标根据规划自身要求确定	≥70	64.68
		采出水处理率（%）			100	100
		采出水处理站负荷率（%）			≥80	77.44
		采出水处理站综合水质达标率（%）			100	97.8
		井口综合水质达标率（%）			≥95	94.3
		采出水回注率（%）			≥99.5	99.5
		清水注水量占注水总量比率（%）			≤3	6
		压裂放喷返排入罐率（%）		《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（2009 年，试行）》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 18 号）	100	—
		钻井液循环率（%）		《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 18 号）	≥95	—
声环境	区域环境噪声达标	区域环境噪声质量达标率（%）		国家及自治区声环境管理要求	100	100
土壤环境	区域土壤环境达标	生产过程排出物利用率		国家及自治区土壤环境管理要求	100	100
		作业废液排放量			100	100
固体废物	使固体废物减量化、资源	工业固体废物资源化及无害化处理处置率（%）		《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 18 号）	100	100

主题	环境目标	评价指标	指标来源	指标值（2025）	现状值
	化、无害化	落地原油回收利用率（%）	《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（2009年，试行）》	100	100
风险防范	降低综保区环境风险	发生特别重大、重大突发环境事件数量（次）	《国家生态工业示范园区标准》（HJ274-2015）	0	0
		环境风险防控体系建设完善度（%）		100	100
		环境风险事故应急演练频次（次/年）	根据规划自身要求	≥2	1
		环境突发应急预案备案及演练		完善	完善
基础设施	完善基础设施	集中供热比例（%）		100	100
		建设环保监测监控体系及应急配套能力		健全	基本建立
环境管理	加强环境管理，实现可持续发展	“环评”执行率		100	100
		“三同时”执行率		100	100
		清洁生产审核实施率（%）	《国家生态工业示范园区标准》（HJ274-2015）	100	93.75
		环境信息公开率（%）		100	20
		生态环境信息平台完善程度（%）		100	20
		生态环境主题宣传活动（次/年）		≥2	0

5 环境影响预测及评价

5.1 环境空气影响分析与评价

5.1.1 开发期大气环境影响分析

规划在开发期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是开发期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为NOx、SO_2、烃类等；二是在地面工程建设、管线敷设、道路工程等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井开发期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

（2）施工扬尘

施工扬尘主要产生于设备的运输、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。

据有关研究，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，影响可达 150～300m。速度愈快对路面的扰动越大，其扬尘量势必愈大，会对周围环境产生一定的影响。所以应对进入施工区的车辆必须实施限速行驶，一方面是减少扬尘产生量，降低对周边环境的影响，另一方面也是出于施工安全的考虑。

开发期间排放的大气污染物将随施工工程的结束而消失。

5.1.2 运营期大气环境影响分析

规划运营期废气主要各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO_2 和 NO_2、非甲烷总烃。

（1）各燃气设备产生的燃烧尾气

规划各地面工程所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的 SO_2、NO_x 和烟尘均可符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准，对周围环境造成的影响较小。

（2）无组织废气

油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。

①油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。

②规划的各地面工程（站场）的油罐区设置油气回收装置，采取冷凝+吸附方式，油罐区及装车区（鹤管装车油气）产生的无组织挥发烃类通过主管道收集，进入油气回收装置冷凝、吸附，达标后在各站场内无组织排放。

通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场厂界浓度和最大落地浓度可小于《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的标准限值；各区块开发边界非甲烷总烃无组织排放达到《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。

5.2 地表水环境影响分析与评价

5.2.1 开发期废水影响分析

5.2.1.1 钻井泥浆废水影响分析

钻井废水是在油气井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水，废水中主要污染物为 SS、COD、石油类等。根据调研类比工程，一般钻井废水 COD 含量 100～500mg/L，石油类含量 50～400mg/L，悬浮物含量 170～850mg/L，pH：10，全盐量：50g/L 左右，钻井废水主要有以下特征：偏碱性，pH 值在 8.0～10.0 之间；悬浮物含量高，在钻井液中含有大量的粘土和钻井液加重剂，同时钻井液在循环过程中还携带了一些钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水；有机、无机污染物含量高，在钻井液中含

有各种有机、无机的钻井液添加剂，有 CMC、PAM、SMC、磺化酚醛树脂，以及降失水剂等。

规划采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

因此，本规划实施过程中产生的生产废水对地表水体影响较小。

5.2.1.2 施工人员生活污水影响分析

施工人员生活过程会产生少量生活污水。根据目前油田公司在已开发区块实际施工经验，施工人员生活设施尽量依托施工井附件的油田生活基地或租用施工井附近的当地民居，依托其生活污水处理装置对污水进行处理，不直接排放于地表水系中；如确实无法依托现有措施，则在钻井营地采用移动式环保旱厕，委托当地农民定期清理后，用于农田施肥，不外排，不影响钻井周围地表水体环境。本次规划的油气开发井分布比较分散，规划区域主要在荒漠戈壁上，自然水体很少，施工中产生的生活污水不会对周围的地表水体产生影响。

表 5.2-1 废水排放量及处理情况表

类型	污染因子	浓度（mg/L）	产生量（m^3/d 口）	处理情况
钻井废水	COD	100～500	5.6~6.5	规划实施过程中油气开发井产生的钻井废水采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等，不向地表水体排放，不会对水环境产生影响
	SS	170～850		
	石油类	50～400		
生活污水	BOD_5	150～200	0.36	尽量依托现有设施，确实无法依托的采用移动环保厕所，定期清理
	COD	250～400		
	SS	200		
	NH_3	20		

5.2.2 运营期废水影响分析

油田正常开采及油气集输过程中，运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。

（1）回用/回注：井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

（2）富裕水外排：目前只有重油公司和采油一厂依照批复设置有排放区域，富裕水处理达标后外排至合法设置的排放区域，均不直接向周边地表水环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，不会对地表水环境产生环境影响。

5.3 地下水环境影响分析

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境影响评价等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定。

本规划为油气地面工程规划，涉及的主要规划内容为石油气、天然气的开采，以及石油、天然气、成品油管线。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本规划具体实施内容应为 F 石油、天然气中第 37、38、41 类，属于Ⅰ、Ⅱ类建设项目，最低地下水评价等级为二级。本次规划环评参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）二级评价要求进行分析评价。

5.3.1 规划区域水文地质概况

根据规划，规划区域大体分为四个区块，主要为西北缘区块、腹部区块、东部区块及南缘区块，规划区水文地质情况详见图 5.3-1。

5.3.1.1 西北缘区块

5.3.1.2 腹部区块

5.3.1.3 东部区块

东部区块主要为准东区域和吉木萨尔的中部区域。

5.3.1.3.1 准东区域

5.3.1.3.2 吉木萨尔中部区域

5.3.1.4 南缘区块

南缘区块主要是呼图壁地区和石河子地区。

5.3.1.4.1 呼图壁地区

5.3.1.4.2 石河子地区

5.3.2 开发期地下水环境影响分析

规划开发期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、生活污水等对地下水的影响。

5.3.2.1 钻井对地下水的影响

规划钻井工程采用水基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；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。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 生活污水对地下水的影响

施工生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等，根据油田环境保护的要求，各钻井队均设置了可移动式卫生厕所收集处理，施工结束后，原地覆土填埋。不会对环境造成污染。

5.3.2.3 管线施工对地下水的影响

规划的管道敷设埋深为一般为-1～-1.5m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于规划区域大多降水较少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管

线埋设对地下水造成影响的很小。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水严禁直接外排，由作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水先运至各自区块处理站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注地层，底泥暂存在废渣场，定期交由有资质的单位进行无害化处置，不对地下水产生不利影响。

5.3.3.2 油田采出水对地下水的影响

根据规划开发方案，油气田开发采出水进入各自区块的污水处理系统进行处理，经处理后回注地层或供给锅炉或外排。

根据油田开发多年的经验，将处理后的采出水回注到油层，回注深度可达到 2000m，远远超出含水层的深度，不存在污染地下水的可能，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

5.3.3.3 落地油对地下水的影响

规划区域在钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100%的回收。规划区域多处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0～20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100%回收。

5.3.3.4 含油污泥对地下水的影响

各区块产生的含油污泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置，不会对当地地下水产生影响。

5.3.3.5 开采前后对地下水流场的影响

规划的开发油井/气井在施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，规划区域浅层

地下水深度在 1～50m，承压水埋深约在 100m，一开钻井采用水泥固井，钻至400m，对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层；二开完井井深 3800m；因此，开采前后不会对区域地下水流场产生影响。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

5.3.4.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

就钻井液漏失而言，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。

规划油井/气井在钻井过程中一开采用 375mm 钻头钻至井深 400m，下入 273mm 表层套管，采用内管注固井工艺固井，水泥浆返至地面。封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。二开最常采用 216mm 钻头钻至设计井深（2500-3800m），下入 139.7mm 油层套管，固井水泥返至地面。根据地下水资料可知，规划区域浅层地下水深度在 1～50m，钻井采用水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

5.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

5.3.4.4 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》Ⅲ类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。

（1）情景设置

本次评价针对西北缘区块单井管线和储罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

①当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速率，kg/s；

P—容器内介质压力，kPa，取 2500kPa；

P_0—环境压力，kPa，取 101.325kPa；

C_d—液体泄漏系数，此值常用 0.6～0.64，取 0.62；

A—裂口面积，m^2，取 0.45m^2；

g—重力加速度；

h—裂口之上液位高度，m，取 0.076m；

ρ—泄漏液体密度，kg/m^3，在此取 861kg/m^3；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 2.96kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 5.328t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 45%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 2.93t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.293t。

②假定油罐底部泄漏孔径大小为 0.01m，裂口之上液位高度为 1.8m。原料泄漏速率为 0.249kg/s，假定发现泄漏后 30min 处理完毕，则单罐泄漏量为 448.2kg。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.0448t。

（2）预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

（3）预测模型

对地下水环境的影响预测分析采用《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）推荐的一维稳定流动一维水动力弥散问题中的计算公式进行估算，概化条件为一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界，且不考虑水流的源汇项目，对污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应等不作考虑，当作保守性污染物考虑，其一维连续污染物运移预测方程为：

$$C(x,t)=\frac{m/w}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}}e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

$$u=KⅠ/ne$$

$$D_L=a_L\times u$$

式中：x—预测点距污染源强的距离(m)；

t—预测时间(d)；

C(x,t)—t 时刻 x 处的污染物浓度(mg/L)；

m—地下水污染源强浓度(mg/L)；

W—横截面面积，m^2；

u—水流速度(m/d)；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

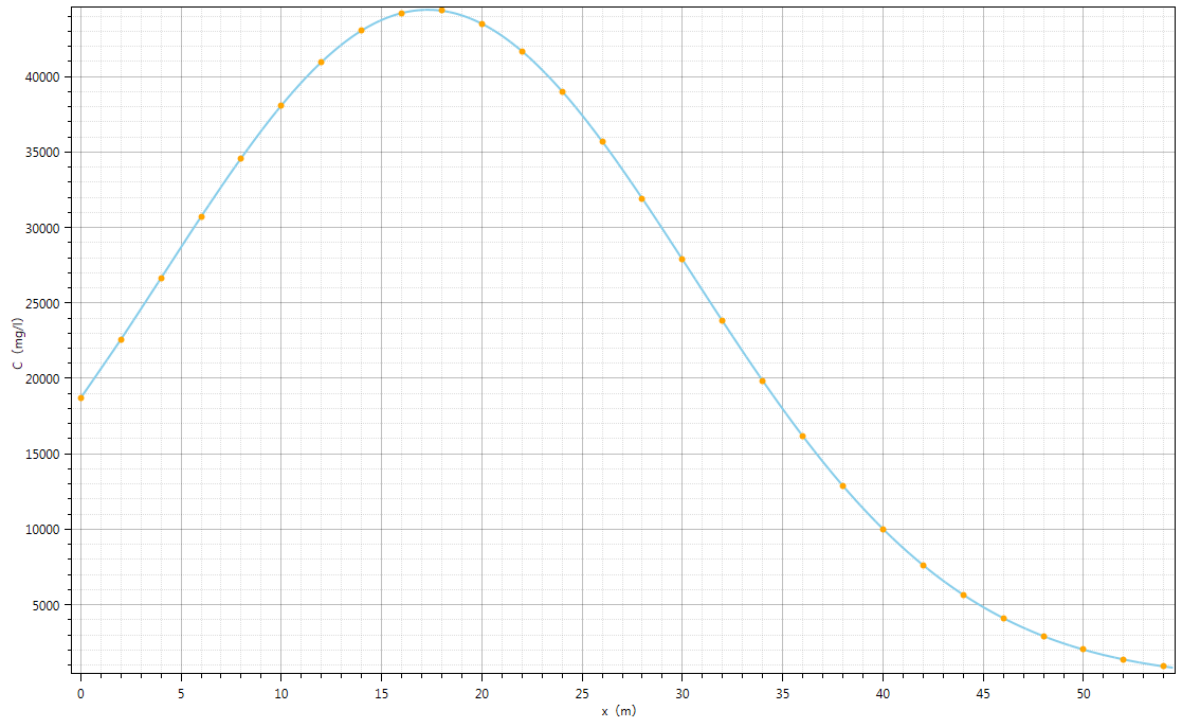
K—渗透系数(m/d)；

Ⅰ—水力坡度；

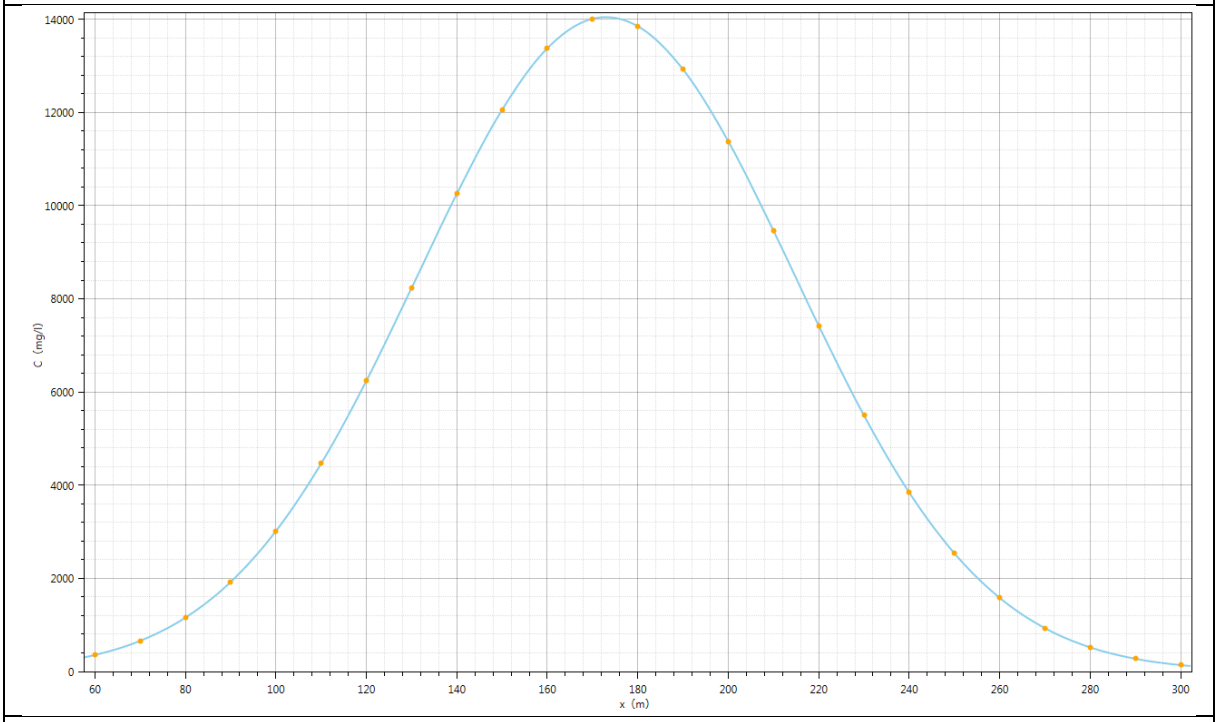
a_L—纵向弥散度(m)。；

（4）预测结果

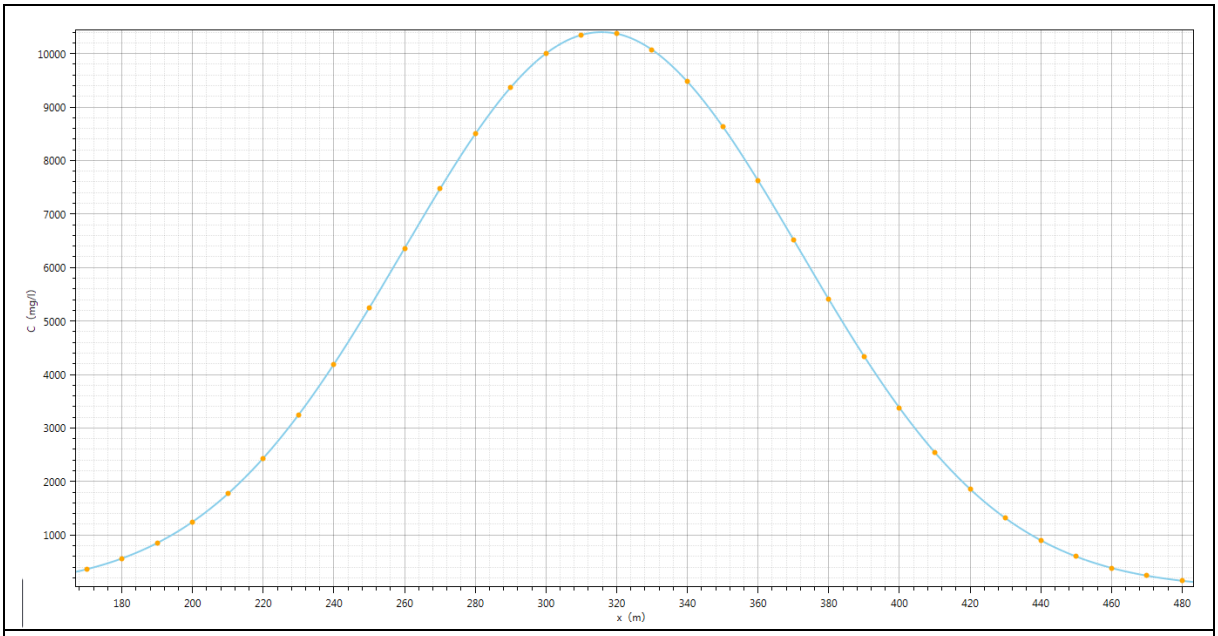
当集输管线发生全管径泄漏及储油罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、1000d、1825d 和 3650d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.3-2、图 5.3-3。



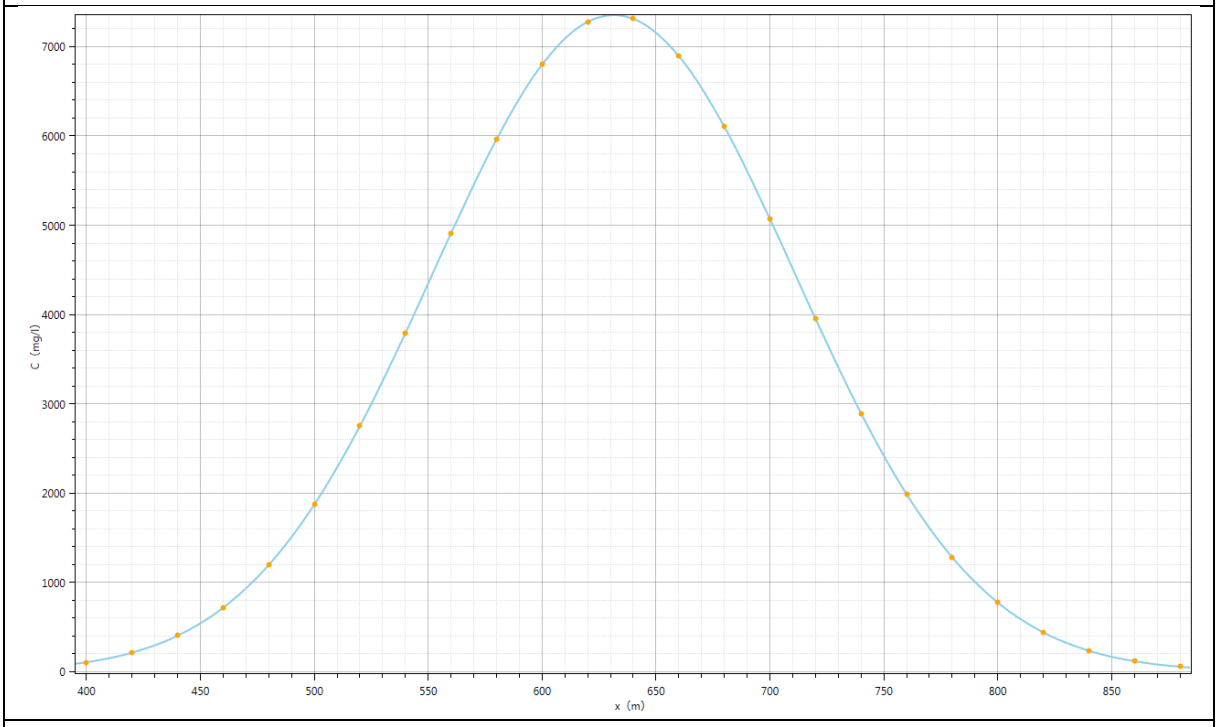
泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

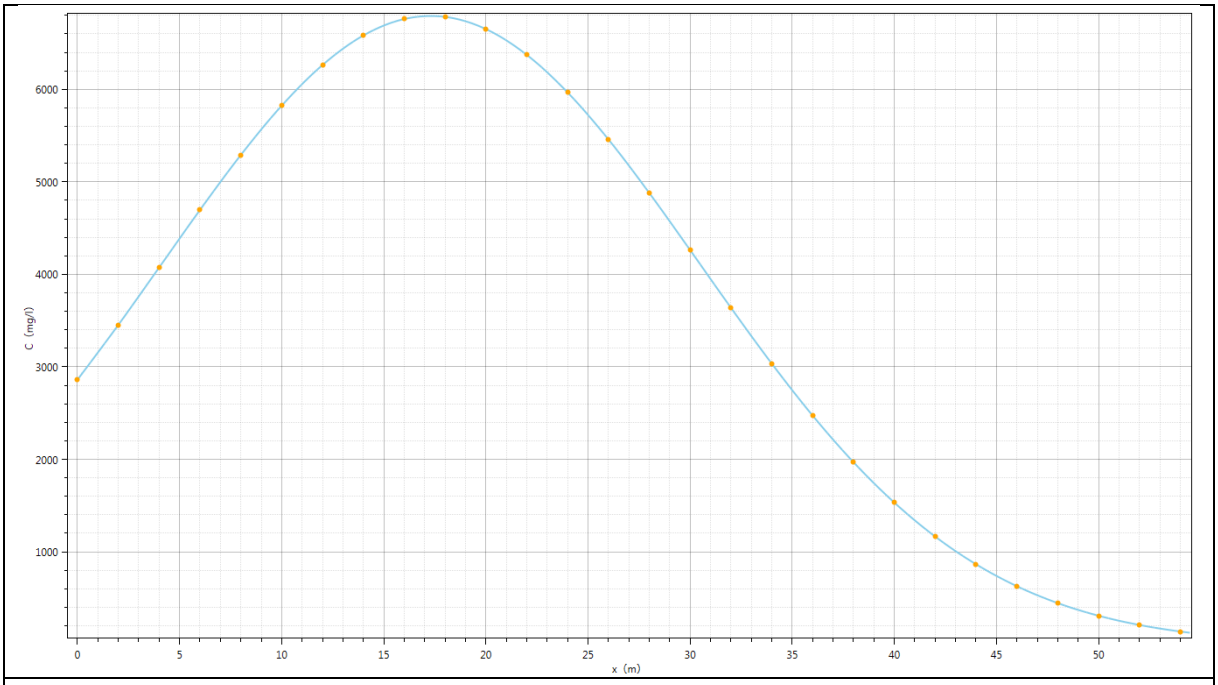


泄漏 1825d 石油类浓度随距离的变化关系

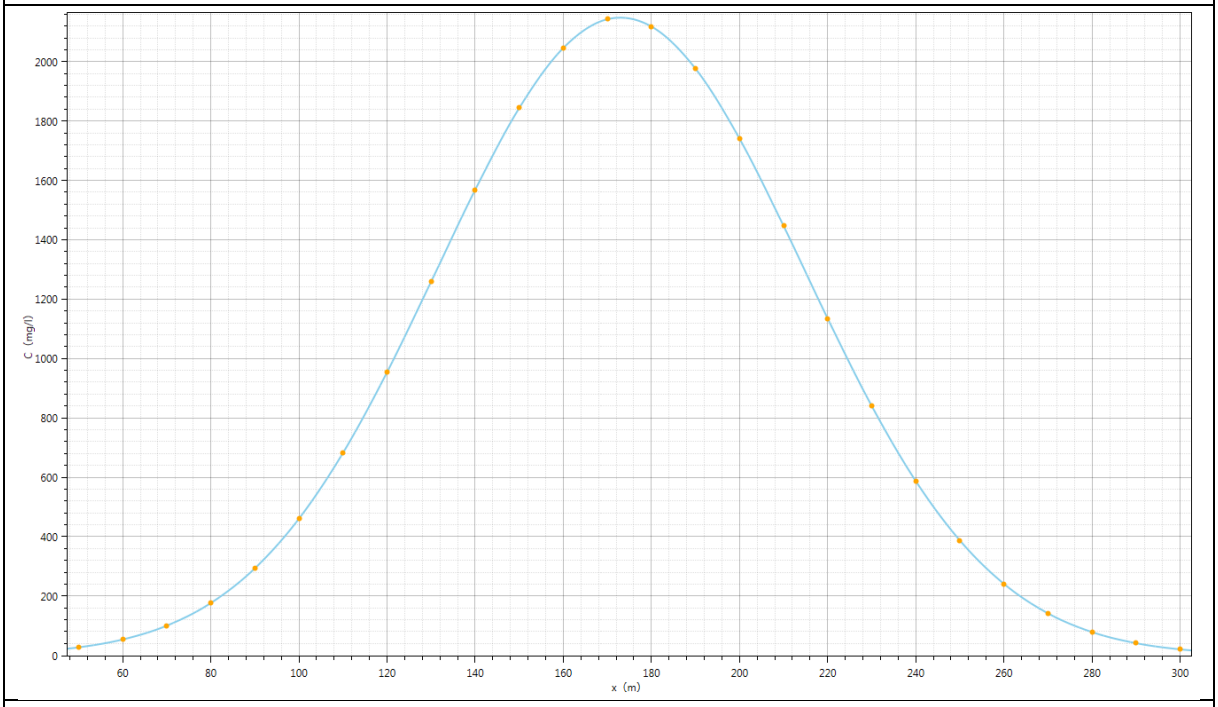


泄漏 3650d 石油类浓度随距离的变化关系

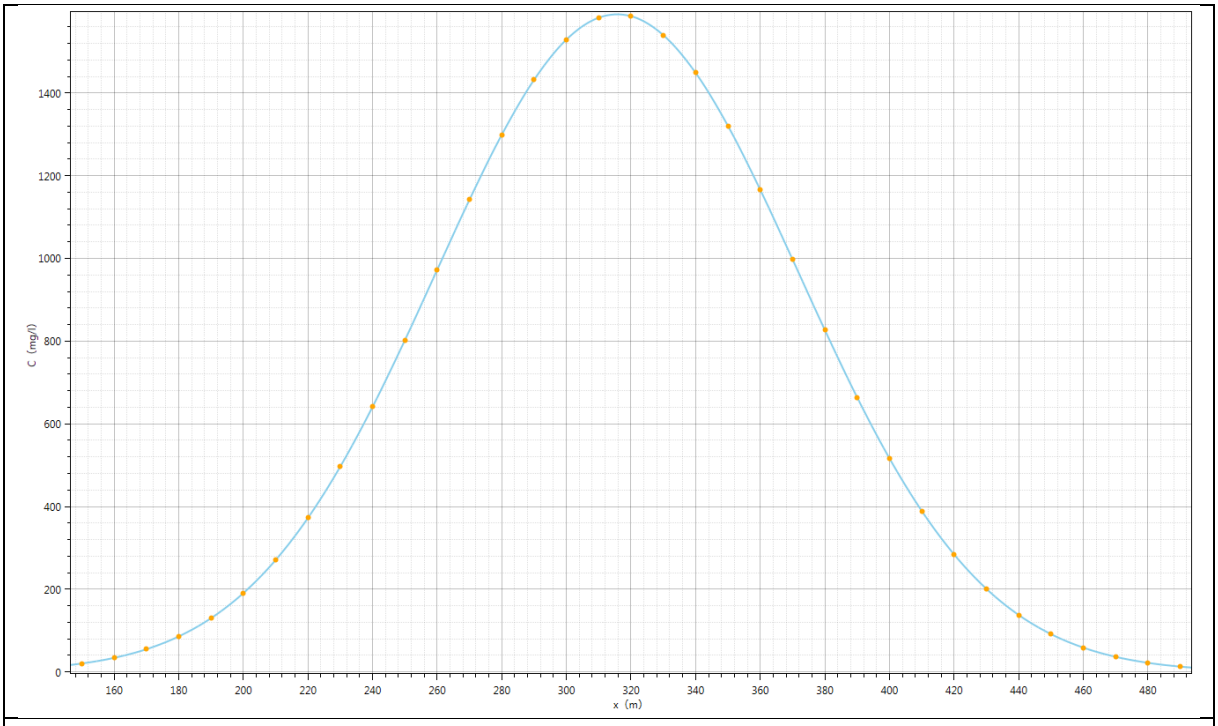
图 5.3-2 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



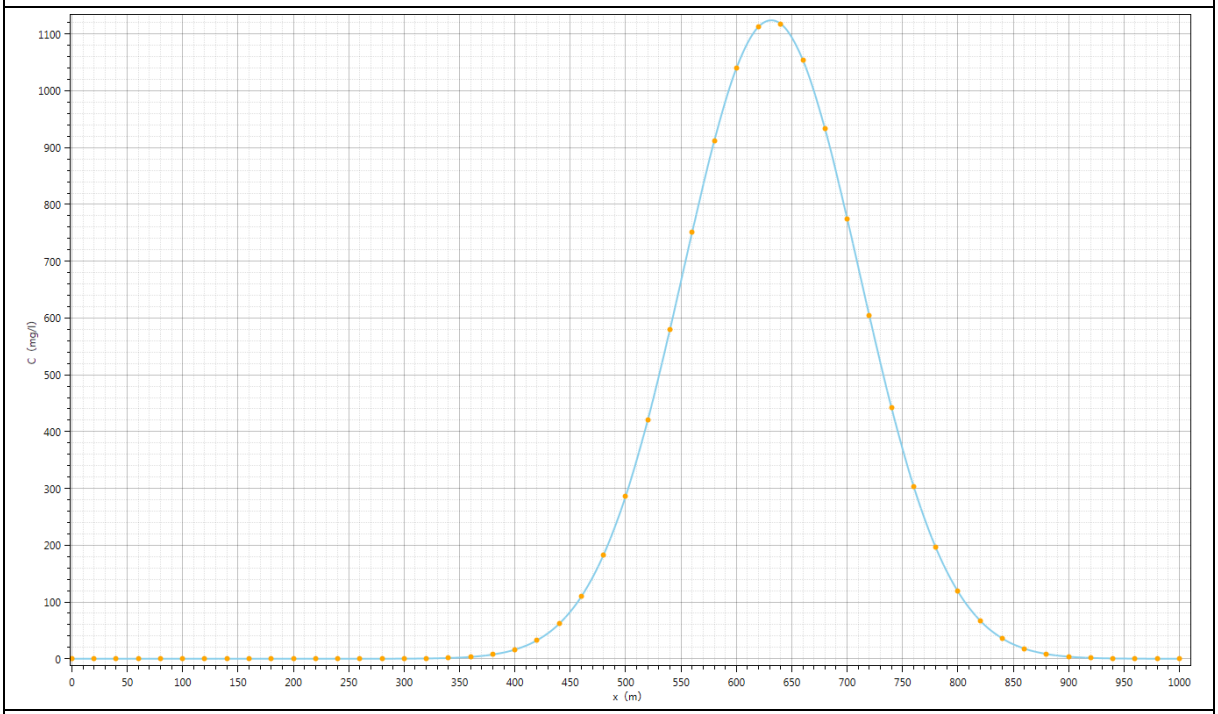
泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1825d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 3650d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.3-3 储油罐发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：瞬时泄露情景下，

①集输管线发生全管径泄漏时，在模拟时间内污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大，当泄漏后 100d、1000d、1825d 和 3650d，污染因子达标的运移距离分别为 86m、385m、592m 和 1020m；

②储油罐发生全管径泄漏时，在模拟时间内污染因子的影响范围随着时间的推移逐步扩大，当泄漏后 100d、1000d、1825d 和 3650d，污染因子达标的运移距离分别为 82m、365m、575m 和 990m。

根据预测结果和区内水文地质条件，评价区所在区域的地下水在潜水和第一层承压水之间有连续的相对隔水层。当发生泄漏事故后，在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响，但受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求各二级单位定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。综上，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3.5 地下水环境影响评价结论

运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，降低管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、油罐发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，规划运营期只要各二级单位严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

在此基础上，规划实施对地下水环境的影响可接受。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 开发期声环境影响分析

5.4.1.1 主要噪声源

开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

各机械的噪声特性详见表 5.4-1。

表 5.4-1 噪声源统计表

设备名称		数量（台）	噪声强度（dB(A)）	发声特性
钻井	钻机	1/队	95	连续稳态
	柴油机	2/队(1 开 1 备)	105	连续稳态
	柴油发电机	2/队(1 开 1 备)	105	连续稳态
	泥浆泵	2/队	100	连续稳态
井下作业	压裂车	1/队	120	短时连续稳态
地面工程	推土机	—	90	间断
	挖掘机	—	85	间断

5.4.1.2 钻井施工噪声影响分析

钻井场地主要产噪设备为柴油机、泥浆泵、钻机注水泵等设备。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r_0—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 / 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)的要求。

（2）昼间施工噪声在 30m 外，夜间施工噪声在 100m 外满足《声环境质量

标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

综上，钻井期间产生的噪声对局部环境的影响是暂时的，对周围环境的影响是可以接受的。开发期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

5.4.1.3 基础设施建设噪声影响分析

基础设施建设噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

在此对基础设施建设噪声进行分析评价，以便更好的制定相应的施工管理计划，保护项目施工井点和道路沿线地区居民良好的居住声环境。

（1）噪声源分布

根据项目基础设施的施工特点，对噪声源分布的描述如下：

①推土机、挖掘机主要用于土地平整、道路修建范围内；

②自卸式运输车主要行走于施工便道及项目区的周边现有道路；

（2）开发期噪声预测模式

施工机械的噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算距离声源不同距离处的噪声值，预测模式如下

$$L_p = L_{p_0} - 20\lg(r / r_0)$$

式中：Lp：距声源 rm 处的施工噪声预测值，dB(A)；

Lp_0：距声源 r_0m 处的噪声参考值，dB(A)；

对于多台施工机械对某个预测点的影响，应进行声级迭加：

$$L = 10\lg\sum 10^{0.1L_i}$$

（3）噪声计算结果

根据预测模式，表 5.4-3 列出了距施工机械不同距离处的噪声值。

表 5.4-3 主要施工机械不同距离处的噪声级（单位：dB(A)）

机械名称	5m	10m	20m	40m	60m	80m	100m	150m	200m	280m	300m
装载机	90	76.02	66.48	59.12	55.19	52.50	50.45	46.77	44.20	41.21	40.60
推土机	86	72.02	62.48	55.12	51.19	48.50	46.45	42.77	40.20	37.21	36.60
挖掘机	84	70.02	60.48	53.12	49.19	46.50	44.45	40.77	38.20	35.21	34.60

注：5m 处的噪声级为实测值。

根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，施工场界昼间噪声限值为 70dB(A)，夜间限值为 55dB(A)。表 5.4-3 结果表明，昼间单台施工机械的辐射噪声在距施工场地 20m 外可达到标准限值，夜间 80m 外可基本达到标准限值。但在施工现场，往往是多种施工机械共同作业，因此，施工现场的噪声是各种不同施工机械辐射噪声以及进出施工现场的各种车辆辐射噪声共同作用的结果，其噪声达标距离要超过昼间 20m、夜间 80m 的范围。因此，昼间施工噪声对周围声环境敏感点将有不同程度的影响，由于开发井距离居民的距离至少在 200m 以上，因此影响较小；由于油气开发活动的特殊性，施工基本上在昼夜进行，夜间施工活动很少，因此基础设施建设对周边声环境夜间影响很小。

（4）基础设施建设噪声影响分析

此类噪声存在无规则、强度大、暂时性等特点，由于噪声源为流动源，不便采取工程降噪措施。环评单位现场现状调查时针对此问题也询问了当地群众，居民要求加强施工管理，加快施工进度，缩短村庄附近的道路施工工期，降低运输车辆车速后，能够理解这种短期噪声的存在。

根据国内此类项目开发期环境保护经验，建议加强开发期间的施工组织和施工管理，合理安排施工进度和时间，环保施工、文明施工，快速施工，并因地制宜地制定有效的临时降噪措施，例如通过降低运输车辆车速来降低车辆噪声，禁止间夜施工等，将道路开发期间的噪声影响降低到最小程度，声环境保护措施具体见环境保护措施章节。

综上，尽管基础设施建设机械噪声可能对附近村民等声环境敏感点造成一定影响，但钻井施工时间较短且多在昼间施工，随着开发期结束，其影响将会完全消失；同时本次规划区域范围内绝大部分为荒漠戈壁地貌，人烟稀少，按照《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225—2012）要求，各类地面工程布点也将在居民区 100m 范围外，距学校、医院和大型油库等人口密集性场所应不小于 500m，距离相对较远，对声环境敏感点的影响较小。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵和拉油车辆运输等。

5.4.2.1 站场噪声影响分析（固定噪声源影响预测）

根据《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009），本次评价选用导则中的噪声预测模式——Noisesystem。

（1）预测源强

场站内噪声源主要为各类机泵，机泵噪声源强在 85dB(A)～90dB(A)之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施。

（2）预测模式

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）的技术要求，本次评价采取导则上推荐模式。

①声级计算

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式：

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i\,10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T—预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

②预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式

$$L_{eq}=10\lg\left(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}}\right)$$

式中：

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散（A_{div}）、大气吸收（A_{atm}）、地面效应（A_{gr}）、屏障屏蔽（A_{bar}）、其他多方面效应（A_{misc}）引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_p(r)=L_P(r_0)-\left(A_{div}+A_{atm}+A_{bar}+A_{gr}+A_{misc}\right)$$

在预测中考虑反射引起的修正、屏障引起的衰减、双绕射、室内声源等效

室外声源等影响和计算方法。

（4）预测结果

项目建成后，正常工况下，距站场不同距离处的噪声值见下表。

表 5.4-4 主要施工机械不同距离处的噪声级（单位：dB(A)）

机械名称	5m	10m	20m	40m	60m	80m	100m	150m	200m	280m	300m
各类机泵	90	76.02	66.48	59.12	55.19	52.50	50.45	46.77	44.20	41.21	40.60

注：5m 处的噪声级为实测值。

5.4.2.2 车辆运输噪声影响分析

规划各类地面工程建成投产后，进出的运输车辆增加，运输车辆进出时行驶速度较慢，一般为 25～30km/h 左右，主要为大型车辆，大型车在距离行驶中心线处的噪声值约为 77～78dB(A)。

（1）预测模式

运输噪声的预测因子为等效 A 级声级。影响交通噪声的因素很多，主要包括道路的交通参数（车流量、车速、车种类等），道路的地形地貌条件，路面设施等。

本评价次预测模式选择《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）所列预测模式：

Ⅰ第 i 类车等效声级的预测模式

$$L_{eq}(h)_i=\left(\overline{L_{0E}}\right)_i+10\lg\left(\frac{N_i}{V_iT}\right)+10\lg\left(\frac{7.5}{r}\right)+10\lg\left(\frac{\psi_1+\psi_2}{\pi}\right)+\Delta L-16$$

式中：$L_{eq}(h)_i$—第 i 类车的小时等效声级，dB(A)；

$\left(\overline{L_{0E}}\right)_i$—第 i 类车速度为 Vi，km/h；水平距离为 7.5m 处的能量平均 A 声级，dB(A)；

N_i—昼间，夜间通过某个预测点的第 i 类车平均小时车流量，辆/h；

r—从车道中心线到预测点的距离，m，（r>7.5m）；

V_i—第 i 类车的平均车速，km/h；

T—计算等效声级的时间，1h；

ψ_1、ψ_2—预测点到有限长路段两段的张角，弧度；

ΔL—由其他因素引起的修正量，dB(A)。

Ⅱ总车流等效声级为：

$$Leq(T)=10\lg\left(10^{0.1Leq(h)大}+10^{0.1Leq(h)中}+10^{0.1Leq(h)小}\right)$$

（2）预测结果

根据上述公式计算得到运输噪声预测结果见表 5.4-5。

表 5.4-5 运输噪声影响预测结果（单位：dB(A)）

距离 道路名称	20m	40m	60m
进出场道路	41.0	39.0	37.7

注：夜间按不运输计算。

在不考虑高程差的情况下，从预测结果来看，在没有设置减速路障，公路两侧20m距离昼间可以满足2类区标准要求。因此，交通噪声对周围声环境影响较小。

5.4.3 声环境影响评价小结

综上：

（1）开发期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

（2）运营期噪声污染源主要为站场各类机泵及运输车辆噪声。经预测，营运期噪声源对背景噪声的贡献较小，且规划区域多位于戈壁荒漠，因此，在运营期间基本不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.5 固体废物影响预测与评价

油田开发过程中产生的固体废物主要为：①开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、射孔压裂返排液、施工弃土和少量施工生活垃圾等；②运营期产生的油泥、落地原油等。

5.5.1 开发期固体废物影响分析

（1）钻井泥浆、岩屑

在钻井过程中所产生的固体废物主要是钻井岩屑、泥浆，经泥浆不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

岩屑本身无污染物，其主要成份为水和膨润土；泥浆中不含磺化物、铬等有毒物质，均属于一般工业固废，对井场周围的环境影响较小。

（2）射孔压裂返排液：射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，运至各自区块污水处理系统处理，不外排，对环境影响较小。

（3）施工土方、施工生活垃圾

在地面工程施工中，会产生一定量的施工土方、生活垃圾等。施工生活垃圾在各自区块内进行卫生填埋；施工土方多现场回填，多余的土方在施工结束后回填在管堤或其他施工道路上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。

与油田开发过程中产生的固体废物对环境的影响相比，地面施工过程影响时间短、影响程度小。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是落地原油和油泥（砂）。

（1）落地原油

油田在钻井、试油、修井、采油及运输等过程中将会产生落地油。

根据现场调查，规划实施单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至各区块联合站卸油罐，进入各区块原油处理系统进行处理。

井喷、井漏及管线、储罐泄漏等事故状态下产生的落地油，会破坏周围区域的土壤，使土壤中石油类的含量超标，土壤板结，并使区域内的植被遭到破坏。因规划区域多处于干旱少雨的荒漠地带，以及土壤对石油分子的托顶作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0～20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。原油落地后上层能收集的原油回收送至各自区块原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，送至各自区块废渣场暂存，按《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

（2）油泥（砂）

生产过程中产生的油泥（砂）在各自区块废渣场暂存，按《危险废物贮存

污染控制标准》等相关标准贮存，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，暂存在各自区块废渣场，按《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 正常情况下对土壤环境的影响

（1）钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要是排出的泥浆、钻井岩屑等。岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。

根据油田环境保护的要求，全部采用钻井废弃物不落地系统，岩屑随钻井泥浆带出，采用钻井不落地技术收集，一开和二开为非磺化水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相临时贮存在井场内的岩屑堆存场地，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于铺筑井场、道路等。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑，进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

（2）管线临时占地对土壤环境的影响

规划管线临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

（3）落地原油影响

正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染主要集中在表层 0~20cm，仅在采油井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，

影响不大。

（4）施工各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻井泥浆、管道防腐材料以及施工生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

综上，油气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。该建设工程在开发期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。

4.6.2 事故状态对土壤环境的影响

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

若集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散。从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

5.7 环境风险影响预测与评价

5.7.1 环境风险评价目的

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素、项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起的有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接收水平。

针对本次规划区块内的具体实施方案可知，本次规划实施的主要为油气开采和地面工程的开发建设，类比同类型规划实施阶段的环境风险，主要环境风险为石油、天然气在储存、运输过程中可能发生泄漏、火灾爆炸等突发事故。

参照《关于印发<突发环境事件应急预案管理暂行办法>的通知》（环发[2010]113 号）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求进行环境风险评价，通过评价认识风险程度、危险环节和事故后果影响大小，从中提高风险管理的意识，提出规划应采取的环境风险防范措施和应急预案，杜绝环境污染事故的发生。

5.7.2 环境风险识别及分析

5.7.2.1 物质风险识别

规划所涉及的主要风险物质为原油和天然气，其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.7-1。

表 5.7-1 原油的理化特性及毒理特性一览表

理化性质	化学品名称	原油（未经处理的石油）	热值	41870KJ/kg
	主要成分	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物	火焰温度	1100℃
	外观及性状	黑褐色并带有绿色荧光，具有特殊气味的粘稠性油状液体	自然燃点	380-530℃
	沸点	300-325℃	闪点	-6.7～32.2℃
	熔（凝固）点	-60℃	爆炸极限	1.1-6.4%（v）
	相对密度	（水=1）：0.8332～0.8775g/cm^3，平均值为 0.861g/cm^3	溶解性	不溶于水
	稳定性	常温常压稳定		

危险特性	易燃易爆。 【燃烧与爆炸特性】其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
毒理学资料	急性毒性：LD_{50}≥4300mg/kg；LC_{50}无资料。 健康危害：刺激眼睛和皮肤，导致皮肤红肿、干燥和皮炎，食入将引发恶心、呕吐和腹泻，影响中枢神经系统，表现为兴奋，继而引发头痛、眼花、困倦及恶心，更严重者将精神崩溃、失去意识、陷入昏迷，甚至由于呼吸系统衰竭导致死亡。吸入高浓度蒸汽将影响中枢神经系统肺损伤，引发恶心、头痛、眼花至昏迷。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
防护措施	工程控制：采用通风装置； 呼吸系统防护：无资料； 眼睛防护：化学安全防护眼镜； 身体防护：橡胶工作服； 手防护：防护手套。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。

表 5.7-2 天然气的理化特性及毒理特性一览表

<table>
<tr><td rowspan="8">理化性质</td><td>化学品名称</td><td>天然气</td><td>热值</td><td>50009KJ/kg</td></tr>
<tr><td>主要成分</td><td>多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷、二氧化碳、氮气等</td><td>饱和蒸汽压</td><td>53.2kPa</td></tr>
<tr><td>外观及性状</td><td>无色无臭的气体</td><td>自然燃点</td><td>650℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.5℃</td><td>闪点</td><td>-188℃</td></tr>
<tr><td>熔（凝固）点</td><td>-182.6℃</td><td>爆炸极限</td><td>5-15%（v）</td></tr>
<tr><td>相对密度</td><td>（水=1）：0.8332～0.8775g/cm^3，平均值为 0.861g/cm^3</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇和乙醚</td></tr>
<tr><td>稳定性</td><td>稳定</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="3">易燃。
能与空气形成爆炸性混合物。遇明火有燃烧爆炸危险，与氢、氯等接触会发生剧烈的化学反应。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="3">毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25～30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。
急性毒性：小鼠吸入 42%浓度×60 分钟，麻醉作用；兔吸入 42%浓度×60 分钟，麻醉作用。
【健康危害】天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。</td></tr>
<tr><td>应急处置原则</td><td colspan="3">【急救措施】
皮肤接触：/
眼睛接触：一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。
吸入：/
食入：/
【灭火方法】
消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。
【泄漏应急处置】
迅速撤离泄漏区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员佩戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生大量废水。如有可能，将泄漏出气用排风机送至空旷地方或装适当喷头烧掉。也可将泄漏容器移至空旷处，注意通风。泄漏容器要妥善自理修复、检验后再用。</td></tr>
<tr><td>安全措施</td><td colspan="3">【操作安全】
密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
【储存安全】
储存于阴凉处、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
</table>

	【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。

5.7.2.2 生产系统危险性识别

根据规划方案内容，结合油/气田开发项目的风险经验分析，可能发生风险事故的单元为井场、站场、输油管道。

（1）井场危险性识别

井喷事故风险：井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、气或水窜进井内的钻井液里，加快了即将流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

（2）站场危险性识别

各站场等油气集输、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计，见表 5.7-3。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 5.7-3 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例（%）	引发事故原因	比例（%）
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其他	11.0	其他	9

（3）贮运系统危险性识别

①输油管道危险性识别

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，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

②罐车原油泄漏

因罐车车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，原油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

另据中国石化总公司《石油化工典型事故汇编》（1983-1993 年）统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

5.7.2.3 风险事故类型分析

根据规划方案分析可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

（1）火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

（2）爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

（3）挥发及泄漏危险性

正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可

能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（4）其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

5.7.2.4 环境影响途经识别

根据物质危险性识别、生产系统危险性识别，危险物质在事故情形下对环境的影响途径主要是油罐泄漏导致火灾爆炸事故对周围环境产生影响。

表 5.7-4 规划环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	各站场	油罐	原油	泄漏	大气 地下水	周边 5 公里居民
2				火灾	大气	
3				爆炸	大气	
4	集输管道	集输管道	原油	泄漏	大气 地下水	

5.7.2.5 风险事故情形设定

（1）大气风险事故情形设定

①各站场原油储罐发生泄漏，无组织烃类挥发对周围环境的影响；

②各站场原油储罐火灾产生次生影响；

③各站场原油储罐爆炸对周围环境造成的影响。

（2）地下水风险事故情形设定

①集输管道原油泄漏对地下水的影响。

5.7.3 源项分析

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求进行分析。

5.7.3.1 泄漏源强分析

原油泄漏速度 Q_L 选用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）推荐的伯努利方程计算：

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

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；

C_d—液体泄漏系数，此值常用 0.6～0.64，取 0.62；

A—裂口面积，m^2；

P—容器内介质压力，油罐为常压罐，取 101325Pa；

P_0—环境压力，取 101325Pa；

g—重力加速度，9.81m/s^2；

h—裂口之上液位高度，取 1.8m；

ρ—密度，取 861kg/m^3。

原油泄漏孔径采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中标 E.1 中数据，原油泄漏孔径为 0.01m，孔径面积 0.0000785m^2，泄漏持续时间为 30min。

5.7.3.2 原油储罐火灾次生危害源强分析

（1）二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量计算：

$$G_{二氧化硫}=2BS$$

式中：$G_{二氧化硫}$—二氧化硫排放速率，kg/h

B—物质燃烧量，kg/h

S—物质中硫的含量，本次规划取 0.52%。

（2）一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{一氧化碳}=2330qCQ$$

式中：$G_{一氧化碳}$—氧化碳排放速率，kg/s；

C—物质中碳的含量，本次规划取 85%；

q—化学不完全燃烧值，本次规划取 6.0%；

Q—参与燃烧的物质量，t/s。

5.7.4 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生储罐泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

5.7.4.1 对环境空气的影响分析

（1）原油泄漏的影响分析

油罐泄漏后，原油进入环境空气，其中的轻组分烃类可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于规划区域大多空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）天然气泄漏的影响

对大气环境影响较大的为天然气泄漏，多发生于井喷事故时。井喷发生时大量天然气排入大气，按照同类项目测算，排出的天然气量约 3000m^3/h，使局部大气中的烃类在短时间内剧增。井喷事故状态下，非甲烷烃在 2km 范围内影响较大，此时，非甲烷烃最大一次浓度为 59.7mg/m^3，是非甲烷烃无组织排放监控浓度限值(4mg/m^3)的 14.9 倍；2km 以外非甲烷浓度将低于 3.75mg/m^3，即小于限制标准值。通常在这类事故状态下，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。

5.7.4.2 对水环境的影响分析

（1）对地表水的影响分析

原油或含油污水泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体（洪水期）；另一种是原油或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

据有关资料表明，以石油类为主的原油和含油污水进入地表水体后，将产生如下危害：

①薄层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取。

②在缺氧条件下，能引起某些生物死亡率的增加。以石油类为主要污染物的污染源进入水体后，可造成水中生物的大群死亡。

③原油或含油污水污染地表水，致使水中多环芳烃浓度超过 0.03—0.1μg/l 时，则对人、水体中的动物有敏感致癌作用。

（2）对地下水的影响分析

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、油罐发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上

所述，规划运营期只要各二级单位严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

具体各类事故工况对地下水的环境影响分析详见 5.3.4 节。

5.7.4.3 对生态环境的影响分析

原油泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

原油泄漏对生态环境（主要指植物）的影响也较显著。泄漏原油粘附于植物体将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡、土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡。含油污水中油浓度不高时（几十 mg/l）时，对植物的影响不显著，但浓度较高时（几百 mg/l 以上）可影响植物生长。因此，就土壤—植物生态系统而言，原油泄漏事故造成的影响一般比较显著，但仅限于直接有泄漏原油覆盖地区。如油井周围有农作物，

则原油泄漏对植物（主要指农作物）的环境风险较大。因此在发生事故后，应及时采取相应的措施，降低对周围植被的影响。

5.7.5 环境风险评价小结

规划的具体项目发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，应加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的产生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使规划在实施中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该规划的实施从环境风险的角度认为风险水平可接受。

5.8 生态环境影响预测与评价

5.8.1 生态环境影响因素及类型分析

5.8.1.1 按影响阶段划分

（1）开发期

开发期影响主要为井场及场站建设、道路建设、施工设备运输、土方开挖、井喷事故等施工阶段对生态环境的影响，包括对地表植被的破坏、对野生动物的扰动、对地表土壤的污染风险、对土壤侵蚀和水土流失的加剧、对土地利用格局及景观格局的改变、对土地沙化的加剧、对敏感保护目标的影响等。

（2）运营期

运营期影响主要为井场及场站永久占地、管输与拉油事故、巡线巡检、原油落地、含有危废渗漏等运营阶段对生态环境的影响，包括对野生动物迁徙的阻隔与生活的扰动、跑冒滴漏对地表土壤的污染风险、对自然景观格局异质性和多样性的影响等。

（3）退役期

退役期影响主要为废弃井封堵及拆除井口、场地清理等退役阶段对生态环境的影响，包括对井口周边植被的恢复、不再产生运行噪声、井口水泥底座改

造野生动物饮水槽等影响。

5.8.1.2 按影响类型划分

（1）污染物影响

油气开发及地面工程建设是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油气开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、大气环境、声环境被污染的程度和固体废物（特别是含油危险废物）的产生量及处置方式。

（2）占地影响

地面工程建设永久占用土地破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。临时占地若不进行持续性的较好的植被恢复，由于区域自然环境恶劣，其影响也难以逆转。占地对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。地面工程构筑物建设要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料设备占地、土方开挖等活动占用的土地面积远远超过工程本身，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受到惊扰，破坏了原有生态系统的稳定性。运营期永久占地以外可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。永久占地导致的土地利用和景观格局的改变不可逆转，野生动物繁殖、迁移和栖息为适应改变后的新环境，会发生一定的改变。

（3）景观影响

地面工程开发建设常伴随着较大规模和体量，且随着滚动和扩边开发，区域的景观格局发生转化，尤其在油气田作业区会形成人工生态系统与自然生态系统的有机结合，形成工业景观。

5.8.1.3 按影响程度划分

（1）永久影响

永久占地等一切不可逆的开发建设带来的影响。

（2）暂时影响

开发期后经过一定程度的清理、恢复，可大幅度还原区域原貌的影响。

（3）累积影响

地面工程建设后，由于动物趋利避害从而改变栖息、迁徙决策，以及污染渗入地面对土壤和地下水的影响，以及水土流失和土地沙化的缓慢变迁过程。

（4）突发影响

由于操作或管理不规范导致的事故影响以及针对保护动植物或保护地的违法犯罪行为影响。

5.8.2 对植被及植物资源的影响分析与评价

5.8.2.1 污染物影响

（1）大气污染物

①施工、道路扬尘及锅炉燃烧烟（粉）尘

1）降低大气透明度，增大了太阳光通过大气时的散射强度，减弱了绿色植物的光合作用。

2）颗粒物对植物有一定的破坏作用，降低了绿色植物同化 CO_2 的能力。

②H_2S 的影响

少量 H_2S 可作为气体信号分子植物抗逆抗干旱胁迫响应，增加叶片中叶绿素含量，提高其 SOD、CAT 等抗氧化酶的活性，延长幼苗存活时间，增加地上地下部分生物量，延迟自由基积累，改变 H_2O_2 水平以缓解干旱胁迫的程度，也能在一定程度缓解植物遭受的 Cu、Al、Cr 等重金属胁迫，缓解重金属对胚根和胚芽生长的抑制。

③非甲烷总烃的影响

1）碳氢化合物与氮氧化合物在紫外线作用下反应生成臭氧，可导致大气光化学烟雾事件发生，危害人类健康和植物生长。臭氧是光化学烟雾代表性污染物，非甲烷总烃是造成大气臭氧浓度上升，形成区域性光化学烟雾、酸雨和雾霾复合污染的重要原因之一。

2）碳氢化合物参与大气中二次气溶胶形成，形成的二次气溶胶多为细颗粒，不易沉降，能较长时间滞留于大气中，对光线散射力较强，从而显著降低大气能见度。

规划油田地面工程开发区域应在作业区、联合处理站等构筑物周围、生产装置区周围空地和道路两侧实施绿化，根据条件适当在外围建设一定宽度的防

护绿地减缓扬尘。油气开采产生的废气污染物对周围植被有一定的影响，但正常工况下的影响均较轻微。此外，油气田所处区域远离城市群，地形相对平坦，气象条件利于扩散。因此，大气污染物对当地植被及植物资源的影响较小。

（2）水污染物

开发过程中产生的污水大部分经处理后或回用于调储罐反洗或达标后回注地层；少量废水经处理达标后外排至六九、红浅排放区域（现有已批排放区域）。

虽然促进了局部植物生物量上升，但由于废水中离子浓度较高且水温过热，应对其相应设施进行升级改造或整改，以满足相应水质要求，否则应立即停止外排，使现状排放区域朝自然生态系统方向演替。

（3）含油危险废物

钻井过程中产生的泥浆及碎岩屑以及处理站产生的含油污泥应依据标准规范进行暂存，并委托有资质单位定期处置。暂存场多建在处理站外围区域，占地的同时影响植被生长，植被的减少改变了生态系统能量转化的途径和水分、营养元素的系统内循环途径，进而影响到土壤物理、化学成分以及动植物和微生物等土壤生物的种类和数量，导致占地区局部生态系统退化，因此应在暂存区域外围实施生态恢复措施。而地表土壤污染，植物可能会受到胁迫而死亡，影响植物生长及生态恢复，同时，有些重金属会经食物链传递，最终进入人体危害健康。因此，在完善一系列危险废物暂存、处置要求及生态恢复措施的前提下，该影响的程度可接受。

5.8.2.2 占地影响

占地影响主要表现规划实施后，现有地表植被遭到破坏，植物多样性降低。地面工程建设，需清除植被、开挖表土，造成占地区域内地表植被的永久损失，植物将永远失去生产能力；因施工机械与运输车辆的活动及人员践踏、临时占地等因素，使施工区域周围的植被也会遭到不同程度的破坏和影响。

根据区域生态环境现状，规划范围内主要为低覆盖半灌木植物群落，破坏的植物资源均为广布种和常见种，如涉及保护黑果枸杞、梭梭、白梭梭、膜果麻黄等重点野生保护植物，开发过程中必须对其进行移栽保护。因此，规划开发可能会减少广布种和常见种数量，但不会使植物群落的种类与组成发生变化，也不会造成某一植物种的消失。通过合理布局，加强环境管理，采取适地绿化措施可恢复甚至提高区域的植被覆盖度，以减缓永久占地和临时占地对植被的

负面影响，使影响达到可接受水平。

5.8.3 对动物资源的影响分析与评价

通过现状调查，记录了规划油田地面工程开发区域各片区的野生动物现状。规划实施后，受地面工程的修建、油气开采活动及人类活动干扰影响，荒漠地区的自然生态环境会有一定程度的退化，荒漠生态系统会遭受一定的损伤和破坏，野生动物的生境、生活习性和规律会受到干扰影响。

随着规划地面工程的开发强度增大，道路、管线等线性工程施工会对野生动物的活动产生一定阻隔，仅使其部分休憩地点缩减，施工与运营期噪声会对周边活动和休憩的野生动物产生一定扰动影响，如建设施工噪声、油气开发噪声、交通运输噪声等，随着规划开发逐步完善，对周边活动和休憩的野生动物产生轻微的干扰影响趋于稳定，且野生动物能逐渐适应该影响，以做出替代的栖息、迁徙、取食策略。

发生突发环境事件时，如原油及天然气的泄出和渗漏，可能影响规划区域内的野生脊椎动物的生存环境。当发生井喷时，井场周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对重点保护野生动物不会造成影响。如果发生火灾，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

对于国家一级、二级保护野生动物，要重点加强保护，对于现有一般的野生动物，其繁殖性较强，较容易在规划实施后找到替代生境，不存在种群消失或灭绝风险。本次现场踏勘在规划范围内，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求与卡山保护区相交的油田区块禁止在保护区内进行任何地面工程开发建设，在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。在此基础上，可将规划实施对野生动物的影响降到最低。

5.8.4 对土地利用格局的影响分析与评价

规划地面工程建设对土地利用的影响主要包括两方面，一是地面工程直接占地，使荒漠戈壁裸土地、沙地变为工业用地、道路与交通设施用地、公用设

施用地等；二就是土地剥离使原有土地利用类型发生根本性改变。

油气开腹部和东部片区以及西北缘片区北部位于荒漠地带，南缘片区与西北缘南部镶嵌在农业开发边界。荒漠地面工程开发建设，应尽可能避开植被连片分布区，严禁在生态环境敏感保护目标范围内开发。农业开发区从事地面工程建设首先要取得行政主管部门相关手续，对于征占的耕地、林地、园地、草地应进行相应补偿，开发过程中应避开人口密集集中区域，严禁在生态环境敏感保护目标范围内开发。综上，规划对土地利用的格局的影响仅体现在用地性质的改变，改变其土地利用结构。

5.8.5 对土壤侵蚀和水土流失的影响分析与评价

规划油田地面工程开发区域土壤侵蚀类型以风力侵蚀为主兼有水力侵蚀，总体来说，土壤侵蚀强度以剧烈侵蚀为主。地面工程开发建设后，由于开发期间会对区域地表产生扰动，地表结层会受到破坏，局部地区土壤侵蚀强度会有所增加。对着地面工程投入运营，土地利用类型已完全发生改变，土壤侵蚀强度会有所减轻，开发过程中要采取合理措施保护区域戈壁的地表砾幕层。

规划实施后随着工业用地及各类设施用地的增加，原有的土地性质发生转变，硬化地面更不易发生水土流失。因此，地面硬化可在区域防止沙漠化和草地退化发展方面起到了一定的积极作用。同时，在落实生态恢复措施的前提下，原来遭受剧烈侵蚀的土壤侵蚀强度可降低。

区域地表植被极为稀疏，平均盖度小于 20%，土壤侵蚀十分严重。规划实施后，对区域植被的破坏进一步增强，在沙漠腹地强劲的风力作用下，将地表细物质吹扬它移。砾石、碎石相对增加，粗糙度也随之加大，当表层碎石砾石多到一定量时即达到相对稳定状态，地表形成一层具有棱角的碎石、砾石覆盖层，成为保护下部土层不再受风蚀的保护层。而在天山北坡地带，降水、地表及地下径流作用下，土壤表面组成物质被破坏、剥蚀，历经搬运逐渐沉积，地面工程开发则使沉积的土壤重新变得活跃，容易被进一步侵蚀。

地面工程开发建设会破坏土壤表层甚至深层结构，对周边土壤环境产生不同程度的扰动影响，使其呈现沙化趋势，不利于水土保持。开发建设过程中尤其是开发期影响较大，若不采取生态保护和水土保持措施，土壤侵蚀将进一步加剧，即加速土地沙化和水土流失。同时，开发过程中排土和临时土石方若不

按规范堆放，在风力侵蚀作用下，也会使周边土壤环境恶化，不利于水土保持。

规划实施后，各片区开发公司应针对地面工程建设特点分别落实合理可行的生态保护和水土保持措施，尽可能将对砾幕层及农田的破坏程度降到最低，以减轻土地沙化程度，同时防止由于土壤扰动形成的风沙流对现有工程造成损害。综上，规划实施过程中，在严格执行生态保护和水土保持措施的前提下，对土壤侵蚀和水土流失的影响是可以承受的。

5.8.6 对自然景观的影响分析与评价

规划油田地面工程开发区域现状自然景观以原生的荒漠戈壁景观和农田绿洲景观为主。规划实施后，将会在一定程度上改变规划范围内的原生自然景观。

（1）对土地的永久占用，使局部原有自然景观类型变为构筑物、运输道路、公用设施管线、绿地等。

（2）随着主体地面工程建设，同步开展的管线、道路等的配套设施建设，会进行大量填挖、取土、弃土施工活动，形成裸露的边坡、取土坑、弃土场等一些人为的劣质景观，与周围自然景观不相协调。

（3）地面工程稳定运营期间，原有自然荒漠景观演化为油气田工业景观，在连续的自然景观中成为突兀的斑块，对原有景观产生了分隔，形成了景观生态系统在空间上的非连续性，对景观完整性产生了一定的影响。但同时油气田工业景观镶嵌在荒漠自然景观中也增强了景观的异质性。

5.8.7 对防沙治沙的影响分析与评价

（1）规划实施对沙漠、戈壁、沙地及其他沙化土地的占用和影响

规划实施后，占用的裸土地、沙地全部转化为工业用地、道路与交通设施用地、公用设施用地等利用类型。占用后使潜在有沙化风险的土地面积减小，随着场地硬化与生态恢复逐步完善，消除了规划区域内土地沙化的风险。

（2）地面工程开发建设弃土、石、渣对沙化土地和沙尘天气的影响

规划实施后，地面工程开发建设过程中对原地貌的扰动将降低规划范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。尤其在西北缘北部、腹部和东部等片区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若地面工程建设过程中土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土渣等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

（3）规划实施对防沙治沙设施的影响分析

（4）规划实施后可能产生的加剧土地沙化等的生态危害影响

规划实施后，地面工程建设阶段主要为开发期影响，包括管沟开挖、土地整平、弃土填方等一系列施工作业。施工过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，破坏区域植被生长，加剧土壤沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的砾幕层破坏，严重的经过多次碾压后加剧土壤沙化，甚至完全退化为沙地。施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了规划范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。在南缘绿洲地带，规划开发若过度破坏植被，可导致绿洲被沙化土地侵蚀的风险增加，会降低区域生态环境质量。

（5）规划实施后须落实的防沙治沙减缓措施

①严禁在戈壁滩和荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。在规划范围外围可采用物理治沙和生物治沙整治措施，如草方格固沙或栽植固沙植物等。

②区域地表具有丰富的由砾石构成的砾幕层。为保护地面工程建设范围以外遭受施工扰动的土地资源，在施工前，应对拟施工区域进行表土和砾石剥离，剥离的表土用作后期规划范围外围地表生态恢复。待施工结束后，进行场地平整时，在覆土压实后覆盖一层砾石，以减缓土壤遭受的风力侵蚀。严禁随意剥离规划范围占地以外的砾石。

③为保护区域利于防风固沙植被资源，地面工程建设范围内场地开挖时可将成片的植被（尤其是保护植物）移栽备用于施工结束后地面工程建设范围外

围施工扰动区域的植被恢复，近期通过人工栽植恢复先行固沙，待生态系统恢复稳定后，随着自然恢复，可减缓因规划开发扰动带来的土地沙化影响。

④规划实施后，应针对主要地面工程建设区域进行绿地建设，对未进行硬化的场地区域进一步实施生态恢复，以进一步减缓土地沙化蔓延态势。

5.8.8 对生态系统完整性的影响分析与评价

5.8.8.1 对生态系统结构、功能的影响分析

西北缘北部、腹部及东部片区呈现的荒漠生态系统是属于开放的系统，虽然其初级生产力较低，能量流动受到限制，系统中营养物质缺乏，物质循环的规模小、速率很低，但其具有自我调节功能，在系统不受人为干扰的情况下，会保持自身的生态平衡，其结构、功能以及能量的输入输出都处于动态稳定的状态下。

西北缘南部及南缘片区呈现的是农田生态系统与荒漠生态系统的镶嵌结构，农田可提供稳定的初级生产力，荒漠可提供景观多样性，该镶嵌结构使生态系统层次更加丰富。

规划实施后，对于荒漠生态系统而言，地面工程建设会在一定程度上破坏了原有生态系统结构的完整性，从而会打破其系统的平衡，必然会降低生态系统的生产力，部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生一定的不良影响，同时系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量、种群结构和生态位将受到一定程度的影响；对于农田-荒漠镶嵌结构而言，虽然整体生产力受到一定程度的影响，但农田能为系统的稳定提供保障，使物质循环和能量流动维持在稳定的水准，农田若遭到破坏，规划实施后则会进行生态补偿和恢复，不对生态系统结构造成毁灭性破坏，其生态系统功能仍能得以发挥。

5.8.8.2 生态系统稳定状况影响分析

规划实施后，由于植被被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。因此，除落实各项生态环境保护措施外，还应做好规划实施的环境管理，最大限度地降低人为活动的干扰强度，严格执行相关的生态恢复措施，使生态系统能在最

短时间内进入自我调节恢复的状态中，防止因规划实施造成生态系统的进一步退化。

5.8.8.3 生态系统演变趋势分析

从生态系统稳定性的角度分析，规划实施会对其产生一定影响，对于荒漠生态系统，由于自身稳定性极低，规划开发过程必然造成部分戈壁表层的砾幕破坏，加剧土地沙化。准噶尔盆地春秋两季大风，缺失砾幕保护的地表层风蚀流失将加重，并逐渐向沙化趋势发展。同时砾幕一旦被破坏，短时期内将无法自然恢复，若地面工程建设过程中不注重砾幕和半固定沙丘的保护，随意占压土地，破坏地表，一旦砾幕的破坏面积增大，区域土地将朝着沙化方向演替；对于农田-荒漠镶嵌结构，由于自身具有一定稳定性，因此规划开发只要严格落实生态保护措施、水土保持措施以及环境管理要求，对压占的耕地、园地等及时进行补偿，绿洲被沙化土地侵蚀的风险将大大降低，通过生态恢复措施及水土保持措施的落实，绿洲边缘的土地将得到保护，生态系统会趋于稳定。

本规划实施对生态系统产生的影响随着规划逐步实施，一方面裸土地与沙地会转变为工业场地及交通用地，人为的地表扰动破坏地表砾幕，使得沙地面积增加，土壤侵蚀强度增加。另一方面，随着地面工程建设逐步完善以及生态恢复与水土保持措施的实施，局部植被覆盖度会提高，尤其南缘片区生态环境不会进一步恶化。

综上，本规划的实施对于区域的土地利用格局、植被覆盖格局、土壤侵蚀格局不会带来明显的破坏性影响，因而生态系统结构不会被打破，能维持现有服务功能，不会朝更不稳定的方向演进。

5.8.9 对生态环境敏感保护目标的影响分析与评价

5.8.9.1 规划实施对卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区的影响

对于与卡山保护区“相交”和“位于卡山保护区功能分区内”的区块，其所在的规划范围采矿权获得时间较早，经过空间叠加分析，其采矿权矢量与卡山保护区范围呈现“相交”和“位于卡山保护区功能分区内”的结果。实际开发建设过程中，除现状中两条输油管线（“彩火线”、“火三线”）部分穿越了卡山保护区，其他地面工程均已按照相关规定对保护目标进行了避让。

对于未来规划开发，本次评价要求必须避让卡山保护区及其外扩 5km 范围

缓冲带，与卡山保护区相交的油田区块禁止在保护区内进行任何地面工程开发建设，在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。

（1）对自然保护区野生动物的影响

根据卡山保护区科考报告和功能区划图，规划油田地面工程开发区域腹部片区中滴水泉油田区块采矿权范围位于卡山保护区西侧，横跨保护区实验区及部分缓冲区；东部片区中彩南油田区块采矿权范围位于卡山保护区西侧，横跨保护区部分实验区；东部片区中沙北油田区块采矿权范围位于卡山保护区西南侧，该区块完整位于实验区内部；东部片区中火烧山油田区块采矿权范围位于卡山保护区南侧，横跨保护区部分实验区。上述区块获得采矿权时间较早，除现状中两条输油管线（“彩火线”、“火三线”）部分穿越了卡山保护区，其他地面工程均已按照相关规定对保护目标进行了避让。而管线对野生动物的影响主要集中在开发期，目前施工影响已不存在，运营期由于输油管线埋于地下，造成管线上方覆土高于周边地表，且形成宽约 3m 的裸露地带或植被稀疏带，造成的地形变化和植被破坏不会对野生动物栖息及迁徙造成实质阻隔，野生动物仍可正常栖息活动。

本次评价建议在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设，原则上应部署在卡山保护区西侧和南侧边界缓冲地带 5km 以外。缓冲带 5km 外不是野生动物的主要栖息地、繁殖地，也未分布野生动物赖以生存的重要水源。在此区域内进行地面工程开发建设不对自然保护区产生直接的生态影响。但对保护区实验区周边的野生动物及其生境、投食点、饮水点、迁徙通道存在一定间接的影响。

①对投食点和饮水区的影响

在滴水泉油田、彩南油田、火烧山油田相应区块位于卡山保护区 5km 以外的区域进行地面工程开发建设时，严禁占用野生动物投食点和饮水区，绝大多数投食点与饮水区均位于自然保护区范围内，少量饮水点分布在自然保护区南侧。对于动物迁徙通道，部署地面工程建设方案时应采取避让并设置警示标识牌。地面工程建设、运行期间应严格落实各项污染防治措施和生态保护与恢复措施，在此基础上，可将对周边野生动物休憩活动区域生境的间接影响降到最低，进而不影响野生动物休憩活动时在其生境内取食。

②对动物食源的影响

根据卡山保护区科学考察报告，蒙古野驴以禾本科、莎草科和百合科草类为食，鹅喉羚主要以荒漠中的猪毛菜属、雅葱属、蒿属及禾本科、藜科植物为食。植物现状调查标表明，腹部与东部片区分着上述野生动物食源，虽然植被覆盖度较低，但分布范围较广，地面工程开发建设活动对植被的影响不足以使该类食源大面积被破坏，且本次现场踏勘并未见到以此取食的重要保护野生动物的活动轨迹，因此，在严格落实生态恢复措施的前提下，规划实施对保护动物食源的影响较小。

③对动物迁徙通道的影响

根据保护区管理站多年的观察，保护区内蒙古野驴有明显的季节性迁移。根据蒙古野驴的迁移路线可知，夏季蒙古野驴主要聚集在保护区西北部国道216 线以西、乔木西摆以北至沙石场以南地区活动，活动区域相对集中；秋末冬初降雪前夕，这部分野驴集群向卡山山谷迁移，躲避风雪，寻找食物，次年春季，再从卡山返回。

鹅喉羚相对蒙古野驴迁移的活动不明显，活动范围较广泛，其适宜的生境也较蒙古野驴大。规划实施只要不占据鹅喉羚的主要食源和水源，就不会对鹅喉羚的迁徙产生明显的不良影响。因此，规划实施对自然保护区动物迁徙廊道影响较小。

（2）对自然保护区植被的影响

除现状中两条输油管线（“彩火线”、“火三线”）部分穿越了卡山保护区，其他地面工程均已按照相关规定对保护目标进行了避让。而管线对植被类型的影响轻微，植被面积在管线敷设后随着生态恢复受影响程度逐渐减小。

本次评价要求与卡山保护区相交的油田区块禁止在保护区内进行任何地面工程开发建设，在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。本次评价建议在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设原则上应部署在卡山保护区西侧和南侧边界缓冲地带 5km 以外。因此，实际地面工程建设区域对卡山保护区的植被无影响。

（3）对自然保护区生态景观的影响

①规划实际地面工程建设区域施工过程将设置取弃土场，即便位于卡山保

护区边界 5km 以外，但仍易产生凌乱的视觉感受，将影响到保护区参观游客的心情，降低景观的游览价值。

②油气田工业景观有可能破坏区域景观的协调性。

总体而言，本次评价要求与卡山保护区相交的油田区块禁止在保护区内进行任何地面工程开发建设，在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。本次评价建议在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设原则上应部署在卡山保护区西侧和南侧边界缓冲地带 5km 以外，在此前提下，规划实施不会对自然保护区珍稀动物的生境、水源、食源以及迁徙通道产生不良影响，也不会引起保护区植物群落及其分布格局的变化，但会对卡山自然保护区周边的自然景观产生轻微的不良视觉效果。

5.8.9.2 规划实施对新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园的影响

规划油田地面工程开发区域西北缘片区中玛 18#井区采矿权范围与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园相交；西北缘片区中玛北油田区块采矿权范围与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园相交；西北缘片区中玛 19#井区预采矿权范围与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园相交。本次评价要求与新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园相交的玛 18#井区、玛 19#井区以及玛北油田区块禁止在沙漠公园内进行任何地面工程开发建设，在沙漠公园以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。

地面工程开发建设阶段，挖掘、搬运等人为活动对沙漠公园周边动物产生一定干扰，随着开发期结束，实际影响将会消除。规划实施未打破荒漠生态系统格局，占地造成部分沙漠公园周边植被的破坏，使沙漠景观发生轻微改变，增加了景观异质性，但未影响整体景观格局，也未影响沙漠公园内植物多样性，未改变沙漠公园内部的土地利用类型。根据《国家沙漠公园管理办法》第十六条：“除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：（一）开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。（二）直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。（三）其它他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。”

总体而言，规划实施后不在沙漠公园范围内建设任何项目，不向沙漠公园

内直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物，不对沙漠公园产生其它破坏，也不做有损荒漠生态系统功能的活动。在此基础上，规划实施对新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园实际影响较小，符合《国家沙漠公园管理办法》的管控要求。

5.8.9.3 规划实施对魔鬼城风景名胜区的影响

规划油田地面工程开发区域西北缘片区风城油田采矿权范围与魔鬼城风景名胜区相交；西北缘片区中乌尔禾油田区块采矿权范围与魔鬼城风景名胜区相交；西北缘片区中玛 131#井区采矿权范围与魔鬼城风景名胜区相交。本次评价要求与魔鬼城风景名胜区相交的玛 131#井区、乌尔禾油田区块以及风城油田区块禁止在风景区内进行任何地面工程开发建设，在风景区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。

地面工程开发建设阶段对魔鬼城风景名胜区不产生占地影响，施工活动对风景区周边动物会产生一定干扰，但随着开发期结束，该影响将会消除，规划实施工程不改变荒漠生态系统格局，对风景区周边植被造成一定程度的破坏，但不影响风景区内部的植物多样性，规划实施不改变风景区范围内的土地利用类型，也不会对雅丹地貌造成破坏。根据《新疆维吾尔自治区实施<风景名胜区条例>办法》第二十二条：“风景名胜区规划未经批准的，不得进行各类建设活动。”

总体而言，规划实施后不在风景区范围内从事任何地面工程开发建设活动，规划对魔鬼城风景名胜区及其雅丹地貌的影响较小，符合《新疆维吾尔自治区实施<风景名胜区条例>办法》的管控要求。

5.8.9.4 规划实施对玛依格勒森林公园的影响

玛依格勒森林公园南北跨越规划油田地面工程开发区域西北缘片区中的金龙油田西侧，北部与克拉玛依油田采矿权范围相交，南部与小拐油田相交。本次评价要求与玛依格勒森林公园相交的克拉玛依油田、金龙油田以及小拐油田区块若从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。

地面工程开发建设阶段对玛依格勒森林公园不产生占地影响，施工活动对

风森林公园周边动物会产生一定干扰，但随着开发期结束，该影响将会消除，规划实施工程不改变荒漠生态系统格局，对森林公园周边植被造成一定程度的破坏，但不影响森林公园内部的植物多样性，规划实施不改变森林公园范围内的土地利用类型。根据《森林公园管理办法》（2016 年 9 月 22 日国家林业局令第 42 号修改）第十一条：“禁止在森林公园毁林开垦和毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为。”第十二条：“占用、征收、征用或者转让森林公园经营范围内的林地，必须征得森林公园经营管理机构同意，并按《中华人民共和国森林法》及其实施细则等有关规定，办理占用、征收、征用或者转让手续，按法定审批权限报人民政府批准，交纳有关费用。依前款规定占用、征收、征用或者转让国有林地的，必须经省级林业主管部门审核同意。”

总体而言，规划实施后不在森林公园范围内从事任何地面工程开发建设活动，规划对玛依格勒森林公园的影响较小，符合《森林公园管理办法》的管控要求。若规划实施因不可抗力理由不得不占用、征用林地，应按《中华人民共和国森林法》细则取得自治区林草局审核意见，并采取相应补偿措施。

5.8.9.5 规划实施对艾里克湖的影响

本次评价要求距艾里克湖较近的玛 131#井区、玛 18#井区、艾湖 2#井区以及玛北油田区块从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。

上述油田区块区块对艾里克湖不产生占地影响，现场勘查时发现艾里克湖湖岸沿线已设置围栏，规划实施开发期间，挖掘、交通运输等人为活动对湖泊周边动物产生一定干扰，由于距离较远，实际影响较小，待开发期结束，影响将消除。规划实施不会改变湖泊湿地生态系统结构功能，不会对湖泊周边植被造成破坏，不影响湖泊湿地植物多样性，不改变湖泊周边土地利用现状，不加剧湖泊周边水土流失。根据《新疆维吾尔自治区湖泊管理办法》第十六条：“经批准在湖泊管理范围内，从事渔业、旅游业、勘探、开采地下资源、修建设施以及其它活动，不得影响湖泊的防洪、灌溉、供水、航运和堤岸及其工程安全，不得破坏水土保持和水资源、渔业资源和其它资源。有影响的，应当采取相应的补偿、补救措施”。

总体而言，规划实施对艾里克湖生态环境几乎无影响，符合《新疆维吾尔自治区湖泊管理办法》的管控要求。

5.8.9.6 规划实施对玛纳斯湖的影响

规划油田地面工程开发区域西北缘片区玛 18#井区采矿权范围与玛纳斯湖西北侧边界相交；西北缘片区玛 19#井区预采矿权范围与玛纳斯湖北侧边界相交；西北缘片区达 13#井区预采矿权范围与玛纳斯湖东侧边界相交。本次评价要求与玛纳斯湖相交的玛 18#井区、玛 19#井区和达 13#井区若从事地面工程开发建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划。

玛 18#井区、玛 19#井区和达 13#井区地面工程开发建设阶段对玛纳斯湖不产生占地影响，玛 18#井区、玛 19#井区和达 13#井区区块虽与湖泊及周边盐矿企业范围相交，但盐矿企业均已设置围栏。规划实施开发期间，挖掘、搬运、交通运输等人为活动对湖泊周边的野生动物产生一定干扰，待开发期结束，实际影响将消除。地面工程建设不会改变湖泊湿地生态系统，对湖泊周边植被会造成一定程度破坏，但不影响湖泊周边湿地生态系统格局，更不会改变湖泊土地利用，不加剧湖泊周边水土流失。根据《新疆维吾尔自治区湖泊管理办法》第十六条：“经批准在湖泊管理范围内，从事渔业、旅游业、勘探、开采地下资源、修建设施以及其它活动，不得影响湖泊的防洪、灌溉、供水、航运和堤岸及其工程安全，不得破坏水土保持和水资源、渔业资源和其它资源。有影响的，应当采取相应的补偿、补救措施”。

总体而言，规划实施对玛纳斯湖的实际生态影响较小，在落实生态保护措施的前提下，该影响可接受，符合《新疆维吾尔自治区湖泊管理办法》的管控要求。

5.8.10 对生态环境的累积性影响分析与评价

地面工程开发建设导致的生态环境的累积性影响往往具有时间拥挤、空间拥挤、时间滞后、空间滞后、协同效应、蚕食效应、阀值效应等特征。油气田地面工程建设的各个要素环境影响通过协同作用相互叠加，再加上与生态系统结构、功能的响应，产生了种种累积效应，从而形成累积影响。由于累积性影响在时间和空间上的滞后性，一般不会在较短的时间内显现出来。

（1）对地表土壤环境的影响

规划实施后，伴随着油气开采，难以避免的会有含油污染物渗入地表土壤

环境，从而造成土壤物质组成变化。这些累积在土壤中污染物可能对土壤生物、地表动植物和地下水环境产生有害影响，并且会逐步改变区域土壤的理化性质，进而使土壤中的动物和微生物因土壤理化性状变化和受到的污染影响而在种类、数量和生物量上有所变化，从而影响土壤生物多样性。

（2）对生态系统功能的影响

规划实施后，人类干扰以及排放的污染物在周边环境中的沉积，经过较长的时间，会使区域生态系统的结构和功能发生一定程度的改变。在长期的人类活动干扰之下，荒漠生态系统的破碎化趋势会逐步加大，涉及生态环境敏感保护目标的油气开采区块，其周边生态系统更加敏感，其生态系统服务功能会受到一定程度的影响，生态系统生产力可能会有所下降，生态系统稳定性可能会有所下降。

（3）对生态环境敏感保护目标物种多样性的影响

规划实施后，长期的人类干扰产生的蚕食效应会使一些野生动物改变栖息、迁徙、取食等生活决策，其活动和栖息范围会逐渐远离地面工程建设区域直至达到合适稳定的距离，而对人类活动适应性较强的物种在地面工程建设区域周边的活动频率可能会稳步增加，长期以往，物种的种群数量会逐渐上升。

5.9 区域资源与环境承载力分析

5.9.1 水资源承载力分析

5.9.1.1 区域水资源现状

5.9.1.1.1 西北缘区块水资源现状

5.9.1.1.2 腹部区块水资源现状

5.9.1.1.3 东部区块水资源现状

5.9.1.1.4 南缘区块水资源现状

南缘区块涉及昌吉州呼图壁县、石河子市。

5.9.1.2 规划实施用水量分析

本次规划的具体项目为油田地面工程建设项目，该类项目主要新鲜水用水途径为锅炉补水和注水补水，由于目前规划尚无明确数量的地面工程建设，故无法估算，但根据对油田现状的实际运营，用水量极小。

5.9.1.3 水资源承载力分析

新疆水资源总量丰富，其水源主要来自高山融雪和山区降水。地表水平均年径流量居全国第 12 位，但水资源在空间上北部多于南部、西部多于东部。水资源时空分布的不均衡，导致新疆存在季节性缺水或区域性缺水问题。

总体控制目标为：到 2025 年，全区年用水总量控制指标为 $536.15\times10^8m^3$，实际落实分配的用水总量指标为 $530.55\times10^8m^3$（兵团为 $112.39\times10^8m^3$），其中全区生活用水量为 $28.68\times10^8m^3$，工业用水量为 $40.85\times10^8m^3$，全疆农业用水量控制为 $471.3\times10^8m^3$。到 2030 年，全区年用水总量控制指标为 $526.74\times10^8m^3$，实际落实分配的用水总量指标为 $517.83\times10^8m^3$（兵团为 $110.92\times10^8m^3$），其中全区生活用水量为 $32.l\times10^8m^3$，工业用水量为 $48.7\times10^8m^3$，全疆农业用水量控制为

$446.0\times10^8m^3$。

经分析，规划各具体项目投入运营后，用水量极小，占 2025 年全疆、各区域的用水量占比亦较小，对全疆及各区域水资源利用影响较小。

5.9.1.4 与《新疆实行最严格水资源管理制度》的适应性分析

经分析，规划实施期间用水远远小于区域水资源余量，因此，从水资源配置看，本次规划建设取用水与《新疆实行最严格水资源管理制度》是相适应的，是符合《新疆实行最严格水资源管理制度》中有关水资源配置要求的。

5.9.2 水环境承载力

油田正常开采及油气集输过程中，运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后，由联合站统一调配，不外排进入环境。

因此，规划实施过程中产生的生产废水不会进入外环境水体，规划的实施不会增加区域水环境负荷。

5.9.3 大气环境容量

区域环境容量是一个区域在满足当地确定的环境质量目标前提下，在本区域范围内环境所能承纳的最大污染物负荷总量。区域环境容量包括基本环境容量（又称差值容量）和变动容量（又称同化容量）两部分。前者表示区域环境质量目标和环境本底的差值，后者是区域环境自净能力。

在总量控制区开展区域环境容量分析，目的是正确确定总量控制区的区域环境容量，使在下一步的总量控制研究中，能根据所确定的环境容量来制定总量区的区域总量控制目标。因此，区域环境空气容量分析是实施区域总量控制的基础。

5.9.3.1 分析因子

根据国家对污染物排放总量控制的要求、规划区域所含市级行政区域环境空气质量功能区划、规划行业的环境特点及规划环境指标体系，选取 SO_2、NOx、PM_{10}、非甲烷总烃作为大气环境容量分析因子。

5.9.3.2 分析范围

大气环境容量的分析范围主要根据规划区的占地范围、大气影响预测的范围以及周围有无重大污染源等综合考虑，确定分析范围是规划区域范围（8291.54km^2）。

表 5.9-8 规划区块范围分析

区块	下辖行政区情况		区块总面积
	行政区域	面积（km^2）	
西北缘	克拉玛依市		5416.18
	和布克赛尔蒙古自治县		
腹部	和布克赛尔蒙古自治县		2051.34
	福海县		
	呼图壁县		
东部	阜康市		1300.41
	吉木萨尔县		
南缘	呼图壁县		153.61
	石河子市		
	克拉玛依市		

5.9.3.3 环境空气功能分区及浓度限值

分析范围内环境空气均属二类空气功能区，SO_2、NOx、PM_{10} 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其 2018 年修改单中的二级标准；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值执行。各分析因子浓度限值及背景浓度见表 5.9-9 所示。

表 5.9-9 各大气环境容量分析因子日均浓度限值及背景浓度（单位：μg/m^3）

指标		分析因子	SO_2	NOx（以 NO_2 计）	PM_{10}	非甲烷总烃
目标浓度限值		年均浓度限值	60	40	70	2000
背景浓度	克拉玛依市	年均浓度				
	昌吉州	年均浓度				
	福海县	年均浓度				
	和布克赛尔蒙古自治县	年均浓度				

注：①按 8 小时浓度：年平均值为 3:1 的比例换算；

②非甲烷总烃背景浓度采用 2021 年各区块补充监测数据中最大一次浓度值；SO_2、

NOx、PM_{10}引用各区块生态环境状况公报统计数据；

5.9.3.4 计算方法

区域大气环境容量是指一个区域在满足当地确定的环境空气质量目标下，在本区域范围内环境空气所能承载的最大污染负荷总量。环境空气质量包括基本环境容量（又称差值容量）和变动容量（又称同化容量）两部分。前者表示区域环境空气质量目标和环境本底差值，后者是是区域环境空气自净能力。区域环境空气容量的大小，与环境空气的组成、结构和功能有关。因此，不同地区的区域环境空气容量具有明显的地区差异。

《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T13201-91）中推荐用 A 值法来计算区域环境空气容量。A 法具有简便易行、可操作性强、适用范围广等优点，目前应用较普遍。本次评价拟采用 A 值法来计算区域环境空气容量。

（1）模型基本原理

A 值法模型属于箱模型。该模型的基本原理是将总量控制区上空的空气混合层视为承纳地面排放污染物的一个箱体。污染物排放入箱体后被假定为均匀混合。箱体能够承纳的污染物量将正比于箱体体积、箱体的污染物净化能力以及箱内污染物浓度的控制限值（即区域环境空气质量目标）。由于箱体高度和自净能力属于自然条件，随地区而定。

因此，方法中用 A 值来表示之。在不同地区，依据当地的 A 值、环境空气质量目标以及总量控制区面积可确定总量控制区的环境空气容量。

（2）计算公式

①总量控制区内污染物允许排放量计算模型

总量控制区内污染物允许排放总量，即控制区的大气环境容量，计算公式为：

$$Q_{ak}=\sum_{i=1}^{n}Q_{aki}$$

$$Q_k = A\times(\rho_{ki}-\rho_{kio})\times\frac{S_i}{\sqrt{S}}$$

式中：Q_k—总量控制区内第 k 种污染物年允许排放总量限值，10^4t/a；

Q_{ki}—第 i 个控制分区，第 k 种污染物年允许排放量限值，10^4t/a；

A—地理区域性总量控制系数，10^4t/km^2·a；

ρ_{ki}—第 i 个控制分区第 k 种污染物环境空气质量标准 C_{0i}（年均值）与其背景浓度 C_{ki} 的差值，mg/m^3，即：

$$\rho_{ki}=C_{0i}-C_{ki}$$

S—总量控制区面积，km^2；

S_i—第 i 个控制分区面积，km^2。

②总量控制区内低架源允许排放量计算

总量控制区内排气筒几何源高＜30m 的污染物排放源，称为低架源，低架源允许排放量由下式计算：

$$Q_{bk}=\sum_{i=1}^{n}\alpha Q_{bki}$$

式中：Q_{bk}—总量控制区内 k 种污染物低架源年允许排放量，$10^4t/a$；

Q_{bki}—第 i 个控制分区低架源 k 种污染物年允许排放量，$10^4t/a$；

α—低架源污染分担率。

5.9.3.5 模型参数选取

（1）总量控制系数和低源分担率

按照从严取值的原则，根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T13201-91）中总量控制系数 A 值表，选取区域总量控制系数 A 值和低架源分担率 α。

对于不同的城市或地区，也各不相同，我国各地区总量控制系数 A 值及 α 值选取见表 5.9-10。

表 5.9-10 我国各地区总量控制系数 A 和低架源分担率 α 值列表

号	省（市）名	A	α	P	
				总量控制区	非总量控制区
1	新疆、西藏、青海	7.0～8.4	0.15	100～150	100～200
2	静风区（年平均风速小于 1m/s）	1.4～2.8	0.25	40～80	40～90

规划区域位于新疆，A 值为 7.0～8.4，α 为 0.15。本次环境容量计算在考虑 90%的达标率保证率下选取 A 值，A 值按以下公式计算。

$$A=A_{min}+0.1\times(A_{max}-A_{min})$$

其中：A_{min}—本地区 A 值范围下限，即 7.0；

A_{max}—本地区 A 值范围上限，即 8.4；

经计算，本次环境容量测算 A 值见表 5.9-3。根据国家环保总局对大气容量计算中取值的推荐，本次模型参数的选取见表 5.9-3。根据总量控制原理，规划区域总量控制区面积为 8921.54km^2，本次评价以规划区域面积为计算环境容量面积。

表 5.9-11 大气容量计算模型参数取值

参数	取值	备注
A	7.14×10^{4}t/a▪km	国家环保总局对新疆的推荐值
P	125	100～150
α	0.15	——
S	8921.54 km^2	规划区总量控制区总面积
S_i	4482.39 km^2	规划区总量控制分区面积—克拉玛依市
	1519.16 km^2	规划区总量控制分区面积—昌吉州
	2479.23 km^2	规划区总量控制分区面积—和布克赛尔蒙古自治县
	395.1 km^2	规划区总量控制分区面积—福海县
	45.66 km^2	规划区总量控制分区面积—石河子市

5.9.3.6 环境容量计算结果

根据以上方法和计算参数，可计算得到规划区范围内环境空气污染物的环境容量，计算结果见下表。

规划区大气污染物总量控制建议值见表 5.9-10。

表 5.9-12 总量控制区大气环境容量和低架源允许排放量（单位：t/a）

项目	功能区面积	SO_2	NO_X	PM_{10}	非甲烷总烃
规划区理想环境容量	8921.54km^2	36602.50	13675.62	13282.61	698958.39
规划区低架源允许排放量		5490.38	2051.34	1992.39	104843.76

5.9.3.5 大气环境承载力分析结果

由表 5.9-12 分析结果表明，规划区域尚有较大的大气环境容量，可以承载规划的实施，支撑规划项目的建设，规划实施单位应充分利用区域的大气环境容量，合理规划和安排布局规划项目。

5.9.4 土地资源

本次规划环评要求规划实施过程中应避开卡山保护区以及外扩 5km 范围、森林公园、沙漠公园等生态环境敏感保护目标，要求与生态环境敏感保护目标相交的油田区块禁止在敏感目标范围内进行任何地面工程开发建设。

本次规划实施中土地资源中西北缘片区分布最广的为采矿用地、灌木林地及盐碱地；腹部片区分布最广的为采矿用地及其他草地；东部片区分布最广的为水浇地及其他草地；南缘片区分布最广的为水浇地及其他草地。油气地面开发工程宜占用的土地价值相对较低的盐碱地、裸土、沙地等用地类型。对于占用林地、草地、园地、耕地资源的开发工程，应严格落实生态保护、恢复、补偿措施及防沙治沙、水土保持措施，并按照相应主管部门的规定制定占补平衡方案。

综上，本规划的实施土地资源可满足规划需要，在不占用生态环境敏感保护目标及严格落实各项生态保护、恢复、补偿措施及防沙治沙、水土保持措施的前提下，规划实施不会对规划范围的土地资源造成破坏性影响。因此，区域土地能够满足规划实施的用地要求。

5.9.5 生态环境承载力分析

本次评价对区域生态环境承载力的分析从生态环境自身和规划实施对区域生态环境的影响两个角度分析规划地面工程建设范围内生态环境在空间上的承载力分布，即生态适宜性。生态适宜性分析是通过对区域用地与自然、社会和环境特征的适应性，并在选址评价、功能布局合理性分析的基础上，进一步从生态环境角度评价规划的可行性。

首先确定生态敏感地区分布，综合生态环境现状调查评价结论，充分考虑规划区域自然环境与社会经济实际，以遥感技术和地理信息技术为手段，利用主成分分析综合指数拟合方法将获取的综合指数用 ArcGIS10.3 在规划区上进行空间分布表达，得出生态适宜性分布图，并据此分析规划区生态环境承载力，为规划合理性评价提供依据。

5.9.5.1 评价指标

生态适宜性分析指标选择要客观实际，便于分析过程中实现量化结果。同时要充分考虑区域环境特点，以生态环境影响显著性、指标易得性、代表性和

体现空间分异性为原则，并参考《生态功能区划技术暂行规程》生态环境敏感性评价。

影响生态适宜性的因素有很多，分析过程中涉及地形、植被覆盖、敏感目标分布、土壤侵蚀等多个自然要素，结合区域土地利用现状，筛选后最终选取土壤侵蚀程度、土地利用类型、生态环境敏感保护目标分布、植被覆盖度、坡度、坡向等 6 类指标。生态适宜性评价指标体系见表 5.9-13。

表 5.9-13 生态适宜性评价指标体系

目标	因素	指标
区域生态适宜性	自然环境因素	坡度
		坡向
	生态环境因素	土壤侵蚀强度
		土地利用类型
		生态环境敏感保护目标分布
		植被覆盖度

（1）自然环境因素指标

①坡度

坡度是表征地表形态，影响土地建设的重要地貌因素，主要以倾斜角或是斜率度来进行衡量，坡度会直接影响到用地土地开发的难易程度用地选择、建筑布置等。一般来说，土地开发趋向于选择地势平坦地区，当坡度超过一定的限度，就需要采取工程措施，如挖土填方、平整场地或修建挡土墙和护坡工程，并需根据坡度选择采用适宜的建设方式。如果坡度相对越陡，则工程实施后对地形影响大，地下水的自然渗透将会被截断，进一步会影响到土地生态系统稳定性以及土地的生态适宜性。

②坡向

坡向同样表征地表形态，反映地貌特征，表征日照时数太阳辐射强度，进而反映温度、湿度、雨量及土壤质地。一般来说，南坡比北坡更适宜开发，东坡较西坡更适宜开发。

（2）生态环境因素指标

①土壤侵蚀程度

根据土壤侵蚀现状调查评价，将规划区域按土壤侵蚀程度分为剧烈侵蚀、

强度侵蚀、中度侵蚀、轻度侵蚀以及微度侵蚀。土壤遭受侵蚀强度越大，越不适宜开发建设。

②土地利用类型

根据土地利用现状调查，水域无法建设项目，交通运输用地不适宜建设，耕地、林地、草地、园地、住宅用地相对较不适宜建设，裸土地、沙地等较适宜开发。

③生态环境敏感保护目标分布

自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、饮用水源保护区等是规划实施必须重点关注和保护的敏感目标。按照国家法律法规，对于依法设立的国家级、省级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园以及重要水源地应确定为禁止开发区。

④植被覆盖度

新疆地区由于地处内陆，属温带大陆性气候，水热条件相对较差，生态阻抗稳定性弱。植被覆盖度能反应区域内植被生长的整体状况。植被覆盖度可划分为 5 级，即低覆盖度（覆盖度<10%）、中覆盖度（覆盖度 10%－30%）、中高覆盖度（覆盖度 30%－50%）、高覆盖度（覆盖度 50%－70%）、极高覆盖度（覆盖度>70%）。植被覆盖度较高区域宜进行保护，不适宜开发。

指标等级划分及量化详见表 5.9-14。

表 5.9-14 生态适宜性指标等级划分及量化

赋值		**5**	**4**	**3**	**2**	**1**	**0**
指标	坡度	小于 3°	3-6°	6-9°	9-14°	大于 14°	/
	坡向	东南	西南	东北	西北	/	/
	土壤侵蚀强度	微度侵蚀	轻度侵蚀	中度侵蚀	重度侵蚀	剧烈侵蚀	/
	土地利用类型	工矿仓储用地、其他土地	草地	园地、耕地	林地、住宅用地	交通运输用地	水域及水利设施用地
	生态环境敏感保护目标分布	/	/	/	/	不涉及	涉及
	植被覆盖度	低覆盖度	中覆盖度	中高覆盖度	高覆盖度	极高覆盖度	/

5.9.5.2 评价方法

某一指标在适宜性评价中的相对重要程度即权重。评价时，评价目的、指标重视程度或指标影响度都对指标权重有影响。权重确定方法包括主观赋权法

和客观赋权法。本次评价在完成各评价指标的单因子分析和赋值后将各因素数量化、等级化，在此基础上按照各评价因子对区域生态的影响，通过专家打分法确定各因子权重，根据权重加和各因素的适宜性得分，综合的生态适宜性评价公式为：

$$S=W(k)C(k)$$

式中，S 为综合生态适宜性；

k=1，2，…，n 表示第 k 个生态因子；

W(k)表示第 k 个生态因子的权重；

C(k)表示第 k 个生态因子在相应指标的赋值。

5.9.5.3 评价结果

根据计算，将规划区域按生态适宜性结果划分为极适宜、较适宜、较不适宜、禁止开发区域。分析结果见表 5.9-15，图 5.9-1。

表 5.9-15 规划范围生态适宜性分析结果

序列	适宜性类型	面积（km^2）	占规划范围比例（%）
1	禁止开发	473.27	5.30
2	较不适宜	166.33	1.86
3	较适宜	4563.78	51.15
4	极适宜	3718.16	41.69
合计		8921.54	100.00

分析可知，规划范围极适宜开发区域占比 41.69%，均为采矿用地、裸土地、沙地等，土壤侵蚀程度为微度，植被覆盖度不高，地势平坦的地区；较适宜开发区域占比 51.15%，用地类型为采矿用地、裸土地、沙地、草地、园地、耕地等，其土壤侵蚀程度为中度，植被覆盖度不高，地势相对平缓的地区；较不适宜开发区占比 1.86%，主要为中等植被覆盖度、土壤剧烈侵蚀且地势稍有起伏的土地，用地类型除采矿用地、裸土地、沙地、草地、园地、耕地外可能涉及到林地和住宅用地等；禁止开发区域占比 5.3%，主要为生态敏感保护目标分布区域。综上，规划地面工程开发建设区域 92.84%的土地适宜开发建设。

本次规划虽然绝大部分土地适宜开发，但仍应加强协同巩固对生态环境敏感保护目标的保护工作，尤其对于卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区，应积极配合管理部门做好自然保护区外围 5km 缓冲带，加大对野生动物的保护力度，

减少因油气开采和人类活动带来的干扰，同时提高水资源利用效益，加强煤炭、油、气资源开发利用管理，实现资源开发与荒漠生态保护的双赢。

规划地面工程建设虽可能降低区域植被覆盖度，但通过生态恢复措施可有效保证区内植被生产力的恢复；规划地面工程建设虽可能加剧局部土壤侵蚀强度，但地面工程建设完成后，应完善绿化及场地硬化，在落实好生态恢复和水土保持措施的前提下可有效控制土地沙化。

5.9.6 小结

综上所述，在切实落实本报告书提出的环境影响减缓措施，满足区域开发规划和本报告书确定的环境目标的前提下，区域资源条件和环境容量能够承载区域规划建设实施规模。

6 规划方案综合论证和优化调整建议

6.1 规划方案环境合理性综合论证

6.1.1 规划基本原则和发展目标的环境合理性分析

新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划制定的基本原则强调一个坚持三个突出，首先提出新疆油田高质量发展的原则，然后突出创新引领、整体协调和绿色低碳，在做好油田高质量发展的同时，突出“绿水青山就是金山银山”的理念，要始终把生态优先放在首位，从源头上预防新疆油田发展可能带来的环境污染与生态破坏，建设生态低碳、可持续发展的绿色油田基地。基本原则的确定从环境保护角度是合理的。

规划指出了原油、天然气的具体达产目标，并提出实现关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。但没有体现发展目标的生态可持续性。

6.1.2 规划总体部署的环境合理性分析

新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划依据新疆油田“十四五”勘探开发规划指标，明确了需要实施的五大重点工程，主要包括玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油上产工程、常规稀油稳产工程、稠油 350 万吨工程、天然气加快发展工程，同步对储气库进行了相应部署。

从规划相符性分析来看，这些部署与新疆油气“十四五”规划相符，满足了新疆自治区及新疆油田的发展要求。

从区域资源、能源和环境承载力分析来看，区域的油气勘探资源、水资源、电力资源均可以承载规划部署对资源的需求，区域大气环境承载力、水环境承载力均可以满足规划部署发展带来的污染源排放需求。

从本次环评的规划带来的环境影响分析来看，不会因为改变区域的生态环境功能。

因此本规划的总体部署具有环境合理性。但没有提出新油气田和老油气田

继续滚动开发避让生态保护红线的明确要求。

6.1.3 规划方案的环境合理性分析

新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划的规划方案首先对新油气田玛湖油田 500 万吨地面建设工程、吉木萨尔页岩油上产工程进行了主要工程量、开发难点及技术对策、流向、地面工程建设模式进行了规划，然后对稀油老区、稠油老区进行了稳产规划，对天然气进行了加快上产规划，同时对储气库、配套储运及公用工程等均进行了详细的方案规划最重要的结合老油气田地面系统存在的问题进行了整体的优化提升规划，不仅可以解决现状开发建设生产中存在的问题，还解决了很多开发建设中的环保问题，最后对环保工程、安全工程、节能节水工程都进行了一定的规划。

规划方案整体来看比较全面、合理，具有一定的环境合理性，但是还需要补充完善供水系统、偏远区块零散分布的油气井集输管网建设规划、规划区内外交通规划内容、依托供热锅炉的具体情况、环境风险防范体系建设、环保工程规划内容、碳减排等相关内容。

6.2 规划优化调整建议

6.2.1 优化规划发展目标

2021-2025 年是新疆油田加快发展阶段，油气产量快速增长。规划指出了原油、天然气的具体达产目标，并提出实现关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。

但没有体现发展目标的生态可持续性。应在发展目标中明确加大生态保护和建设力度，从源头上预防新疆油田发展可能带来的环境污染与生态破坏，建设生态低碳、可持续发展的绿色油田基地，坚持生态优先、绿色发展，把生态环境保护摆在优先地位。

6.2.2 在总体部署中补充明确生态敏感性

规划中提出了涉及卡拉麦里自然保护区实验区现有火-三线（12.4km）、彩-火线（22.4km）两条输油管道的防控措施，但是没有提出新油气田和老油气田

继续滚动开发避让生态保护红线的明确要求。新疆油田已经开发建设多年，本次规划环评按照现在已经取得采矿权和预划定采矿权的地块作为矢量化规划范围进行叠图和分析，可以看出一部分取得采矿权的地块有涉及新疆维吾尔自治区“三线一单”管控要求中的生态保护红线区域。随着自然资源部门对于生态保护红线和自然保护地的进一步优化调整和落地，需要动态优化调整各区块的开发建设范围。依据自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）中的相关要求进行落实，自然保护地核心保护区内已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，并办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，发现可供开采油气资源的，不得从事开采活动；自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，发现可供开采油气资源的，不得从事开采活动，已依法设立的采矿权不扩大用地范围，继续开采活动，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销。

生态保护红线是生态安全环境的底线，随着生态保护红线和自然保护地的划定明确，新疆油田即使获得了采矿权的项目，选址和用地都需要详细核实，首选避让，在严格保障生态环境安全的前提下合理界定新疆油田的各项开发活动，需要深度细致的分析和沟通，确保生态保护与资源开发活动的协调发展。

6.2.3 明确依托供热锅炉情况

新疆油田稠油开发以注蒸汽热采为主，经历 30 余年的探索发展，已建成各类注汽站 190 余座、注汽锅炉 400 余台。

请在规划中明确这些注汽锅炉的燃料和吨位，严格按照国家和自治区的“气十条”要求和开发地块所处各地州大气联防联控的要求，拆除不符合吨位要求的燃煤锅炉，允许保留的燃煤锅炉必须保证脱硫、脱销和除尘设施的运行，确保废气达标排放。

注汽锅炉首选天然气，气源无法满足要求的情况下使用电锅炉。

6.2.4 优化总体技术经济指标和主要安全环保指标目标

本规划的总体技术经济指标发展目标是按照《油气田地面工程技术经济指标手册》（2018 年 6 月），参考同行业中的一般值和先进值，结合新疆油田的开

发实际确定的。存在以下需要进一步完善和优化的建议：

（1）高于同行业一般值的指标要给出明确的解释，比如含稠油油田的单位油田原油生产综合能耗和单位油田原油生产气耗。

根据了解，主要原因是稠油开发主要采用注蒸汽生产（热采开发），稠油粘度大，粘度随温度的升高而降低，高温蒸汽需要通过注汽锅炉燃煤或者燃气产生，新疆油田稠油开采过程中油汽比低（0.1，注汽采油中的产油量与注汽量之比，其实质是表示注 1t 蒸汽采多少油，单位 t/t），因此，整个地下开采、地面集输、处理过程能耗居高不下。

（2）采出水处理站综合水质达标率按照环境管理的要求，必须做到 100%达标。

（3）进一步加大节电节能措施，将单位注水量电耗控制在 5.98kW·h/m^3 以下，这个值是油田行业的一般值，不能高于这个指标。

规划按照绿色矿山标准提出了新疆油田地面工程“十四五”规划末期的主要安全环保指标，但是部分指标和规划的总体技术经济指标发展目标相矛盾且不一致，如伴生气处理率，新疆油田的现状都可以达到 97%了，目标值确定为 90%不合理，建议选择总体技术经济指标发展目标中的 99%作为目标值。

6.2.5 补充环境风险防范体系建设

规划中只明确了安全工程，却没有提及环境风险防范体系的建设。

新疆油田建立有完善的环境风险防范体系，新疆油田分公司编制并备案了突发环境事件专项应急预案，并与新疆油田公司突发事件总体应急预案相衔接，是新疆油田公司总体应急预案的支持性文件。油田公司所属二级单位均编制并备案了各级环境突发事件应急预案，并与新疆油田分公司突发环境事件专项应急预案相衔接。当其它突发事件导致次生、衍生环境事件时，突发环境之间专项应急预案与油田公司其它专项预案同级响应。各级环境突发事件应急预案与当地政府突发环境事件应急预案联动响应。

环境突发事件应急预案要具有可操作性，做到持续改进，至少每三年修订一次。要根据各级环境突发事件应急预案所包含工程内容和风险物质的变化适时进行更新，要严格按照应急演练和培训频次要求开展并做好记录，适时更新完善各项应急物质。

6.2.6 完善供水系统规划

规划中现有供水系统只有玛湖压裂水源优化工程，没有按照区域的水资源概况，对新疆油田地面工程“十四五”规划发展期间所需水资源情况进行整体的规划，建议按照本次规划环评 5.9.1 节中各区块的水资源概况和开发过程中的需水情况，分生产系统内部回用水系统、生产需要补充的新鲜水系统、生活供水系统等方面完善整个供水系统规划内容。

6.2.7 完善路网系统规划

规划中只有新疆油田内部需要进行大修的计划，没有对新疆油田规划发展所需要的对内、对外路网进行整体规划。

需要补充完善规划区内外交通规划内容，并明确区块道路和外运所依托的地方路网情况。

6.2.8 完善生态环境保护规划

在现有规划的环保工程基础上，按照本次规划环评所提出的污染防治规划内容，进一步细化完善新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划中的生态环境保护规划内容，重点关注各类固体废物的综合利用规划和采出水合法合规的有效处置方式，确保各项污染防治措施落实到位，实现规划发展与生态环境保护的协调共赢。

6.2.9 补充碳减排相关内容

我国力争 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和，是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策。国家已把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，为了确保如期实现 2030 年前碳达峰目标，国务院最新又发布了《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》（国发[2021]23 号）。新疆油田要充分认识碳达峰、碳减排工作的重要性、必要性与紧迫性，真正担负起油田行业碳减排的责任和义务。

规划中只提及了加强温室气体排放管控还远远不够，需要根据 7.4 节初步拟定的碳减排路径，结合新疆油田实际情况，建议在规划中进行碳减排专题研究。

6.2.10 补充与相关国土空间规划的衔接性分析

目前，新疆自治区及各地州的自然资源和规划局正在组织开展国土空间总体规划（2021-2035 年）的编制工作，尚未发布最终成果。

建议本规划实时加强与新疆自治区及各地州的国土空间总体规划的沟通和衔接，按照自然资源系统发布的第三次国土调整主要数据成果，及时将新疆油田开发建设新增占地在开发前调整到位，确保规划在用地规划方面与相关国土空间总体规划相协调。

坚持最严格的节约用地制度，推动新疆油田集约高效用地。不断提高新疆油田的集约用地水平。

6.3 指标体系可达性分析

采取本环评提出的调整建议及环境影响减缓措施后，新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划实施后，可达到预定的环境保护目标，达标分析结果见表 6.3-1。根据指标的现状值与目标值的差距，综合考虑新疆油田所处区域的生态环境保护现状、生态环境保护的重点任务及工程，大多数指标是已达指标和易达指标，只有极个别难达指标，主要是：

（1）根据环境质量相关信息显示，新疆油田所涉及地州中阜康市、昌吉回族自治州的 $PM_{2.5}$、PM_{10} 不达标，需要区域大气联防联控来降低颗粒物浓度。

（2）新疆油田稠油开发自身地域特性，造成粘度大，能耗高。

表 6.3-1 规划环评指标体系可达性分析

主题	环境目标	评价指标		指标值（2025）	可达性判定依据	可达性
自然资源	减少规划可能造成的对自然资源占用	单位油田液量生产综合能耗（kgce/t 液）	含稠油油田	≤58	严格按照规划及规划环评中提出的节能节水工程及措施进行落实，实现工艺设计先进，设备选型高效，采用先进技术，健全能源管控。对油田适用成熟的节能技术在老区油田推广应用，着重将围绕能耗精细化管理、清洁能源推广和设备提效 3 方面，建立能源管控的硬件、软件配置的标准和规范，达到提质增效的目标。新疆油田参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（2009 年，试行）》，对所有区块开发项目必须做到清洁生产先进企业水平。	可达
			不含稠油油田	≤16		可达
		单位油田原油生产综合能耗（kgce/t 油）	含稠油油田	≤308		可达
			不含稠油油田	≤63		可达
		单位油田原油生产气耗（m^3/t 油）	含稠油油田	≤200		可达
			不含稠油油田	≤29		可达
		单位油田原油生产电耗（kW·h/t 油）		≤125		可达
		单位注水量电耗（kW·h/m^3）		≤5.98		可达
		工业用水重复利用率（%）		≥90	要求新疆油田老地块及新建区块的采出水经就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注油层，不向外环境排放。通过对稠油采出水进行深度处理，进一步加大回用到锅炉的采出水量，不断提高工业用水重复利用率，节约水资源消耗。	可达
大气环境	减少大气污染物排放，空气质量改善	大气环境质量达标（%）		100	根据大气环境质量现状统计，新疆油田所涉及地州中昌吉回族自治州的 $PM_{2.5}$、PM_{10} 不达标，油田涉及到的特征因子硫化氢和非甲烷总烃均达标。粉尘不达标的主要原因是新疆戈壁地区大风扬尘造成的，需要加大地区的综合生态环境治理。新疆油田十四五规划发展对区域大气环境带来的影响很小，不会降低区域空气环境功能。	可达
		清洁能源使用率（%）		100	本次规划环评提出，明确依托供热锅炉的情况，严格按照国家和自治区的“气十条”要求和开发地块所处各地州大气联防联控的要求，拆除不符合吨位要求的燃煤锅炉，允许保留的燃煤锅炉必须保	可达

主题	环境目标	评价指标		指标值（2025）	可达性判定依据	可达性
					证脱硫、脱销和除尘设施的运行，确保废气达标排放。注汽锅炉首选天然气，气源无法满足要求的情况下使用电锅炉。	
		集输系统密闭率（%）	含稠油油田	≥80	本次规划依据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》，针对7类排放源未达标情况进行诊断梳理后，制定改造方案，详见表2.4-22。规划环评进一步提出通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，继续削减VOCs无组织排放。遵循“应收尽收、分质收集”的原则，加强对二级生产型企业的帮扶指导，对重点管控区域，组织专家提供专业化技术支持，严格把关，制定或完善“一厂一策”治理方案，实现精准治理。建立企业VOCs环境管理信息台账。	可达
		集输系统密闭率（%）	不含稠油油田	≥85		可达
		重点污染源稳定排放达标情况（%）		100		可达
		原油稳定率（%）		≥85		可达
		伴生气集气率（%）		≥95		可达
		伴生气处理率（%）		≥99	规划提出伴生气在联合站经处理成合格商品气后优先用于站内自用气，多余部分进入集气管网。伴生气处理以深冷装置为主，气量超过深冷装置处理能力时，少量伴生气由浅冷装置处理提高附加值。	可达
		伴生气处理装置负荷率（%）		≥70		可达
		油气田油气集输损耗率（%）		≤0.5		可达
水环境	减少水污染物排放，水环境功能区达标	脱水站负荷率（%）		≥70	规划按照目前脱水站的负荷率及规划发展需要，扩建了夏盐11区块预脱水站，并调控运行负荷不稳定或超负荷的脱水站，确保脱水站处理能力和采油规模匹配。	可达
		采出水处理率（%）		100	新疆油田稀油常规采出水处理的主体工艺为“离子调整—旋流反应—重力沉降”，稀油聚合物采出水处理的主体工艺为“气浮—推流式生物接触氧化”。压裂返排液处理近年来取得了技术突破，实现梯级循环利用。首先采用返排液复配技术，充分利用返排液中胍胶、无机盐等有效成分，优先复配成压裂液；其次采用“氧化破胶+絮凝沉降”回注处理技术，对残余胍胶分子进行氧化破胶，再通过絮凝沉降去除悬浮物，配合过滤工艺，达到油田回注标准。新疆油田稠油采出水一是“离子调整—旋流反应—重力沉降”为主体的采出	可达
		采出水处理站负荷率（%）		≥80		可达
		采出水处理站综合水质达标率（%）		100		可达
		井口综合水质达标率（%）		≥95		可达
		采出水回注率（%）		≥99.5		可达

主题	环境目标	评价指标	指标值（2025）	可达性判定依据	可达性
		清水注水量占注水总量比率（%）	≤3	水处理工艺，二是以“溶气气浮+多级过滤”为主体的采出水处理工艺，以上工艺均可以保证采出水处理达到回注标准。通过进一步深度处理，进一步提高锅炉回用水的水质保障。	可达
		压裂放喷返排入罐率（%）	100	对于压裂放喷配置了存储罐，要求必须100%排入罐中收集后拉运至就近的处理站进行处理，继续加大钻井液的循环利用率。	可达
		钻井液循环率（%）	≥95		可达
声环境	区域环境噪声达标	区域环境噪声质量达标率（%）	100	采用低噪声的设备，加强施工场地管理等。	可达
土壤环境	区域土壤环境达标	区域土壤环境达标率（%）	100	规划及规划环评从源头控制、过程控制、跟踪监测等方面进行土壤污染防治，建立土壤污染隐患排查治理及监管制度，监测结果纳入自治区生态环境厅土壤环境管理系统并向社会公布。编制土壤环境重点监管地块的土壤污染防治责任书，明确主体责任。	可达
		污染地块安全利用率（%）	100		可达
固体废物	使固体废物减量化、资源化、无害化	工业固体废物资源化及无害化处理处置率（%）	100	现状的落地油已经做到100%回收，油泥（砂）属于危险废物HW08，危废代码071-001-08，交由有资质的单位进行无害化处置。废分子筛主要来自天然气回收装置分子筛脱水单元，属于《国家危险废物名录》中HW49其他废物，危废代码900-041-49。交由有资质的单位进行处置。	可达
		落地原油回收利用率（%）	100		可达
风险防范	降低综保区环境风险	发生特别重大、重大突发环境事件数量（次）	0	新疆油田建立有完善的环境风险防范体系，新疆油田分公司编制并备案了突发环境事件专项应急预案，并与新疆油田公司突发事件总体应急预案相衔接，是新疆油田公司总体应急预案的支持性文件。油田公司所属二级单位均编制并备案了各级环境突发事件应急预案，并与新疆油田分公司突发环境事件专项应急预案相衔接。加强安全与环境风险的双控，持续深化HSE体系建设。	可达
		环境风险防控体系建设完善度（%）	100		可达
		环境风险事故应急演练频次（次/年）	≥2		可达
		环境突发应急预案备案及演练	完善		可达
基础设施	完善基础设施	集中供热比例（%）	100	由于石油开采分散于主城之外的偏远区域，注汽锅炉和供热锅炉部分依托宇澄，自建锅炉均是天然气或电锅炉。	可达
		建设环保监测监控体系及应急配套能力	健全	按照要求不断健全完善	可达

主题	环境目标	评价指标	指标值（2025）	可达性判定依据	可达性
环境管理	加强环境管理，实现可持续发展	“环评”执行率	100	严格执行环评和验收制度	可达
		“三同时”执行率	100		可达
		清洁生产审核实施率（%）	100	新疆油田参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（2009年，试行）》，对所有区块开发项目必须做到清洁生产先进企业水平。	可达
		环境信息公开率（%）	100	按照要求不断健全完善	可达
		生态环境信息平台完善程度（%）	100		可达
		生态环境主题宣传活动（次/年）	≥2 次/年		可达

7 环境影响减缓对策和措施

7.1 规划中的生态环境保护措施

（1）新疆油田“十四五”地面开发建设规划结合老油气田开发建设过程中存在各类环境，从油气开发总体部署和规划方案中综合考虑各类环境保护问题的解决，保证解决旧问题，不增新问题。

（2）按照油气开发总体部署，在规划方案中对老油气田地面系统提出整体优化方案，详见 2.4.2.5 节。尤其重点规划了 VOCs 治理工程和废水处理工程。

（3）在规划层面提出了专门的环保工程，详见 2.5 节。制定了明确的环境发展目标，详见表 2.5-1，并从绿色低碳、污染防治攻坚、温室气体管控、生态保护与修复等角度进行了规划。

7.2 需进一步完善和细化的环境保护对策及措施

规划中按照新疆油田目前地面工程建设运行存在的主要生态环境问题，结合“十四五”期间规划发展要求及相关环保政策要求提出以上环境保护措施，本次规划环评按照全面规划、保护优先、预防为主、污染防治与生态保护相结合的方针，坚持谁开发谁保护，谁受益谁补偿，谁破坏谁恢复，谁污染谁治理的原则，分别从水环境（含地表水和地下水）、声环境、固体废物、大气环境、土壤环境、生态环境、环境风险等保护角度进一步论述分析，以便更快更好地实现 2.5 节提出的环境保护目标，更有效地指导新疆油田“十四五”地面工程规划实施过程中生态环境保护工作的同步开展。

7.2.1 水环境保护措施

7.2.1.1 开发期废水防治措施

（1）钻井过程地下水防护措施

规划新开区块开发期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。油田开采的采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。在钻井过程中产生的污染物不与区域水体发生

水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。新疆油田所处区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常钻井施工状况下对地下水环境不会产生不利影响。

（2）管道试压废水

油气管线试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于周边施工道路洒水抑尘。

（3）生活污水

开发期生活污水产生量较少，一般在生活营地内设置生活污水临时储集池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至区块所在地的污水处理厂，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。

7.2.1.2 运营期废水防治措施

规划运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

7.2.1.2.1 井下作业废水

①井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

7.2.1.2.2 采出水

要求新疆油田老地块及新建区块的采出水经就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注油层，不向地表水系排放。

（1）稀油采出水处理

①常规水处理工艺

新疆油田稀油常规采出水处理的主体工艺为“离子调整—旋流反应—重力沉降”。工艺流程见下图。

图 7.2-1 稀油常规采出水处理工艺流程图

该工艺以胶体理论和絮凝理论为指导，针对油田采出污水的破乳、悬浮物聚结、微生物繁殖、腐蚀与结垢倾向均与水中的离子组成有密切关系的特点；加入特定的离子调整剂与污水中过饱和的结垢离子 Fe2+、S2-、CO2 等相互间

发生反应，可使原油乳液破乳，污水的腐蚀与结垢倾向降低，达到规定的标准，反应沉淀物聚并形成晶核，再加入阳离子聚合物对沉淀出来的颗粒进行网捕使其快速沉淀分离。

②聚合物采出水处理工艺

新疆油田稀油聚合物采出水处理的主体工艺为“气浮—推流式生物接触氧化”。

图 7.2-2 聚合物采出水处理工艺流程图

以“溶气气浮”作为“微生物处理”的预处理设施，保证微生物处理平稳运行，利用微生物分解代谢能力，分解水中乳化油及其他有机杂质。整套工艺不投加化学药剂，无含油污泥的产生。

③压裂返排液采出水处理工艺

由于压裂作业具有季节性，夏季含压裂返排液的采出水直接就近用于压裂液复配用水，冬季无压裂作业，但含压裂返排液的采出水仍持续产生，故建设压裂返排液储存池储存冬季产生的压裂返排液，次年夏季用于压裂复配。

压裂返排液采出水存在“高 COD、高悬浮物、高硬度、高矿化度”的难题，新疆油田研究应用破胶+加载絮凝+水质改性+多级过滤”技术，完成了压裂返排液达标处理系统现场应用，日处理能力达到 3000 方，终端水质满足油田回注要求。

图 7.2-3 稀油压裂返排液污水处理工艺流程图

新疆油田的压裂返排液处理近年来取得了技术突破，实现梯级循环利用。首先采用返排液复配技术，充分利用返排液中胍胶、无机盐等有效成分，优先复配成压裂液；其次采用“氧化破胶+絮凝沉降”回注处理技术，对残余胍胶分子进行氧化破胶，再通过絮凝沉降去除悬浮物，配合过滤工艺，达到油田回注标准（含油≤5mg/L、悬浮物≤8mg/L），实现返排液回用率 100%。该技术已进行推广应用，建成了吉 7、百联站 2 座压裂返排液撬装处理装置，处理后净化水达标回注；压裂返排液通过处理，已用于玛 131、玛 18、车 21 等井区压裂液复配，应用效果良好。

（2）稠油采出水处理

①常规水处理工艺

在采出水温度 85℃条件下，确保了系统出水水质含油＜2mg/L，悬浮物＜2mg/L。常规水处理工艺流程见图 7.2-4、7.2-5。

②特色工艺

针对稠油采出水回用锅炉的要求，增加了“除硅净化一体化”及“大孔强酸树脂软化”工艺，形成了“除硅+净化一体化”的特色工艺。

以“离子调整+旋流反应”作为除硅工艺的主体，利用镁剂除硅与采出水絮凝的相似原理，先除硅形成絮体核心，再絮凝聚集沉降。并利用高效除硅反应器，提高药剂反应效率，确保出水二氧化硅＜100mg/L，除硅药剂投加量＜700mg/L，在风城油田已建有 $3\times10^4m^3/d$、$4\times10^4m^3/d$ 两座除硅装置，工艺流程见图 7.2-6。

图 7.2-4 稠油采出水主体工艺流程图

图 7.2-5 “溶气气浮+多级过滤”工艺流程图

图 7.2-6 除硅+净化一体化工艺图

③稠油采出水深度处理

开展高含盐水深度处理及清污掺混工作，解决稠油生产中净化污水、含盐污水回用、减排及达标外排问题，新疆油田十四五发展中面临的一个重要环保问题。

1）高温 RO 工艺

2021 年红浅地区红山稠油、风城油田等采出水深度处理采用高温 RO 工艺。高温反渗透除盐技术最初由 GE 公司开发，克服常温反渗透膜耐温低的问题。其主要应用于食品和饮料，制药，电子等行业中。要能够在连续的高温运行和启动/停机的温度冲击中保持稳定的力学性能和优良的分离性能，耐高温反渗透采用了各种特殊耐高温材料和结构设计。如普通膜元件的为玻璃钢外套、PPO 工程塑料端板和中心管，而耐高温 反渗透采用了特制的笼状外套，端板和中心管材料有聚砜和 316L 不锈钢两种。耐高温反渗透元件的关键技术在于高温下膜性能的稳定性（退火缩孔等）和粘接剂及卷制成型工艺。

高温反渗透除盐技术的原理同常温反渗透完全一样，不同点在于常温反渗透最高工作温度为 40℃，而高温反渗透装置最高工作温度可达到 90℃。常温反渗透和高温反渗透膜的材质都是相同的，通常都是采用芳香族聚酰胺复合膜，不同之处是常温反渗透膜元件的骨架、密封件、粘接剂等的耐温低于 40℃，而高温反渗透膜元件耐温更高。高温反渗透由于运行温度较高，膜的孔隙比常温反渗透大，所以出水含盐量较高。

图 7.2-7 高温 RO 工艺流程图

净化水经除硅、软化后紧肤保安过滤器，经高压泵提升至高温反渗透除盐装置，高温反渗透除盐装置分为三段串联，产水率为 70%，脱盐率为 90%，产品水进入软化谁管你，由除盐水外输泵供给注汽锅炉，浓水储存在高含盐水池，再由浓盐水外输泵提升至高含盐水存储池。

高温反渗透工艺提升了锅炉给水水质，但同时产生了大量的反渗透浓水，再加上燃煤注汽锅炉也会产生高含盐水，这两部分高含盐水无法回用，会带来外排高盐份水临时存储的问题。

2）MVC 工艺

根据风城 MVC 中试结果，2023 年 MVC 工艺在新疆油田应用成熟、优化后，重油地区稠油采出水深度处理拟采用 MVC 工艺。

图 7.2-1 风城 MVC 中试试验流程图

2015 年 1 月 12 日，中国石油勘探与生产公司在北京组织专家对新疆油田公司承担的“高含盐水处理回用技术研究及中试试验”项目进行验收，专家组经过认真讨论，认为项目技术路线正确，设计可行，设备选型合理，中试取得成功，达到预期的考核指标。 该技术填补国内油田高含盐水蒸发处理技术空白，处于国际先进水平。一致同意通过项目验收，建议进入工程化应用。

风城 MVC 中试试验的主要结论为：

a、MVC 工艺处理燃煤注汽锅炉排放高含盐水技术上可行，达到了预期的处理效果。实现了高含盐水的高效回收利用，水回收率≥90%，出水 TDS≤50mg/L。

b、由于锅炉水源的特殊性，造成结晶段浓缩液成分复杂，破坏结晶平衡，

晶体难以从过饱和浓缩液中有效析出。需进一步开展结晶段的试验工作，保证系统的长期稳定运行。

c、根据锅炉排放的低硬度高含盐水的水质特点，取消加药防垢工艺，并通过控制蒸发器浓缩液浓度，有效避免蒸发器结垢、蒸汽起沫等问题。保证了装置的平稳运行，同时降低了运行成本。

d、通过现场运行工况及能耗分析，若不考虑结晶，可降低循环液含盐量，MVC 工艺可选择低温升压缩机，降低能耗。浓缩液含盐量由 25%降低至 15%运行时，可选择温升 7℃的压缩机，蒸发水量仅降 5%左右，能耗却可降低约 20%。

根据以上中试成果，蒸发除盐工艺采用两段机械蒸汽再压缩（MVC）工艺进行处理，浓盐水回注废油层，流程框图见下图。

图 7.2-2 MVC 工艺流程图

流程简述：

a、盐水运行路线：接收水罐来水通过经原液泵提升经换热器与冷凝水换热后，进入一段降膜蒸发器顶部布水器，经布水器均匀分配于换热管（或板）壁面，形成薄厚均匀的液膜，液膜在重力的作用下向下流动。液膜在流动过程中与管（或板）另一侧蒸汽通道中蒸汽进行换热，被加热达到沸腾状态并维持在沸腾状态匀速下流，进入到降膜蒸发器分离室去沫和汽液分离。母液在降膜蒸发器加热室和蒸发器分离室经过多次的循环蒸发、去沫、汽液分离之后，水分被蒸发出去了。开车之初含盐浓度 2%母液，随着水分的不断蒸发。当“盐含量自动检测系统”检测到母液的浓度达到设定值（含盐 10%）时，蒸发系统进入稳定工作状态。蒸 发器排出的浓缩盐液进入母液罐，再经出料泵提升至二段降膜蒸发器进行处理浓水含盐达到 16%时，进入浓盐水罐，再经浓盐水外输泵提升至高含盐水存储池。

b、冷凝水运行路线：两段降膜蒸发器换热室产生的冷凝水，经泵提升与进水换热后，至无盐水罐，再由无盐水外输泵输送至集油区注汽锅炉供水管网，回用注汽锅炉。

c、蒸汽运行路线：降膜蒸发器仅在启动时需要 0.3MPa 饱和蒸汽，需蒸汽量约 3t/h。由一段降膜蒸发器分离室分离出的蒸汽（95℃），经蒸汽压缩机加压

后升温（101℃），重新回到降膜蒸发器加热室为母液加热。二段段降膜蒸发器分离室分离出的蒸汽（95℃），经蒸汽压缩机加压后升温（104℃），重新回到降膜蒸发器加热室为母液加热。

7.2.1.3 地下水环境保护措施

（1）分区防治措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，一般开发地块确定的防渗分区见表 7.2-2。

表 7.2-2 项目分区防渗内容及技术要求

污源名称	防治分区	防渗技术要求
罐区、污油罐	重点防渗	不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
返排液隔油池和储存池		
天然气回收装置区	一般防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行

各分区应根据《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗处理：

①一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；

②重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；

③地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

④当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

（2）污染监控措施

各新开区块应建立完善的地下水环境动态监测制度，结合工程所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中要求，布设一定数量的长期监测井，在监测水质的同时监测地下水水位。一般地下水监测计划详见表 9.2-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向各二级单位的安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门

汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2）工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

③地下水污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施：

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽

水，并进行土壤修复治理工作。

（3）管道的防护措施

①集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

④管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

⑤定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥加强汛期检查，检测泄洪量。阀池内两端法兰，管道起点及重点连接处，穿越铁路及泄洪区套管的焊接质量严格把关，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

7.2.2 固体废物处置措施

7.2.2.1 开发期固废污染防治措施

（1）施工单位应及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。

（2）开发期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置。

（3）水基岩屑进入岩屑储罐，由第三方岩屑处置公司进行处理，岩屑各类

污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后综合利用。油基岩屑由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。

（4）新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（5）开发期使用钻井及辅助机械设备要求尽量不在井场内更换机油，减少危险废物产生。

（6）施工结束后，将水泥临时防渗层破碎和防渗膜分类收集，作为危废进行管理。

（7）危险废物应依据《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求进行管理；转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》办理危险废物转移联单。开发期产生的危险废物必须委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。转运过程严格按照相关要求进行操作转运，严禁由不具备相应资质的单位私自转运。

按照《国家危险固体废物名录》规定，危险废物收集和临时储存措施按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）规定进行：

①必须将危险废物装入容器内，禁止将不相容（相互反应）的危险废物在同一容器内混装。

②容器应满足相应强度要求，且完好无损，容器材质和衬里与危险废物相容（不相互反应）。

③设置单独的危废存放间，危险废物分类收集，妥善保存。危险废物临时贮存场所应防雨、防风、防晒、防漏，四周按《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》（GB-15562.2-1995）规定设置警示标志，地面进行防渗处理，渗透系数≤10^{-10}cm/s，地面与裙脚、围堰采用坚固、防渗的材料建造，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的五分之一，设有泄漏液体收集装置。

④做好危险废物情况的记录，记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性、和包装容器的类别、入库日期、存放库位、危废出库日期及接受单位名称，危险废物的记录和货单在危险废物回取后继续保留三年。

⑤必须定期对贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损，

应及时采取措施清理更换。

按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范（HJ 2025-2012）》中有关规定，危险废物拉运应满足以下要求：

①危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。

②废弃危险化学品的运输应执行《危险化学品安全管理条例》有关运输的规定。

③运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）附录 A 设置标志。

④危险废物公路运输时，运输车辆应按《道路运输危险货物车辆标志（GB13392-2005）》设置车辆标志。

危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：

①卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备。

②卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志。

③危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（8）完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地清”。

（9）开发期施工人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运。

7.2.2.2 运营期固废污染防治措施

（1）落地原油污染防治措施

①加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收后的落地原油拉运至各区块联合站原油处理系统进行处理。若落地原油沾染土壤，则拉运至各区块专门污泥储存场暂存定期委托有资质单位回收处置。

②在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，

落实好防喷、防漏技术措施。

③地面工程完成后，应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

④加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

（2）含油污泥污染防治措施

①含油污泥储存、运输要求

在原油处理过程中所产生的油泥（砂）属于危险废物 HW08，危废代码071-001-08，交由有资质的单位进行无害化处置。

1）危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

2）含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

3）运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

②管理要求

1）含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

2）暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准；

3）含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

4）含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司

安全环保处备案；

5）含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案；

6）禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

（3）废分子筛主要来自天然气回收装置分子筛脱水单元，属于《国家危险废物名录》中 HW49 其他废物，危废代码 900-041-49。交由有资质的单位进行处置。

（4）工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运。

7.2.2.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

7.2.3 大气环境保护措施

7.2.3.1 开发期大气污染防治措施

（1）钻井过程

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。

（2）地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

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

③优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

7.2.3.2 运营期大气污染控制措施

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（3）对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。在采取上述措施后，井场 NMHC 的厂界无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中周界外浓度最高点浓度限值要求。

（4）根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）的要求，液化石油气和 1 号稳定轻烃采用压力罐储存，降低挥发性有机物的产生量。

（5）油气田采出水、储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

（6）设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

（7）拉油点拉油罐一般为固定顶罐，单罐容积 60m^3。按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的规定，单罐容积＜75m^3的储罐无需采取油气回收措施。

（8）不断深化无组织排放控制

通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，继续削减 VOCs 无组织排放。遵循“应收尽收、分质收集”的原则，科学设计废气收集系统，将无组织排放转变为有组织排放进行控制。采用全密闭集气罩或密闭空间的，密闭装置应保持微负压状态，并根据相关规范合理设置通风量。

（9）全面开展达标筛查

对照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）、《恶臭污染

物排放标准》等相关限值及国家行业标准中的特别排放限值，组织对新疆油田达标现状进行全面分析。

（10）深入实施精细化管控

加强对二级生产型企业的帮扶指导，对重点管控区域，组织专家提供专业化技术支持，严格把关，制定或完善“一厂一策”治理方案，实现精准治理。方案原则上除末端治理工程措施外，必须包含 VOCs 减排分年度目标、低挥发性原料替代、存储、装卸、使用全环节管控等源头控制、过程控制项目。建立企业 VOCs 环境管理信息台账。

（11）加强监测监控能力建设

新疆油田逐步推进挥发性有机物环境监测常态化，按要求进行 VOCs 的监测，实时反映各项环境监控参数的状况和变化趋势，准确预警和及时响应环境突发事件，并完善相关应急预案。

（12）全程强化跟踪监管

全程跟踪 VOCs 治理情况，确保 VOCs 减排要求落实到位，按时间节点完成各项治理任务。定期开展 VOCs 专项检查。

7.2.3.3 退役期大气污染控制措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

7.2.4 声环境保护措施

7.2.4.1 开发期噪声污染防治措施

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

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

7.2.4.2 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）天然气撬装回收站噪声污染防治措施：

①风机进、出口加设合适型号的消声器；

②在满足风机特性参数的前提下选用低噪声风机；

③在满足工艺条件的情况下，尽量配置专用风机房，并采取相应综合治理措施；

④对震动较大的风机机组的基础采用隔振与减振措施，其管路选用弹性软连接。

⑤设置压缩机站房，对站房进行吸声、隔声处理，在一般情况下站房内设置操作室或控制室。控制室内采用隔声和吸声处理，包括隔声门、窗以及吸声材料（吸声吊顶等）；

⑥压缩机组联网隔振、减振，管道采取弹性连接，并在管道中加设孔板降低管道中的气流脉冲而减振。

⑦在接触高噪声作业的环境中，采取对操作人员发放护耳器、耳罩等防护用具。

7.2.5 土壤环境保护措施

7.2.5.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使油田开采区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查井场、管线，是否有采出液泄露的现象发生。

（2）选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除

地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

7.2.5.2 过程控制措施

根据油田开采项目的特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

7.2.5.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中跟踪监测的要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井场、管线可能影响区域跟踪监测。

7.2.5.4 建立土壤环境监管制度

新疆油田在环境隐患管理制度中建立了土壤污染隐患排查治理及监管制度。重点关注重点疑似污染地块的调查工作，监测结果纳入自治区生态环境厅土壤环境管理系统并向社会公布。对明确有污染风险的场地应开展场地修复工作等相关工作。土壤环境质量监测发现环境质量明显下降的，加密监测频次，并分析污染原因，确定污染源，及时采取有效管控措施。

编制土壤环境重点监管地块的土壤污染防治责任书，明确主体责任。每年对生产区、废物堆存区、储放区、转运区、污染治理设施等及其运行管理开展隐患排查，一旦发现重大隐患应立即排除并制定整改方案，明确责任人、具体整改措施、时间和进度安排，并在责任书签订一年时间内完成整改。

确保落实《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》要求，建议新疆油田建立新增建设用地土壤环境强制调查与备案制度，保障新增建设用地土壤环境安全。

7.2.5.5 退役后的土壤调查修复

根据《关于保障工业企业场地再开发利用环境安全的通知》（环发[2012]140 号）、《关于加强工业企业关停、搬迁及原址场地再开发利用过程中污染防治工作的通知》（环发[2014]66 号）等文件要求，开发地块退役后，待生产设备拆除完毕且相关污染物处理处置结束后方可拆除污染治理设施；应对原有场地残留各类固体废物等进行合理处理处置，退役后应委托有资质的单位对遗留场地土壤及地下水开展环境监测，经评估论证为存在土壤污染的场地开展土壤环境风险评估，有计划地组织开展治理修复工作。

7.2.6 生态环境保护措施

7.2.6.1 避让生态保护红线及生态敏感区域

在 2.5.4 节对现状涉及卡拉麦里自然保护区实验区的现有火-三线（12.4km）、彩-火线（22.4km）两条输油管道提出了防控措施。

新疆油田已经开发建设多年，现在已经取得采矿权的地块有 42 块。随着新疆维吾尔自治区“三线一单”管控要求的发布、生态保护红线和自然保护地的进一步优化调整和落地，取得采矿权的地块有部分涉及生态保护红线。

生态保护红线是生态安全环境的底线，随着生态红线和自然保护地的划定明确，新疆油田即使获得了采矿权的项目，选址和用地都需要详细核实，必须首选避让，在严格保障生态安全的前提下合理界定新疆油田的各项开发活动，需要深度细致的分析和沟通，确保生态保护与资源开发活动的协调发展。

7.2.6.2 开发期生态环境保护措施

（1）井场等工程生态保护措施要求

1）对油田区域内的临时性占地（井场、管线、临时道路）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，避让保护植物黑果枸杞、膜果麻黄、梭梭、白梭梭。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①尽量减少各井场开发期的临时占地面积；

②集油管线施工作业带宽度不得超过 8m；

③临时道路施工作业宽度不得超过 7m。

2）一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

3）钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

（2）管线、道路工程生态保护措施要求

①对油田区域内的临时性占地（管线埋设、临时道路）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，并尽量避让植被。

②管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

③根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

④对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

⑤施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

（3）对荒漠植物生态保护措施要求

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物。

②确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

③强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

④在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

⑤重点保护项目区内的灌木，最大程度减少临时占地及永久土地资源占用，选择荒漠植物生长稀疏地段进行作业。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 8m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开各类荒漠植物，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

（4）对保护植物的生态保护措施要求

①井场、站场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上

应避开植被长势良好、茂密的区域，特别是生长着受保护野生植物黑果枸杞、膜果麻黄、梭梭、白梭梭的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场、站场建设。

②在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。

③管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，原则上管线开挖、敷设及道路建设过程不得破坏规划区黑果枸杞、膜果麻黄、梭梭、白梭梭等受保护植物，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的各类保护类植物，最大程度减少对保护类植物的占用，选择保护类植物生长稀疏地段进行作业。

④施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，避免破坏保护植物——黑果枸杞、膜果麻黄、梭梭、白梭梭。

⑤严禁破坏占地范围外的植被，尤其是梭梭等优良固沙植物。对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

⑥严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对梭梭的破坏。

⑦加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是广泛分布在规划区受保护的植被——梭梭、白梭梭。

（5）对荒漠动物生态保护措施要求

①业主单位要按照林业、保护区管理中心等部门的要求，加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

②加强施工人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

③加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让

对野生的动物的惊扰。

（6）开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线开发期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井场等工程等项目承包招标书中。

7.2.6.3 运营期生态环境保护措施

（1）井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。

（2）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（3）定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

（4）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。

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

（6）严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

（7）加强对工作人员特别是巡线人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

（8）在井区设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

（9）加强巡线人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

7.2.6.4 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应尽量避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（5）加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

7.2.6.5 对自然保护区的保护措施

新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区是自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）中的自然保护地核心保护区，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动。

按照《新疆维吾尔自治区卡拉麦里山有蹄类野生动物保护区管理条例》（2017 年 7 月 1 日起实施），在保护区以外采矿权以内范围从事地面工程开发建设原则上应部署在卡山保护区西侧和南侧边界缓冲地带 5km 以外。

（1）开发期保护措施

①宣传教育措施

加强宣传教育，在施工开始前，开展《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》、《中华人民共和国自然保护区条例》等相关法律法规的教育，让施工人员明确知道生物多样性是受国家法律保护的，

破坏生物多样性将要承担相应的法律责任。教育施工人员，遵守国家和地方的法律及相关规定，禁止随意破坏植被和猎捕野生动物，自觉保护好评价区内的各种动物、植物和自然景观。

在工地及周边设立爱护自然植被和动物的宣传牌，对项目工作人员和施工人员开展生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

②施工管理措施

划定施工范围，严禁施工人员和器械超出施工区域。通报所有施工人员活动规则并在施工营地、沿线等设置警示标牌，任何施工人员不得越过红线施工或任意活动，以减小施工活动对周围植被的影响。

加强开发期建筑材料的管理，妥善放置，及时清理。施工产生的建筑废料要尽量回收，严禁乱堆乱放。禁止在自然保护区内设置施工营地、取料场、弃土(渣)场。

开发期间应加强防火宣传教育，做好施工人员生产用火的火源管理，严禁一切野外用火，杜绝火灾发生。

③生态保护措施

工程建设过程中在施工范围红线内尽量保留现有植被，减小生物量损失。对不影响工程施工的灌木植株应予以保留或移栽，没有必要将占地区所有灌木植株全部砍伐；保护野生动物栖息地、投食点、饮水区，不妨碍野生动物的迁徙通道，不污染野生动物食源。

④生态恢复措施

为了减缓项目建设对区域生态环境的影响，必须将占地周边区域的植被恢复作为环境保护工作的重中之重。根据项目区的环境特征和本项目的工程特点，建议生态恢复遵循以下原则：确保野生动物栖息地、投食点、饮水区的数量和质量不因工程建设而减少，最大程度的减少对自然保护区内野生动物的迁徙通道和食源造成影响。

（2）运营期保护措施

加强对工程周边生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止运营期工作人员对自然保护区、自然植被产生新的破坏，工作时应尽力避免影响野生动物正常

的活动。严禁捕猎野生动物，采挖野生植物。

7.2.6.6 对风景名胜区的保护措施

严格落实自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号），自然保护地核心保护区内，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动；自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，允许对生态功能不造成破坏的已依法开展的勘查活动和开采活动，但不得再扩大勘查区块范围和采矿权用地范围。

（1）开发期保护措施

①宣传教育措施

加强宣传教育，在施工开始前，开展《中华人民共和国风景名胜区条例》、《新疆维吾尔自治区实施<风景名胜区条例>办法》等相关法律法规的教育，让施工人员明确知道雅丹地貌是受国家法律保护的，破坏雅丹地貌将要承担相应的法律责任。教育施工人员，遵守国家和地方的法律及相关规定，不在风景名胜区范围内建设任何项目，不向风景名胜区内直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物，不对风景名胜区产生其它破坏，也不做有损雅丹地貌景观价值和地质价值的活动。

在工地及周边设立爱护雅丹地貌的宣传牌，对项目工作人员和施工人员开展生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少雅丹地貌的丧失；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

②施工管理措施

划定施工范围，严禁施工人员和器械超出施工区域。通报所有施工人员活动规则并在施工营地、沿线等设置警示标牌，任何施工人员不得越过红线施工或任意活动，以减小施工活动对周围雅丹地貌的影响。

加强开发期建筑材料的管理，妥善放置，及时清理。施工产生的建筑废料要尽量回收，严禁乱堆乱放。禁止在风景名胜区内设置施工营地、取料场、弃土(渣)场。

开发期间应加强防火宣传教育，做好施工人员生产用火的火源管理，严禁一切野外用火，杜绝火灾发生。

（2）运营期保护措施

加强对工程周边雅丹地貌的管理、保护、巡护工作。禁止运营期工作人员对风景名胜区内部雅丹地貌、动物、植物产生新的破坏，工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。严禁捕猎野生动物，采挖野生植物。

7.2.6.7 对森林公园的保护措施

严格落实自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号），自然保护地核心保护区内，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动；自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，允许对生态功能不造成破坏的已依法开展的勘查活动和开采活动，但不得再扩大勘查区块范围和采矿权用地范围。

（1）施工期保护措施

①宣传教育措施

加强宣传教育，在施工开始前，开展《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国野生植物保护条例》、《森林公园管理办法》（国家林业局令第 42 号修改）等相关法律法规的教育，让施工人员明确知道生物多样性是受国家法律保护的，破坏生物多样性将要承担相应的法律责任。教育施工人员，遵守国家和地方的法律及相关规定，禁止随意破坏植被和猎捕野生动物，自觉保护好评价区内的各种动物、植物和自然景观。

在工地及周边设立爱护自然植被和动物的宣传牌，对项目工作人员和施工人员开展生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

②施工管理措施

划定施工范围，严禁施工人员和器械超出施工区域。通报所有施工人员活动规则并在施工营地、沿线等设置警示标牌，任何施工人员不得越过红线施工或任意活动，以减小施工活动对周围植被的影响。

加强施工期建筑材料的管理，妥善放置，及时清理。施工产生的建筑废料要尽量回收，严禁乱堆乱放。禁止在森林公园内设置施工营地、取料场、弃土(渣)场。

施工期间应加强防火宣传教育，做好施工人员生产用火的火源管理，严禁

一切野外用火，杜绝火灾发生。

③植被保护措施

工程建设过程中在施工范围红线内尽量保留现有植被，减小生物量损失。对不影响工程施工的灌木植株应予以保留，没有必要将占地区所有灌木植株全部砍伐。这样可以减少评价区植物受影响的数量和程度。

④生态恢复与补偿措施

为了减缓项目建设对区域生态环境的影响，必须将占地周边区域的植被恢复作为环境保护工作的重中之重。根据《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国森林法>办法》第十五条，进行勘查、开采矿藏和各项建设工程，必须占用或者征收、征用林地的，应当向县级以上人民政府林业主管部门提出申请。占用、征收、征用州（地、市）、县（市）或者自治区林业主管部门直接管理的林地的，向管理该林地的林业主管部门提出申请，并按照森林、土地管理的法律、法规规定办理有关手续；第十六条，经批准占用或者征收、征用林地的单位，应当向县级以上人民政府林业主管部门交纳森林植被恢复费，向被占林地的所有者或者经营者支付林地补偿费、林木补偿费和安置补助费；第十七条，临时占用林地的，应当由临时占用林地的单位和个人与具有林地使用权的单位和个人签订临时用地协议，并经县级以上人民政府林业主管部门按审批权限批准，向县级以上人民政府林业主管部门交纳植被恢复费。确需砍伐林木的，除依法办理采伐手续外，应向被占林地的所有者或者经营者支付林木补偿费。

在落实上述措施的基础上，规划实施可在最大程度的减少对区域生态环境的影响。

（2）运营期保护措施

加强对工程周边生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止运营期工作人员对森林公园、自然植被产生新的破坏，工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。严禁捕猎野生动物，采挖野生植物。

7.2.6.8 对沙漠公园的保护措施

严格落实自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号），自然保护地核心保护区内，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动；自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，允许对生态功能不造成

破坏的已依法开展的勘查活动和开采活动，但不得再扩大勘查区块范围和采矿权用地范围。

（1）开发期保护措施

①宣传教育措施

加强宣传教育，在施工开始前，开展《国家沙漠公园管理办法》等相关法律法规的教育，让施工人员明确知道沙漠景观是受国家法律保护的，破坏沙漠景观将要承担相应的法律责任。教育施工人员，遵守国家和地方的法律及相关规定，不在沙漠公园范围内建设任何项目，不向沙漠公园内直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物，不对沙漠公园产生其它破坏，也不做有损荒漠生态系统功能的活动。

在工地及周边设立爱护沙漠景观的宣传牌，对项目工作人员和施工人员开展生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少沙漠景观的丧失；如何及时开展沙漠保育；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

②施工管理措施

划定施工范围，严禁施工人员和器械超出施工区域。通报所有施工人员活动规则并在施工营地、沿线等设置警示标牌，任何施工人员不得越过红线施工或任意活动，以减小施工活动对周围沙漠景观的影响。

加强开发期建筑材料的管理，妥善放置，及时清理。施工产生的建筑废料要尽量回收，严禁乱堆乱放。禁止在沙漠公园内设置施工营地、取料场、弃土(渣)场。

开发期间应加强防火宣传教育，做好施工人员生产用火的火源管理，严禁一切野外用火，杜绝火灾发生。

③生态恢复措施

为了减缓项目建设对区域生态环境的影响，必须将占地周边区域的沙漠景观恢复作为环境保护工作的重中之重。根据项目区的环境特征和本项目的工程特点，建议沙漠景观恢复遵循以下原则：确保施工迹地与沙漠景观不产生明显异质性，最大程度的复原沙地景观原貌。

（2）运营期保护措施

加强对工程周边沙漠景观的管理、保护、巡护工作。禁止运营期工作人员

对沙漠公园内部动物、植物产生新的破坏，工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。严禁捕猎野生动物，采挖野生植物。

7.2.6.9 对农业耕地的保护措施

（1）开发期保护措施

①生活区不得设在耕地范围内；

②因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收割季节；

③开发期扬尘宜采取洒水抑尘等措施。

（2）运营期保护措施

靠近农业区设置的集中拉油点罐基础必须采用防渗措施，罐车拉油沿油区道路行驶，不得经过农业耕地；罐车上路前驾驶人员按照规定进行检查，防止跑冒滴漏污染土壤。

7.2.6.10 对湖泊湿地的保护措施

严格落实自然资源部 国家林业和草原局《关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号），自然保护地核心保护区内，可以继续已依法设立的勘查活动，但不得扩大勘查区块范围，不得从事开采活动；自然保护地核心保护区以外的生态保护红线区域，允许对生态功能不造成破坏的已依法开展的勘查活动和开采活动，但不得再扩大勘查区块范围和采矿权用地范围。

（1）开发期保护措施

①禁止向湖泊水体内排放任何废水；

②加强宣传教育，在施工开始前，开展新疆维吾尔自治区湖泊管理办法》等相关法律法规的教育，不做有损湖泊湿地生态系统功能的活动。

③划定施工范围，严禁施工人员和器械超出施工区域，禁止破坏并进入艾里克湖和玛纳斯湖设置的围栏范围内。

（2）运营期保护措施

靠近湖泊的集中拉油点、储罐基础必须采取防渗措施，罐车拉油沿油区道路行驶，不得经过湿地及盐场企业；罐车上路前驾驶人员按照规定进行检查，防止跑冒滴漏污染湖泊水体。

7.2.6.11 生态恢复与补偿方案

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，需要采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（1）井场、场站生态恢复措施

所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。开发期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（2）管线生态恢复措施

①管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

（3）道路生态恢复措施

开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

（4）植被恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

（5）生态补偿

严格按照自治区及各级地方政府要求，落实生态保护补偿资金，确保其用于生态保护补偿。

7.2.6.13 水土保持方案

井场、道路等施工扰动，将使井场及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

（1）防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

（2）水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（SL204-1998）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定规划新开地区的水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

（3）水土保持措施

根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》，本次规划仅西北缘与南缘片区部分区域涉及新疆石油天然气开发监督区，本区资源开发和基本建设活动较集中和频繁，损坏原地貌易造成水土流失，水土流失危害后果较为严重，要依法实施重点监督，加强执法检查，加大宣传力度，增强法治观念，有法必依，违法必究。开发建设项目必须依法编报水土保持方案，贯彻执行水土保持“三同时”制度，依靠社会和企业的力量，遏制人为造成新的水土流失。

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，水土流失重点预防保护区、重点监督区及重点治理区应加大对水土保持事业的投入，加快防治步伐，严格按照开发项目必须编制水土保持方案的规定，搞好建设项目水土保持方案实施工作，控制人为活动造成新的水土流失。

结合上述水土流失区划，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

1）井场、站场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场、站场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场、站场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场、站场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。开发期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定开发期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

3）管线区

本项目水土流失主要发生在开发期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

必须在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

7.2.6.14 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136 号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

（1）防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系为梭梭群系等。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实

际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

（2）防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

①严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

②严格控制施工活动范围，施工作业区四周设置彩旗限界，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

③新疆油田大多开发区块所在区域都是荒漠，表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

④植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。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。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

⑤当地施工区域及周边属于沙化严重地块，地表为裸地、无植被分布，后期植被自然恢复差，扰动地块易造成进一步水土流失。此时施工结束后对临时占地扰动区域先清理、平整，采用戈壁料或砾石对扰动地表进行压盖，井口基座采用水泥硬化，防治沙化继续，避免水土流失。若施工区域周边存在荒漠植被，植被恢复条件较好，则施工结束后对临时占地进行地貌恢复，地表覆盖原先清理的表土，根据情况采用砾石固沙，同时人工播撒当地荒漠固沙草籽，帮助植被恢复，减少水土流失影响。

⑥加强运营期管理，密切观察项目区土地沙化情况，发现土地沙化的，应

当及时报告当地人民政府。

在各区块项目单独开展环境影响评价工作阶段，严格按照新疆维维尔自治区生态环境厅办公室《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138 号），涉及沙区的建设项目环境影响评价中必须设置防沙治沙的专题内容，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性，对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，必须从源头上预防环境污染和生态破坏，加强涉沙区建设项目环境保护管理。

7.2.7 环境风险防范措施

新疆油田建立有完善的环境风险防范体系，新疆油田分公司编制并备案了突发环境事件专项应急预案（2020 年 10 月 14 日，克拉玛依市生态环境局，备案号为 650203-2020-002-M），并与新疆油田公司突发事件总体应急预案相衔接，是新疆油田公司总体应急预案的支持性文件。油田公司所属二级单位均编制并备案了各级环境突发事件应急预案，并与新疆油田分公司突发环境事件专项应急预案相衔接。当其它突发事件导致次生、衍生环境事件时，突发环境之间专项应急预案与油田公司其它专项预案同级响应。各级环境突发事件应急预案与当地政府突发环境事件应急预案联动响应。

截止到目前新疆油田没有发生过重大环境风险事故。

7.2.7.1 现有环境风险防范措施的有效性

7.2.7.1.1 井场及场站环境风险分级管控

油气生产设施均按照日常管控程序进行管理，制定完善的巡检、维护保养等措施计划、及时修订应急处置预案。在此基础上针对重大和较大环境风险制定如下管控措施。

（1）重大环境风险

①管理措施

1）禁止在百 21 作业区涉及百口泉地下水源地区域新开发部署油气井、新建管线站库等一切油气生产设施。

2）根据政府要求，还在生产的 240 口稀油井在严格把控环保措施的情况下

维持现状继续生产。

3）加强还未退出的生产油气井日常巡检，敏感时期敏感区域增加巡检次数，定期开展对周边环境的监测工作，避免污染事故隐患的发生。

4）各站队定期修订管理制度及应急预案，定期开展演练及评估。

5）生产过程中产生的油气水密闭输送至处理站，加强输送管道的巡检，杜绝跑冒滴漏。

②技术措施

1）生产区域物联网建设：推进以物联网系统为核心的生产管理新模式全面深化应用，应用低成本物联网技术，实现油田全面感知、自动操控、预测趋势、优化决策。

2）开展管道及井口设备完整性评价，定期进行管线壁厚和高风险井口检测，确保生产设施安全可靠，并对检测不合格设施及时更换。

3）井场实施带罐作业，修井作业推行井下清洁作业工艺，减少含油污泥和含油防渗布等危险固废的产生。

（2）较大环境风险

①管理措施

1）严格按照《自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》（自然资函[2020]861 号）等要求从事开采活动。

2）新建油气设施要满足环评及批复的卫生防护距离或大气、水、土壤环境防护距离等要求的。

3）生产活动过程中产生的废水（采出液、修井液等）、固废等，严禁随意外排，需进行回收集中处理，废水达标后回用生产或指定地点暂存，固废合规化处置。

4）选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；加大巡井频率，定期对设备、阀门、集输管线等进行检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，污染大气、土壤、地下水等。

5）加强对燃气、燃煤设备燃烧废气的环境管理，采用高效的燃烧设备，提高燃烧效率，定期监测废气的排放量及主要污染物浓度。

②技术措施

1）为减少油气生产对农田、河流、湖泊等敏感点可能产生的环境影响，采

用丛式水平井平台、综合廊道等方式避让敏感区，减少占地。

2）开展环保钻井液、环保压裂液、及压裂液回用技术、泥浆不落地等技术研究与应用，减少对地下水源和土壤的伤害。

3）修井作业推行井下清洁作业工艺，作业时采用井口环保工艺技术、井场环保工艺技术、清蜡作业环保技术及装置，减少含油污泥和含油防渗布等危险固废的产生。

4）加强污泥处理系统管理，重视设备日常维护，定期组织设备维修，提高污泥脱水系统的利用效率。

5）禁止套管露天排放，安装井下放气阀。转接站缓冲罐安装捕油器，新区建设采用密闭流程，油气集输采用“油汽（气）分离+蒸汽喷淋冷却+采出液高温接转”工艺。

6）在地下水系丰富的区域，依据实际优化设计、施工方案，套管下入深度要超过水层。

7）在风城 SAGD、储气库等高风险井口，开展壁厚和缺陷检测，判断井口完整性和安全性，减少井口泄露污染风险。

8）在油区生产范围内建设危险废物临时贮存场所，至 2019 年要完成 6 处危险废物贮存场所的建设，杜绝危险废物污染环境事件发生。

9）信息化数字化管理，加强油井生产管理，做好油井的压力监测，并准备相应的应急措施，控制原油、天然气进入环境的总量。

7.2.7.1.2 油气管线环境风险分级管控

（1）重大环境风险

所有油气管线都有日常巡检维修等常规管理措施，针对重大环境风险管线提出以下措施：

①管理措施

1）百口泉饮用水源地、魔鬼城风景区等红线区域禁止新建各类油气管道。

2）结合区域的环境敏感性确定好油气管道的敷设方式及管道与周围构筑物的最小距离，管线埋设严格遵守相关规定。

3）做好管道的防腐蚀、抗震和防洪等工作。在可能发生油气泄漏或积聚的管段应按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测》。

4）管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩、警示牌。凡与地下构筑物交

叉处，穿越大中型河流（未设标志牌）、公路的两侧，通过活动断裂带等均设置标志桩。管道通过人群聚集场所、工业建设地段等需加强管道安全保护的地方设警示牌。

②技术措施

1）重要长输管道逐步安装管道泄漏监测系统。

2）设置截断阀室，加强穿跨越壁厚、防腐检测。

3）持续开展管道完整性评价，对管道破裂情况进行统计，针对完整性评价存在问题和管道破裂频繁的老旧管线予以更换。

（2）较大环境风险

①重要长输管道逐步安装管道泄漏监测系统。

②持续开展管道完整性评价，对管道破裂情况进行统计，针对完整性评价存在问题和管道破裂频繁的老旧管线予以更换。

③合理设置截断阀，根据规范在管道上设置线路截断阀室，加强穿跨越壁厚、防腐检测使发生事故时减少泄漏量，便于进行抢修。

7.2.7.2 现有环境风险应急体系的有效性

（1）组织体系

新疆油田公司突发环境事件应急组织机构由公司应急领导小组、应急领导小组办公室、应急工作支持部门、现场应急指挥部、宣传组、应急专家组组成。组织体系见图 7.2-2。

图 7.2-2 新疆油田公司突发环境事件应急组织体系图

（2）应急响应

按突发环境事件的可控性、严重程度和影响范围，突发环境事件的应急响应分为三级：Ⅰ级响应为集团公司级、Ⅱ级响应为公司级、Ⅲ级响应为二级单位级。当本级突发事件的事态无法得到有效控制时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。

（3）应急监测

发生突发环境事件时，应急领导小组在第一时间组织相应监测机构赶赴事件现场，与现场应急指挥部迅速确定监测方案（包括监测布点、频次、项目和方法等），及时开展应急监测工作，掌握第一手监测资料，在尽可能短的时间内，对污染物种类、浓度、污染范围及可能的危害做出判断，以便对事件及时、正确进行处理。

根据监测结果，综合分析突发性环境污染事故污染变化趋势，并通过专家咨询和讨论的方式，预测并报告突发性环境污染事故的发展情况和污染物的变化情况，作为突发性环境污染事故应急决策的依据。

（4）新建油田主要应急资源

①应急队伍

应急抢险救援中心组建了专职消防队伍；井筒应急队主要承担公司小修井喷事故应急；油气储运公司承担公司油气管线泄漏事故应急。

②应急物资

公司应急物资库：油田公司在西北缘、准东地区、沙漠腹地设置 3 个应急物资库。

消防物资：主要配备了泡沫液、干粉、防化服、自摆炮、遥控炮、移动炮、有毒气体探测仪、空气呼吸器、避火服、隔热服、红外测温仪等。

井筒物资：主要配备了井控应急抢险专用工器具、管件等。

油气储运公司应急物资：主要配备了高压堵漏夹具、管件、阀门。

具体的应急物资统计表详见 3.4.6 节。

（5）应急培训和演练

公司及各下属单位环境应急预案制修订发布后，应立即组织应急预案培训；在日常培训工作中，可将环境应急预案纳入 HSE 培训内容一同培训。通过培训确保各相关层级人员熟练掌握各自应急工作职责、应急响应和救援程序。

演练计划执行《新疆油田分公司突发事件总体应急预案》的相关要求，每年不少于 1 次。

7.2.7.3 进一步完善环境风险防范措施的建议

（1）全面推广管道及站场完整性管理，保障地面系统本质安全

根据股份公司工作部署，十四五期间新疆油田将进一步完善体系、加强人

员培训、研究配套技术，全面推广管道及站场完整性管理，保障地面系统本质安全。

加强“双高”管段管理，Ⅰ、Ⅱ类管道重点开展检测评价及修复，Ⅲ类管道加强腐蚀控制和日常管理，逐步降低失效率和维修维护费用。根据前期筛查结果，新疆油田“双高”管段共 12 段 14.82km，涉及“双高”管道长度 645.56km，2020 年完成“双高”管道治理方案，并按计划开展治理工作。

重点关注Ⅰ类站场，优先开展工艺管道及储罐的风险评价。首先对Ⅰ类站场的静设备（站内管道、储罐等）和部分Ⅱ类站场（一级配气站、增压站、中间泵站等）开展风险评价。新疆油田对 49 座站场开展完整性管理工作，其中天然气及伴生气站场 18 座，稀油处理站 16 座，稠油处理站 12 座，油库 3 座。十三五期间（2016 年至 2020 年）已完成站场风险评价 13 座。计划十四五期间完成站场风险评价 30 座，其中 9 座天然气站场、19 座原油处理站和 2 座油库的风险评价工作。

到 2025 年实现：①管道完整性管理覆盖率 100%；②Ⅰ类站场完整性管理覆盖率 100%；③双高管道治理率 100%；④Ⅰ类管道失效率不高于 0.002 次/（千米·年）；⑤Ⅱ类管道失效率不高于 0.01 次/（千米·年）；⑥Ⅲ类管道失效率不高于 0.05 次/（千米·年）。

根据油田公司工作目标，为了更好的推进完整性管理工作的开展，完整性管理的支撑要素如表 7.2-3。

表 7.2-3 完整性管理的支撑要素统计表

类型	项目	工程量
支撑要素	体系	完善体系和组织机构、开展体系审核
	人员培训	每年组织 1 次公司级培训
	标准及配套技术攻关	小口径管道检测、管道修复标准化、站场综合评价、效能评价
管道	数据管理及分类	20396.9km，每年更新
	高后果区识别及风险评价	20396.9km，每年更新
	完整性评价	8275.7km
	维修维护	依据评价结论开展修复工作
	双高治理	治理“双高”管段 12 段 14.82km

类型	项目	工程量
	效能评价	完成 1 次效能评价，评价工作执行情况、质量及效果
站场	数据管理及分类	3602 座
	风险评价	大型站场 30 座
	检测分析	大型站场 49 座/工艺管道及储罐检测
	维修维护	工艺管道及储罐缺陷修复
	效能评价	完成 1 次效能评价，评价工作执行情况、质量及效果

2021 年完成所有管道（20396.9km）的基础数据收集、分类工作，完成所有管道的历史失效数据整理工作，录入《管道完整性数据管理系统》，后期每年进行更新，包括管道高后果区更新数据、风险评价更新数据、检测评价数据、修复数据、变更数据等。

2021 年~2025 年每年对所有管道（20396.9km）高后果区识别结果进行更新。

按照 2021 年根据新疆油田新颁布的企业标准《油气田集输管道风险评价方法》，完成所有管道（20396.9km）的风险评价工作，提出风险控制措施，形成风险评价报告，后期每年更新一次。

2021 年~2025 年计划完成管道检测评价 8678 条，共 8275.7km，包括内检测、内腐蚀直接评价和外腐蚀直接评价。

为了更好的评价完整性管理实施效果，计划 2022 年完成请第三方单位进行 1 次完整性管理工作效果评估，综合比较完整性管理效果及各项指标完成情况，发现过程中的不足，提高完整性管理循环的有效性和时效性。

站场完整性检测周期一般为 5 年，因此计划十四五期间完成 49 座站场的检测工作。

十三五期间新疆油田建立了全生命周期的完整性管理体系，实现了与公司综合管理体系的融合，提炼完整性管理制度 2 项。为保障完整性管理工作的稳步推进与持续运行，十四五期间，新疆油田将根据股份公司完整性管理最新要求、新疆油田公司油公司改革进度，不断完善体系制度和组织架构，每年进行体系内审和完整性管理工作检查督导。

十三五期间新疆油田在实验检测研究院成立管道及站场完整性管理研究室，配置管道防腐层检测、阴极保护系统检测、管道本体检测、储罐检测等各类检

测设备 18 类、24 台套，配置评估分析软件 1 套，已基本满足管道检测的需要，为组建管道检测机构奠定了设备基础。

十四五期间新疆油田按照“整体协调、专业设置、合作组建、分步实施”的工作机制，依托现有油田优势资源，扩充管道检验检测人员、专业技术人员，形成专业的管道检测评价机构，获得国家质检总局颁发工业管道定期检验资质（DD3），能够独立开展压力管道定期检测工作，出具合于使用评价报告，满足国家法律法规要求和新疆油田公司管道检测评价的需要，具体规划见下图：

图 7.2-2 新疆油田完整性管理技术支撑队伍组建规划

为了推进完整性管理工作，实现工作常态化和规范化，新疆油田计划在 2020 年~2025 年每年组织 1 次公司级培训。

（2）加强安全与环境风险的双控，持续深化 HSE 体系建设

强化责任机制建设。十四五期间，每年开展 HSE 责任清单评审工作，健全全员一岗一清单。健全考核、问责工作机制，严格监督，推动全员主动履责。

强化制度建设执行。结合法律法规变化，健全完善 HSE 制度体系，确保依法合规，切实提升制度规范的可执行性、可操作性；通过专项检查、审核评估等方式验证管理制度规范执行效果。

优化体系量化审核。深入推进“一体化、差异化、精准化”审核，以三年为周期完成公司全要素量化审核。突出管理层面追溯审核，并开展审核问题大数据分析。推进业务部门主导的专项审核，固化审核员全程负责制，健全问题整改闭环销项机制，实施严重问题重点督办。

①全面推进风险防控建设

围绕“识别大风险、消除大隐患、杜绝大事故”目标，全面推进风险防控建设。

精准识别风险。通过事故资源利用、安全现状评价等方式持续开展生产工艺、设备设施、施工作业的风险辨识，完善风险清单。按照评估标准对风险清

单开展专业评审，实现风险精准分级，明确各层级管控的主要风险。

落实分级管控。梳理建立各专业风险清单，将风险防控措施补充完善到相关单位和部门的生产管理过程中，明确各层级、各岗位管控责任，健全完善岗位责任清单，实现风险全面管控。

②持续强化隐患排查治理

按照“管工作管安全”的原则，按照“管工作管安全”的原则，健全业务部门常态化专项事故隐患排查工作机制，完善典型事故隐患的督办机制。

以三年为周期对 15 家油气生产及相关单位开展职业健康现状评价、安全现状评价、HAZAOP 分析，确保相关单位全覆盖；开展 800 井次高风险井口装置风险评价和检测工作。

结合国家重大隐患目录、中石油较大隐患目录及油田 HSE 体系审核、日常监督检查等数据，制定生产安全事故隐患分级目录，提高事故隐患排查的精准性、科学性和有效性。

建立并完善公司、二级单位两层级事故隐患专家库，专家设置应涵盖工程技术、地面工程、生产运行、安全环保等专业，完善专家隐患排查保障机制，充分利用专家资源做好隐患排查治理工作。

按照安全生产费用有关管理规定提取的安全生产费用总额，量入为出，突出急、险隐患的治理，把握好建设节奏，对有效益、成熟的新工艺、新技术进行大力推广，以达到提升生产设施本质化安全的目的。

（3）持续强化重点领域环境风险管控工作

①全面加强高危作业监管

强化作业许可理论和实操培训，将作业许可厂级监督人员培训提至公司级别，建立厂级监督持证上岗机制；通过专项检查、审核等方式推进作业许可制度有效执行，落实作业许可现场审批，严格作业前风险辨识和过程监管，确保高危作业风险受控。

持续开展非常规作业的风险研判，将风险较大的非常规作业及时纳入许可管理范畴，严格作业方案编制和审查审批，落实现场作业监管。

紧盯公司产能建设和油气增储扩能风险，加强新技术新工艺应用区块、增产措施实施区块及新建产能区块的风险研判、评估工作，从设计、施工和监管等方面落实风险防控措施，做好重点区块风险管控工作。

②持续强化承包商安全管理

持续深化“谁用工、谁负责、谁审批、谁负责”的安全准入资质审查、评级机制，针对 HSE 等级逐级提高监管要求，严格执行现场作业扣分、停工、降级等处罚措施，实现 HSE 等级动态管理，督促承包商主动提升管理水平。

选树典型承包商开展辅导审核培训，以点带面推动承包商执行统一的 HSE 标准。试点建立承包商管理指导工作组，采用一对一的方式指导改进，全面提高承包商 HSE 自主管理能力。

以把好作业人员能力关、素质关为目标，提高 HSE 取证培训的考核力度，强化不合格人员的管理，监督建设单位把入场前 8 个学时的安全培训工作当作一道工序来抓，确保现场风险管控措施的执行落实。

③持续强化特种设备管理

以“装备全生命周期管理理念”为引领，夯实基础工作，保障特种设备安全平稳运行。

立足系统研究。对使用时间长、技术状况差的关键特种设备开展系统性研究，在安全使用的前提下开展更新、改造。

关注关键环节。依法合规把好“资质审查、使用登记、基础管理、检验检测、培训取证”关键环节，重点加强对超期使用特种设备监管。

促进意识提升。进一步加强法律法规的宣贯，抓实特种设备管理队伍建设，不断提高员工安全管理风险意识。

④强化建设项目合规性管理

十四五期间持续贯彻、落实国家安全生产法律、法规和标准要求，依法规范建设项目安全“三同时”管理，合规开展安全预评价和安全设施设计专篇编制，做好评价报告和专篇验收工作，彻底消除“未批先建、边批边建”的现象。

项目建设阶段，进一步强化建设、施工、监理等各方安全责任的落实，加强安全设施建设过程管理和监督，严格落实高风险作业方案审查常态化，建设项目试运行、投运管理两级验收常态化。

项目验收阶段，及时组织完成安全设施竣工验收，强化业务部门间的对接，建立高危、高频隐患沟通反馈机制，促进建设项目安全平稳运行。切实落实建设项目安全设施与主体工程同时设计、同时建设、同时投入生产和使用，确保建设项目依法建设、合法投运。

⑤持续强化应急能力建设

信息化建设。完善公司应急救援信息系统，建立三级（公司、二级单位、基层站队）应急救援资源及管理信息数据库，实现应急抢险装备、物资信息互通共享和快速调用。

能力提升。发挥应急抢险救援中心专职作用，分析各层级 6000 多次实战（桌面）演练的短板并持续改进，提升应急处置能力及预案的针对性、实用性和可操作性。

资源配备。开展应急救援资源评估工作，研判公司、二级单位两级应急物资配置需求（自然灾害、突发事件等），提升应急资源配备、更新和补充的合理性。

⑥持续加强员工健康管理

源头防控方面，加强建设项目职业危害预评价、控制效果评价，在产能建设阶段确保工艺选型合理，防护设施到位，落实管理、技术措施。

健康体检方面，严格职业健康检查，完善职业卫生档案，科学开展重大疾病诊断、筛查、评估，三年为周期，实现全覆盖，开展员工健康风险预警工作。

基础建设方面，利用职业健康专项检查或专项审核，进一步理清职业卫生管理薄弱环节，从责任体系、规章制度、前期预防、场所管理、防护设施、教育培训、健康监护等方面，夯实职业健康管理基础。

（4）进一步完善规章制度

制度建设。依据集团新规定、新要求，结合公司安全生产和 HSE 监督工作现状，持续完善现有并执行的 2 项油田 HSE 监督管理方面的规章制度。

①执纪问责。发挥执纪问责职能，严格执行追责问责、公开曝光等工作机制，持续促进公司全员，特别是领导干部执行能力的提升和主体责任的落实。

②力量配置。结合公司二级单位人员培养机制，开展 HSE 监督人员培训和 HSE 管理干部实训，持续完善公司两级 HSE 监督机构的组织架构，提升业务能力。

③工作推进。持续助力推进公司“双重预防”机制建设，针对“四新”技术在智能油田建设的应用和重点工程、关键工序、非常规作业等高风险活动持续开展技术诊断、监督检查等。

7.3 循环经济与清洁生产

7.3.1 能源管控建设工程

能源管控是近几年发展起来的一种新型能源管理模式，是针对能源生产、输配和消耗等过程，以自动化、信息化技术为手段，通过能源计量和在线监测，运用对标分析和系统优化的方法，对能源利用实施动态监控和有效管理，促进能源利用最优化和经济效益最大化的活动。

2011 年，国家发改委《万家企业节能低碳行动实施方案》（发改环资[2011]2873 号）要求企业创造条件建立能源管控中心，对企业能源生产、输送、分配、使用各环节集中监控管理。2015 年 1 月，工信部发布《石油和化工企业能源管理中心建设实施方案》。集团公司于 2016 年 6 月组织编制并下发了关于推进能源管控工作的意见。

新疆油田公司既是能源生产企业，也是重点耗能企业，公司稠油产量占比大，尤其是超稠油和特稠油单位产品能耗高，为了进一步推进能耗精细化管理，在“十四五”期间迫切需要开展能源管控的建设工作，建立能源管控的硬件、软件配置的标准和规范，达到提质增效的目标和能耗指标。

新疆油田按照“先试验，后推广”的模式，在“十三五”期间已选取重油开发公司供汽一联合站开展了能源管控试点单元的建设工作，结合生产现状，按照建设内容主要分为基础设施、数据采集、数据库、支持平台、应用系统和信息发布 6 个部分，确定试点管控单元的建设目标为分析级。预计 2020 年完成，在减少人工投入的前提下，可将该站注汽锅炉热效率达标率提高至 90%，吨蒸汽耗气由 66.45Nm^3 下降至 65.5Nm^3，年可节约费用 500 万元。能源管控试点单位的建设为后期推广应用打下良好基础。

“十四五”期间按照油田生产系统整体考虑，分步实施。结合数字化油田建设方向，充分依托集团公司统建系统 A11、A2、E7 等系统功能，分别在注汽、集输、注水 3 个系统开展能源管控建设工作，建成新疆油田一套总管控系统和 3 个分系统的能源管控平台。针对各系统目前自动化程度，分别制定各系统建设目标；注汽系统建成优化级管控目标，集输系统、注水系统建成分析级管控目标，在现有自动化设备设施的基础上健全能源管控系统功能所需的计量、监控等硬件设施，同时完善和配置相应软件系统，建立相关标准和规范，实现管

控功能和目的。

项目实施后，预计形成集输、注水、注水、配电各系统于一体的能源管控体系，实现节能工作由数字化向智能化转变，大幅缩短“发现问题、处理问题、解决问题”的周期，使各系统能耗进一步降低。实施后预计年节天然气 1400 万方，节电 1500 万千瓦时，折合标煤 2.05 万吨，万元节能指标为 1.81tce/万元。

7.3.2 清洁生产

7.3.2.1 清洁能源技术推进工程

新疆油田参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（2009 年，试行）》，对所有区块开发项目必须做到清洁生产先进企业水平。

表 7.3-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重分值**	**评价基准值**
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm^2	15	符合行业标准要求
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%
		柴油机效率	%	10	≥80
		污油回收率	%	10	≥90
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150
定性指标					
一级指标	**权重值**	**二级指标**		**指标分值**	
（1）资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	
		柴油消耗	具有节油措施	5	
（2）生产技	30	钻井设备	国内领先	5	

术特征指标		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5
		有无防噪措施	有	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20
		定制节能减排工作计划		5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5
		满足其他法律法规要求		5

表 7.3-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重分值**	**评价基准值**
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0
		单位能耗	-	10	行业基本水平
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100
		生产过程排出物利用率	%	10	100
（4）污染物产生指标	30	作业废液排放量	m^3/井次	10	≤3.0
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150
		含油污泥排放量	m^3/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70
		一般固体废物（生活垃圾）	m^3/井次	5	符合环保要求
定性指标					
一级指标	**权重值**	**二级指标**			**指标分值**
（1）生产工艺	40	防喷措施	具备		5

及设备要求		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15
		开展清洁生产审核		20
		制订节能减排工作计划		5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20

表 7.3-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					
一级指标	**权重值**	**二级指标**	**单位**	**权重值**	**评价基准值**
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150
		落地原油回收率	%	7.5	100
		采油废水回用率	%	7.5	≥60
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80

定性指标							
一级指标	**指标分值**	**二级指标**					**指标分值**
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10

		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20
		制定节能减排工作计划		5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5
		老污染源限期治理项目完成情况		5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5

7.3.2.2 清洁能源技术推进工程

新疆油田在原油加热、站区保温及公寓生活热水加热三项合计年耗气 2.6 亿方，耗电 7200 万千瓦时，折标煤 37 万吨，能源成本 4.1 亿元，占油田生产能耗的 8%，油田生产及生活加热能耗成本高。

新疆油田公司所辖油田大部分位于准噶尔盆地及周边地区，油田所辖区域属典型的温带大陆性气候，太阳能资源属中国辐射资源的三类地区。太阳能资源丰富，准噶尔盆地及周边地区年均日照时数在 3200 小时以上，年太阳能总辐射量 5000～6490 兆焦尔/平方米，具备太阳能利用的极佳条件。空气能资源丰富，最冷月平均温度-12.6℃，最热月平均温度 33.3℃。太阳能和空气能是清洁可再生能源，取之不尽、用之不竭，用之替代传统能源已经成为目前的趋势。大力推进太阳能、空气能等新能源技术替代油田加热负荷，可大幅减少传统能源消耗量，对推进油田经济、绿色、可持续发展具有重要意义。

（1）太阳能利用技术

太阳能集热器是吸收太阳辐射能转化成热能，并将热能传递给工作介质的一种装置。太阳能集热器分为聚光型和非聚光型；聚光型集热器光热转换效率较高，相比非聚光型所需集热面积小，且介质温度较高，但是标准单元面积较大，小型系统的总效率较低，一般适用于大型的、中高温光热电站或工业供热系统；非聚光型集热器的介质温度较低，成本低，系统小时总效率基本不变，多用于民用供暖和供热水系统。

（2）空气源热泵利用技术

主要利用逆卡诺原理，以极少的电能，吸收空气中大量的低温热能，通过压缩机的压缩变为高温热能，是一种节能高效成熟的加热技术。空气源热泵在

运行中，蒸发器从环境中的空气吸取热量以蒸发传热工质，工质蒸气经压缩机压缩后压力和温度上升，高温蒸气通过永久黏结在贮水箱外表面的特制环形管冷凝器冷凝成液体，释放出的热量传递给了空气源热泵贮水箱中的水，冷凝后的传热工质通过膨胀阀返回到蒸发器，然后再被蒸发，如此循环往复。

（3）太阳能+空气源热泵利用技术

太阳能利用技术和空气源热泵技术的有机结合。系统在日照达到一定条件下，采用强制集热循环方式将太阳能量以热水方式保存至集热水箱，实现加热目的。在阴天及夜间无日照条件下，通过低温热泵将温度保持在设定范围，保证加热介质输出温度。

新疆油田在太阳能集热领域进行了积极的探索，利用太阳能集热器、空气源热泵代替电加热器，用分时定温自动技术，解决单井、计量站、转油站的冬季采暖和原油加热，解决偏远站区和野外作业的生活热水供应。“十二五”期间实施太阳能自动加热系统 4 套，太阳能路灯 30 套，实施 2000 平方米的太阳能集热系统改造，为注汽锅炉进水预加热，取得了显著的节能效果。“十三五”期间在准东接待公寓供热水系统进行改造施工，完成 3 台 36kW 空气源热泵替代 2 台燃煤锅炉，为 115 间客房提供热水；在采油二厂白 25 井区 59057 井、5510 计量站开展空气源热泵（20kW）、太阳能+空气源热泵（40kW）的先导性试验为单井和计量站原油加热，年节电率分别为 42%和 61%，并在白 25 井区进行推广改造，建成新能源示范区。

“十四五”期间根据集团公司清洁能源替代工作的统一部署，制定“三步走”发展思路和各阶段目标，采用清洁能源技术，对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。全部实施后，实现年节电 6080 万千瓦时，节约天然气 1273 万立方米，折合标煤 24403 吨。

7.3.3 生产系统提效工程

新疆油田重点燃气设备主要有注汽锅炉、加热炉和燃气压缩机，主要用于稠油开采注蒸汽、原油集输加热在原油加热以及天然气集输处理过程。由于产能结构调整、产出衰竭递减等原因，设备利用率、负荷率有所下降。同时随着环保要求提高，燃气设备排放指标需进一步提高，其中注汽锅炉点炉率约 70%，

长期停运 32 台，平均运行负荷率 85%以上；加热炉点炉率 65%，长期停运 150 台（主要为井口加热炉，站库加热炉 6 台），平均运行负荷率 75%；燃气压缩机运行率 90%以上，平均运行负荷率 60%，无长期停运。

表 7.3-4 新疆油田重点燃气设备统计表

参数	注汽锅炉	加热炉	燃气压缩机
输量(台)	404	1456	49
耗能(10^4tce/a)	227.2	31.4	6.8
系统效率(%)	89	77.3	26.47
主要应用场合	注汽站	稀油处理站	天然气处理站

利用率低、负荷率低和效率低的现状导致燃气设备运行不经济，三类重点燃气设备的能耗占公司生产总能耗的 85%以上，能耗高，成本高，针对该类设备提高利用率、提高效率是当前急需解决的问题。

（1）针对注汽锅炉，主要开展利旧研究，将停运的锅炉投运在新上产的稠油区块，并通过改造，满足蒸汽品质需求、环保排放要求和能效水平要求，相应的改造方式如过热改造、低氮燃烧器改造、烟气余热利用改造和红外辐射涂料改造等。提高利用率和效率。

（2）针对加热炉，主要开展提效研究，针对站区用热负荷实际，尤其长输管线季节性负荷变化情况，通过梯级配置加热炉功率，使得在用加热炉高负荷运行，保证加热炉较高热效率，同时考虑烟气余热用于站区生活用热，进一步提高能源利用率。

（3）针对燃气压缩机，主要开展更新改造，燃气压缩机排烟温度高，负荷低，效率低，单纯余热利用改造对整体能源利用率提高有限，且难以达到污染物排放要求，综合考虑，未来改造主要以电驱改造为主，可大幅提高效率，节约能耗和成本。

新疆油田前期在产能建设中持续推进停用注汽锅炉再利用工作，最大限度降低成本，维持稠油稳产目标；同时开展稀油开采井筒保温和集输加热方式研究，淘汰了部分井口加热炉。

“十四五”期间计划开展燃气设备提高利用率、提高效率研究，对部分停运锅炉设备在新区快再利用，配套相应提效措施改造；对部分低效率运行加热炉根据站场用热实际，梯级配置，提高在用设备运行负荷率；对部分低效率、低

负荷率燃气压缩机电驱改造。

7.4 碳减排路径

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的 40%以上，其中生产阶段的排放占 20%，使用阶段的排放占 80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

（1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS 等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

新疆油田应结合自身实际，建立以人与自然和谐共生为价值取向、以减污降碳协同增效为主要原则、以制度建设产业升级为重要抓手的绿色低碳发展战略，主动响应国家碳达峰碳中和行动，形成科技含量高、资源消耗低、生态良好的绿色产业结构和低碳能源供应体系，实现高质量发展，成为国家履行气候

宣示、实现碳中和目标、建设美丽中国的中坚力量。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以 20 年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的 86 倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的15%温室气体减排量当中，超过 60%来自甲烷减排，剩下 40%来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。

图 7.3-1 碳排放路径示意图

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决 70%的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1）更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的 30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2）安装排放控制装置：通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制，从而减少甲烷排放，占甲烷总减排量的 7%。然而排放控制设备（尤其是汽油油气回收系统）质量的不可靠，以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外，火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳，一定程度上还是产生了温室气体。

3）泄漏检测和修复（简称 LDAR）：通过使用红外摄像头等技术定位和修复全价值链泄漏，占甲烷总减排量的 26%。然而，由于 LDAR 提供商的服务质量和专业知识参差不齐，需要定期跟踪泄漏情况，劳动强度相对较大。

4）其他新兴技术：如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过 90%的陆上油田已通过电网来为采油设备供电，采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

（3）新疆油田新能源业务发展初步规划

新疆油田积极响应国家和集团碳达峰和碳中和发展目标，制定了新能源业务发展“十四五”初步规划，按照“清洁替代、战略接替、绿色转型”三个阶段发展新能源业务。2021-2025 年清洁替代的目标为：化石能源消耗力争下降 10%、碳排放总量力争下降 10%、累计清洁能源替代率提高至 25%，能源替代总量完成 103 万吨标煤（节能提效 53 万吨标煤；清洁能源利用 50 万吨标煤），实现油气生产过程中原煤和原油实际近零消耗。

实施“1462”布局，按照 1 个原则，从 4 个方向，实施 6 项部署，突破 2 项技术，确保完成“十四五”碳达峰，同时为碳中和打基础。

图 7.3-2 新疆油田“十四五”新能源发展规划布局图

主要技术路线包括：

1）结构优化：调整稠稀油产量占比，加快天然气上产，提高电气化率。

2）电：主要由光伏和风电提供，自备燃气电站调峰，不足部分由国网提供。

3）热：低温热由“平板光热+蓄热+电锅炉+余热+燃气”联合提供；高温蒸汽由”聚光光热+电锅炉+燃气锅炉+生物质锅炉“联合提供。

图 7.3-3 新疆油田“十四五”新能源发展技术路线图

节能减排提效及清洁替代路线图如下。

图 7.3-4 新疆油田“十四五”节能减排提效及清洁替代路线图

8 规划所包含建设项目环评要求

根据《规划环境影响评价条例》、《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》等文件精神，结合规划环评提出的指导意见做好环境影响评价工作，落实规划环评提出的要求。

本次评价在对新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响评价的基础上，针对规划实施后的各个具体项目，其环境影响评价在项目层次上应在工程分析、污染防治措施、环境风险等方面进行强化；强化环境监测和环境保护相关措施的落实；同时在资源环境现状调查、相符性分析以及选址与规模分析等部分内容可进行适当精简。

8.1 精简建设项目环评内容

在通过规划环评审查后，对于规划内的各个具体建设项目，建议按照规划环评结论和审查意见的要求，作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。

（1）深化项目环评“放服管”

根据新疆生态环境厅发布的《进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133 号），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）。对于本次规划涵盖的各个区块范围，明确区块属性为老区块，明确在本次规划涵盖的各个区块范围进行区块开发或滚动开发，应对照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），属于“五、石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711 中的其他”，编制报告表；涉及敏感区的区块开发（含内部集输管线建设）对照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），属于“五、石油和天然气开采业 07 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）”，编制报告书。

表 8.1-1 规划所包含项目环评类别

规划所包含项目	区块属性	环评类别		本栏目环境敏感区含义
		报告书	报告表	
本次规划涵盖的各个区块陆地石油开采 0711	老区块	涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）	其他	第三条（一）中的全部区域；第三条（二）中的除（一）外的生态保护红线管控范围，永久基本农田、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区；第三条（三）中的全部区域
本次规划涵盖的各个区块陆地石油开采 0711	老区块	涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）	其他	

（2）环境现状调查与评价

规划环评中资源环境现状、污染源调查等资料可供建设项目环评共享，相应评价内容可简化。

①可简化自然概况章节：包括“建设项目周围地区的环境现状”项下共 8 类内容—地理位置；地质、地形、地貌和土壤情况，河流、湖泊（水库）的水文情况，气候与气象情况；矿藏、森林、草原、水产和野生动物、野生植物、农作物等情况；自然保护区、风景游览区、名胜古迹、温泉及疗养区。

②可简化环境现状评价：本次评价收集了历史监测资料，并对规划区域的大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境及生态环境进行了详细评价，建议在进行下一层次项目环评时，若规划区域的现状监测仍在有效期范围内，可以对该部分内容进行简化。

同时结合实际情况分析已有监测资料的时效性，必要时开展补充现场监测。

（2）政策、规划相符性分析

在符合规划产业定位，符合本规划环评的环境管控要求和生态环境准入清单的基础上，项目环评文件中建设项目与国家产业政策相符性、资源能源利用政策、资源利用合理性分析、清洁生产与循环经济、污染物总量控制等内容可简化，项目选址选线、规模分析等内容可适当简化，项目的基础设施依托合理性分析可适当简化。

（3）环境影响评价

①废水：规划内的各个具体建设项目依托规划范围的污水处理系统等，可直接引用规划中评价结论，地表水环境影响预测可做一般论述，重点分析项目废水从水量上依托场站污水处理系统的可行性；涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。

②噪声：不以噪声影响为主且与敏感目标距离较远时（项目边界距离敏感目标边界超过 200m 时），噪声环境影响分析可定性分析。

③地下水：对于不涉及地下水环境敏感区的规划具体项目，地下水环境影响分析可酌情简化。

④生态环境：对于规划的具体项目评价范围不涉及国家级生态红线保护区和生态空间管控区域，项目环境影响评价可简化生态环境影响分析，直接引用本次规划评价中生态环境影响分析的结论，落实生态保护措施。

项目环评文件应将规划环评结论及其审查意见作为重要依据，可采用在项目环评文件中精简内容部分引用规划环评相关结论，减少环评文件内容或章节等方式实现。

8.2 强化建设项目环评内容

在规划环评的基础上，规划内的各个具体建设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，在工程分析、污染防治措施、环境风险等方面进行强化，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。

（1）工程分析

建设项目环评文件应根据项目的生产工艺，对污染物产生环节、产生方式和治理措施等内容进行强化，科学核算污染源源强，以便为排污许可管理提供有效的技术支持。

具体项目环评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。

（2）项目污染物排放许可

根据《排污许可证管理暂行规定》，实行排污许可证制度；

给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求。包括工程组成及原辅材料组分要求，建设项目拟采取的环境保护措施及主要运行参数，排放的污染物种类、排放浓度和总量指标，污染物排放的分时段要求，排污口信息，执行的环境标准，环境风险防范措施以及环境监测等。提出应向社会公开的信息内容。

（3）环境保护措施

①明确提出建设项目建设阶段、生产运行阶段和服务期满后（可根据项目情况选择）拟采取的具体污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施；分析论证拟采取措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性。

各类措施的有效性判定应以同类或相同措施的实际运行效果为依据，没有实际运行经验的，可提供工程化实验数据。

②具体项目应严格执行大气减排要求的废气处理措施；明确废水的产生情况、治理措施和去向，确保废水妥善处置；明确危险废物按照规范要求暂存、转运、处置；明确环境风险源项及要求采取的环境风险防范措施。

给出各项污染防治、生态保护等环境保护措施和环境风险防范措施的具体内容、责任主体、实施时段，估算环境保护投入，明确资金来源。

③建设项目环评应明确受影响敏感目标（村庄、学校、自然保护区等）的位置、规模、影响程度等内容，并在广泛征求受影响的公众和单位意见的基础上，提出减缓项目建设对敏感目标影响的具体环境保护措施。

④环境保护投入应包括为预防和减缓建设项目不利环境影响而采取的各项环境保护措施和设施的建设费用、运行维护费用，直接为建设项目服务的环境管理与监测费用以及相关科研费用。

9 环境管理及环境监测

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

通过对规划区域环境要素进行监测，掌握环境质量状况及发展趋势，以验证规划环境影响预测评价结果，对规划实施后的环境影响、环境保护措施落实情况和效果，进一步为环境污染控制和环境管理以及区域开发的环境保护提供科学依据。

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理制度

9.1.1.1 机构设置

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

各二级单位负责规划中相应区块在生产运行期的环境管理工作，其环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，对环境保护管理全过程监督。规划方案中单体项目设专职环境管理人员，全面负责前期开发建设期的环境管理工作。

9.1.1.2 机构职责

中国石油新疆油田分公司环境管理机构的主要职能是：

（1）掌握新疆油田的的环境状况，统计分析污染源情况；

（2）研究和提出各污染源的治理方案，监督环境保护设施的建设和运行；

（3）组织指导基层单位的污染源监测工作；

（4）监督检查公司所属项目 “三同时”制度执行情况，参与环保设施的竣工验收工作等；

（5）处理有关污染事故和污染纠纷；

（6）制定公司环境保护方面和安全生产方面的作业程序和规章制度，制定公司的环境保护规划和计划。

中国石油新疆油田分公司安全环保部自成立以来，制定了目标清晰的环境保护规定，已形成一套可行的环境管理计划，促进了公司的环境保护工作，并取得了一定的工作成绩。

9.1.1.3 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

采出水管理按照优先循环利用，富裕达标外排的原则，采出水优先用于油田注水和注汽锅炉用水，富裕水处理达标后外排至合法设置的排放区域，不得排入地表水体。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面

对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于规划的不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

④加强监测

应加强对规划各区块地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水环境监测与管理的要求在规划各区块进行布设。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

9.1.2 环境管理体系建立及运行

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

各负其责的环境管理体制。

9.1.3 环境管理计划

9.1.3.1 环境管理主要任务

（1）从区域环境保护角度出发，对单项开发工程提出环境保护要求，进行指导监督，并协调单项工程环境保护与区域环境保护的关系，使单项工程服从区域环境保护工作。

（2）从区域环境保护的角度，筹划、组织、实施单项工程难以承担、涉及流域性保护的环境保护计划措施，建立长期定时监督制度，组织对水质、陆生生物等环境要素进行监测。

（3）单项工程难以解决的环境事故和环境问题，并且与地方政府协调划定管理区域，对管理区域内污水排放、水域开发利用、生态建设、水土保持等进行综合管理，确保区域环境功能满足相应的要求。

（4）促使石油天然气开发工作与环境保护工作有机结合，促进区域生态环境建设工作的顺利开展，使石油天然气开发与区域内生态建设相互协调。

（5）负责与外单位和地方环保部门的联系，了解公司和地方政府环境管理部门的环境保护要求，并及时上传下达。在公司的统筹安排下，监督各生产单位（井队、站场等）贯彻和落实。

（6）建立和实施钻井作业的 HSE 管理体系，对钻井全过程实施环保监控和环保工程的监督和检查，建立完整、规范、准确的污染源基础资料、环境统计报表和环境保护设施技术档案，参与环境应急预案的演练与实施，对井场作业员工进行环境保护宣传和教育。

9.1.3.2 环境管理手段

（1）加强环境保护管理制度建设，推行环境保护目标责任制，实行环境保护工作检查、考核和奖惩制度、环境统计报表制度、 环境监测管理制度以及污染事故报告制度，以行政手段督促、检查，促使各个生产岗位按要求完成环保任务。

（2）从项目的设计、施工到运营各个阶段，注重采用先进的和对环境有好处的工艺、技术和设备，实施清洁生产，做好污染预防工作。

（3）制定并严格执行《环境保护奖惩办法》，促进环保工作的定量考核，

做到奖优罚劣，将环境保护与企业的经济效益结合起来。

（4）加强职工的环境保护培训，提高员工处理应急事故的能力，降低污染事故中的人为因素。

（5）配备必要的环境监测仪器或委托有关监测单位，开展污染源以及环境质量监测工作。

9.2 环境影响跟踪评价计划

9.2.1 评价目的

根据《规划环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 130-2019）的要求，开展跟踪评价。对环境影响事前评价的各种环境要素进行针对性的监测、调查、统计，分析规划实施的实际环境影响，评估规划采取的预防或者减轻不良生态环境影响的对策和措施的有效性，研判规划实施是否对生态环境产生了重大影响，对规划已实施部分造成的生态环境问题提出解决方案，对规划后续实施内容提出优化调整建议或减轻不良生态环境影响的对策和措施。

9.2.2 跟踪监测和评价内容

开展跟踪监测和评价的主要内容见表 9.2-1。

表 9.2-1 规划环评跟踪评价内容

分类	主要工作内容	主要目的和意义
规划实施情况	规划实施现状（定位、空间范围、布局、规模等）	掌握规划实施现状及开发强度
	现状污染源调查	
环境质量评价	环境空气质量监测及评价	掌握环境空气、水环境、噪声、土壤环境质量变化趋势
	地表水环境质量监测及评价	
	地下水环境质量监测及评价	
	噪声环境监测及评价	
	土壤环境质量监测及评价	
生态系统评价	自然林地保护情况	掌握生态环境质量变化趋势
	绿地建设情况	
环保措施	能源结构与大气环境污染控制	环保措施的有效性和实施

分类	主要工作内容	主要目的和意义
	中水回用与水环境污染控制	情况
	排水系统建设和使用情况	
	噪声环境污染控制	
	固体废物处理处置	
	土壤环境污染控制	
	生态环境污染控制	
环境管理	环境管理体系情况	回顾并修订环境管理各项措施
	环境监测情况	
	总量控制执行情况	
	“三线一单”情况	
	公众意见	

9.2.3 跟踪监测

9.2.3.1 环境质量监测

中国石油新疆油田分公司应对与规划区域开发建设密切相关的区域大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境质量进行例行监测，随时掌握区域各类环境质量状况。

规划区域环境质量例行监测项目和频次按表 9.2-2 所列。

表 9.2-2 环境质量监测计划

环境要素		监测点（断面）设置	监测项目	监测频次	实施单位
生态环境	土壤	各类地面工程及周围	1、土壤有机质等 2、土壤侵蚀类型、程度、侵蚀量、面积	每年 1 次	中国石油新疆油田分公司
	野生动植物	各类涉及生态环境敏感保护目标的地面工程内外及其周边区域	1 植物种类、数量 2 国家重点保护野生植物调查 3 卡山保护区周边野生动物巡护、拍照记录	每年 2 次	
	景观与植被	勘探规划范围内	景观类型、植被类型、草群高度、生物量	每年 1 次	
地表水环境		地表水水体（玛纳斯河）	pH 值、石油类、COD、硫化物和氨氮	每季度 1 次	

环境要素	监测点（断面）设置	监测项目	监测频次	实施单位
地下水环境	规划各区块（西北缘、腹部、东部、南缘）地下水监控井。 重点监测有民用井取水层位和其它有供水意义的含水层	水位及水温、pH、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、汞、锰、砷、铅、六价铬、镉、氰化物、氟化物、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2--}	每年 1 次，发生事故时加大取样频率。	
环境空气	规划区域大气评价范围内规模较大的居住区（村庄、城镇）、自然保护区、风景名胜区、森林公园等需要特殊保护的区域	颗粒物、SO_2、NO_2、非甲烷总烃	每季度 1 次，每次连续监测 7 天	
声环境	规划区域各类地面工程周边 200m 范围内规模较大的居住区（村庄、城镇）、学校、医院等	等效连续 A 声级：Leq（dB(A)）	每年 1 次，每次连续监测 2 天，昼夜各监测 1 次	
固体废物	危废暂存场	固废产生量和组分	每年 1 次	

9.2.3.2 污染源监测

（1）有组织废气排放源监测

常规监测：对各站场的有组织排放废气，主要为各燃气设备的燃烧废气进行每季度一次的例行监测。各二级单位应当按照国家有关规定和生态环境监测标准、技术规范，对所排放的污染物开展自行监测并保存原始监测记录，将监测数据上传至生态环境主管部门污染源监测数据管理平台。

依法要求安装使用污染物排放自动监测设备的企业应当保证污染物排放自动监测设备正常运行，与生态环境主管部门的监控设备联网，并自行开展污染源自动监测的校验比对，及时记录、报告和处理异常情况，确保监测数据完整有效。

（2）区域无组织排放监测

为规划区域的无组织排放，建议在规划各区块（西北缘、腹部、东部、南缘）设置监测点。可委托有资质的监测单位，不定期在区块按其无组织排放特征，监测空气中特征因子的无组织排放污染物浓度。

（3）废水排放源监测

规划内各站场应在各自污水处理系统出口处设置监测点，确保废水达标回用或外排，每季度监测一次。

健全污染源在线监控系统。建立废水自动监控系统，实现废水外排口在线监测仪器、自动取样和电子阀门全覆盖。所有在线监测与监控设施应与环保部门联网。

企业根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

规划区域废气、废水等污染源普适性监测计划详见表 9.2-3。

表 9.2-3 污染源监测计划

污染源名称		监测项目	监测频次	实施单位
废气污染源	燃气锅炉	氮氧化物，二氧化硫，颗粒物，工况（烟气含氧量，烟气流量，压力，温度，湿度等）	每季度 1 次	中国石油新疆油田分公司
	燃煤锅炉	氮氧化物，二氧化硫，颗粒物，工况（烟气含氧量，烟气流量，压力，温度，湿度等）	在线监测	
	规划各区块（西北缘、腹部、东部、南缘）	非甲烷总烃、H_2S、其它特征因子	每季度 1 次	
废水污染源	自建污水处理设施	废水量、悬浮物、COD、BOD_5、石油类等	每季度 1 次	
	废水外排口	废水量、悬浮物、COD、BOD_5、石油类、氨氮、总氮等	废水量、COD、氨氮在线监测；其它项目每季度 1 次	
噪声	各站场厂界	连续等效 A 声级	每年 2 次	
规划单体项目验收监测		根据生产工艺及状况确定监测要素、监测点位和监测因子	投产时或连续两个生产周期	

9.2.3.3 污染事故应急监测

环境污染事故是由于人为或者其他突发性因素使得有毒有害物质大量、突然地外逸、泄漏、对环境和人群造成危害的事件，一般具有突发性、不确定性、变动性、危害性。因此中国石油新疆油田分公司应当制定适宜的应急性监测计划。

10 公众参与

10.1 公众参与目的

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号）、《规划环境影响评价条例》、《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 号文）等相关规定，本次规划在评价过程中开展公众参与和信息公开。

公众参与旨在通过公众对新疆油田十四五地面工程发展规划建设的意见、要求和看法，在规划环境影响评价中能够全面综合考虑公众的意见，吸取有益的建议，使得新疆油田后续发展更趋完善和合理，制定的环保措施更符合环境保护和经济协调发展的要求，从而达到可持续发展的目的，提高新疆油田整体的环境效益和经济效益。

此外，通过公众参与，还可使得周边居民、企业以及管理部门加深对新疆油田十四五地面工程发展规划建设的了解，相互之间架起沟通的桥梁，有利于取得各方面的配合，促进新疆油田发展，最大限度地发挥综合社会效益。

10.2 方法和原则

本次环境影响评价的公众参与工作采取网络公示（包括问卷调查公示）、主流媒体公示的方式，向公众介绍本规划的主要概况和主要环保设施，以使公众认识和了解本规划实施情况，并广泛听取各界新疆油田十四五地面工程发展规划及环境保护方面的意见和要求。

调查以代表性和随机性相结合，代表性是指调查对象具有代表性，公众参与来自社会各界人士；随机性是指对象在统计学上是随机的，调查对象的选择机会均等，公正无偏。

10.3 环境评价信息公开情况

10.3.1 第一次信息公开

规划建设单位中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 5 月 17 日在新

疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网（http://www.xjhbcy.cn/blog/article/7505）进行了规划环评的第一次信息公开。网络公告截图见图 10.3-1

公开的环评信息内容包括：

1）规划名称及概况；

2）规划实施单位的名称及联系方式；

3）承担环境影响评价的单位及联系方式；

4）公众意见表的网络连接；

5）提交公众意见表的方式和途径。



图 10.3-1 网络第一次公示截图

10.3.2 第二次信息公开

（1）网络公示

环评初稿完成后，规划建设单位中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 11 月 29 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网（http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8441）进行了规划环评的第二次信息公开（征求意见稿公开），公示期不少于 10 个工作日。

（2）主流媒体公示

在网络第二次公示期间，分别于 2021 年 12 月 3 日及 12 月 8 日在《新疆法制报》上刊登了新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响评价第二次公示。

第二次网上公示、报纸公示的主要内容为：

（1）《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》环境影响报告书（征求意见稿）全文及查阅纸质报告书的方式和途径；

（2）征求公众意见的范围和主要事项；

（3）公众意见表的网络链接；

（4）公众提出意见的方式和途径；

（5）公示期限；



图 10.3-2 网络第二次公示截图



06 本期看点

新疆法制报

2021/12/3 星期五

责任编辑 杨燕 孙苑

15名干部和民警牺牲 阻止更大规模恐怖袭击 群众无人员伤亡

还原2013年新疆巴楚“4·23”严重暴力恐怖案件“生死时速”

□石榴云/新疆日报记者 隋云雁 李行

11月12日下午，新疆喀什地区巴楚县色力布亚镇的小型商贸市场里，村民们漫步其中，悠闲地选购商品，孩童在商铺门前骑着玩具车嬉闹玩耍，闲适的南疆农村冬日生活景象映入眼帘。前一天是色力布亚镇的“星期四巴扎”，一整天人山人海的喧嚣热闹蝟去，来自周边县市和乡镇的数万名商贩带着交易收获心满意足离开后，这里又进入日常状态。

记者通过安检门进入市场，同行的巴楚县公安局琼库尔恰克派出所所长斯来曼·买苏提边走边向记者讲述。“当年，色力布亚派出所所长任昌举的车在那边被烧毁，这个墙角藏匿了一名暴恐分子，他手臂上绑着长刀，另一只手握着斧头，挥舞着冲出来，将教导员买买提明·吾布力杀害，就倒在这个位置……”

2013年4月23日13时30分许，在巴楚县色力布亚镇，一伙恐怖分子制作爆炸装置时，被入户走访的社区工作人员发现，3名社区工作人员当场被杀害，闻讯赶来的镇政府工作人员、民警遭恐怖分子伏击，案件共造成15人死亡、2人重伤。恐怖分子还袭击了镇政府和派出所。

斯来曼·买苏提当时是色力布亚派出所民警，参战了案件处置。随着他的讲述，相隔8年的时空在此重叠，当时一幕幕悲壮惨烈场景就在眼前，不可磨灭。

一批批干部和民警前赴后继奔向现场，无一人退缩

从警方的通报中，我们可以清晰看到案情全貌。而在案发当时，身临现场的干部和民警面临的是猝不及防的恐怖袭击，在没有任何预警、无法与外界通联甚至来不及思考的情况下，他们第一时间作出的反应，均是英勇无畏、殊死斗争。

15条生命为了正义在血色中流逝。在深入采访中，记者获知了更多催人泪下的细节。

“当天，英巴扎社区干部和警务室民警、协警开展正常居民走访工作，来到一户居民家中，他们发现了可疑人员和物品。”时任色力布亚镇党委书记的马文博说，这些可疑物品中有制造爆炸物的工具等。随着询问工作的开展，派出所和社区领导接到消息十分重视，也陆续赶来。

因为民居中有一间房上了锁，一名恐怖分子伴称去拿钥匙，纠集团伙成员前来施暴。面对突如其来的刀斧砍杀，干部和民警无人转身后退，他们和恐怖分子殊死搏斗，唯一携带手枪的任昌举打光了6颗子弹，3名女干部被乱刀砍死。因寡不敌众，其余人被逼入一个房间，恐怖分子堵住房门，纵火将他们活活烧死。

买买提明·吾布力和民警海力力·吉力力闻讯后奔向现场，遭遇众恐怖分子砍杀，买买提明·吾布力倒在了市场和民居相连的小巷中，海力力·吉力力身受重伤。

“从后来的案情还原中我们看到，干部、路上执勤交警、从县上来办案的刑警、周边村（社区）警务室民警和协警、民兵等，一得知出事，都义无反顾奔向中心现场，”马文博说。

在村里开展工作的色力布亚镇党委宣传委员孙超见到火势起来救火，遭遇恐怖分子袭击，倒在血泊中。他的头颅被斧头从眉间硬生生劈开，脖颈被砍断一半；

时任派出所民警艾合买提江·吾布力到达现场后，掀开帘子冲进民居的院子，被砍伤后退出，稍作喘息后再次冲了进去；

时任派出所协警艾孜提艾力·麦麦提在路上奔跑，群众提醒他前方有危险，他想也没想就冲入现场。被4名手持长刀的恐怖分子砍伤后，他甩着血淋淋的胳膊一路狂奔至几百米远的镇政府报告消息，说出“有暴徒袭击”，就栽倒在地；

时任巴楚县公安局交警大队色力布亚中队中队长刘成正在疏导交通，闻讯赶往遭到袭击的派出所。面对众多恐怖分子，他果断拔枪，击毙1名恐怖分子……

色力布亚镇周边的阿拉格尔派出所民警赶来了，英吾斯塘派出所民警赶来了，琼库尔恰克派出所民警赶来了，巴楚县公安局机关民警赶来了，喀什地区公安局民警赶来了……增援力量从四面八方向色力布亚聚拢。

15时许，案件平息，警方击毙6名恐怖分子，抓获8名。

“事发突然，有了艾孜提艾力的及时报告，我们在镇政府的应对处置由被动变为主动，这个时间差虽然不到1分钟，却极为宝贵。”马文博说。

站在记者面前的艾孜提艾力·麦麦提体态精瘦，神情干练。他因在案件处置中的英勇表现被转为正式民警，如今已成长为一名破案能手。

恐怖分子意在人员密集场所施暴，烈士用生命避免了更大伤亡

经审讯，恐怖分子交代，他们在色力布亚镇租住房屋，秘密进行体能训练、制造爆炸物品，准备刀具斧头，意图当年夏天在喀什市人员密集的大型商超实施恐怖袭击。

由于扎实的基层工作，恐怖分子的藏身之处被及时发现，他们狗急跳墙，就地发动“圣战”。15名烈士，燃烧了生命的

九团派出所民警的协助下，我们摸排到恐怖分子的位置。”这场行动，买买提江·吐尔逊他们格外谨慎，因为怕被人注意到自己的陌生面孔，抓捕行动在夜间进行。车辆行进一段路之后，停在土山背后，他们步行2公里路，包围了恐怖分子藏匿的住房，一举抓获。

这个团伙已经制作成功20枚爆炸装置，埋在色力布亚镇沙漠边缘一处戈壁滩！起获！

历经参战人员连续5昼夜奋战，至4月28日，逃往喀什、巴音郭楞蒙古自治州和乌鲁木齐等地的11名犯罪团伙成员先后落网，20枚爆炸装置全部起获，此外还起获3面“圣战”旗帜，以及大量制爆原料、管制刀具和非法宗教宣传品。

“那天起我成为了真正的警察，走战友没有走完的路”

接受采访时，斯来曼·买苏提拿出一张珍藏的照片，那是色力布亚派出所民警在2012年的一张合影，也是大家最后的全家福。案发那天，派出所有5名民警和2名协警壮烈牺牲。

2013年，斯来曼·买苏提是色力布亚派出所英阿瓦提管理区的社区民警。4月23日当天，他和艾合买提江·吾布力刚从喀什市出差返回，得知出事，就立即投入战斗。“当时有个恐怖分子躲在巷子里，场面出奇安静，我估算着枪里还有1发子弹，和张福新打了个眼色，我们同时开枪，击倒了他。”

眼睁睁看着战友的遗体一个个从废墟中被抬出，这名当年只有26岁的年轻民警经受了巨大的心理冲击。

清理现场时，斯来曼·买苏提根据一具遗体的手表认出了他就是刘牧。案发前一晚，刘牧忙完工作，发了一个朋友圈“终于可以睡觉了”。“我当时还在喀什，看到后还评论了一句。我怎么也再也醒不过来了，”说完这句，买苏提陷入沉默。

“那天起，我的泪水，肝肠寸断的想念，后悔，让斯来曼·买苏提一夜成长。”我想，从4月23日起，我的人生的警察了。战友没做完的事，我的反恐之战开始了，”他说。

“那天，他对妻子说，如果在工作中有我牺牲了，就把我葬在吐尔果提，是在娃娃长大后我牺牲的地方工作的地方。

斯来曼·买苏提一直留在偏远的南疆，距离县城100多公里，都是地处较严峻的区域。他时常会从最坏的角度考虑，民警出现意外的教训。“警钟长鸣，无论是走在路上，还是和人谈话，甚至乃至呼吸我都会仔细观察，从最坏的角度考虑，民警出现意外的教训。”他说。

“我一直在想，这些人为什么杀人？境外来的暴恐音视频都是想渗透太深；南疆群众很容易被洗脑。打击暴恐犯罪工作同样重要。”斯来曼·买苏提说。

每天只要没有会议，就去走访26个村一圈要过一遍，了解诉求，宣传党的好政策和法律，哪里有薄弱环节，哪里是短板，哪里心里不踏实。”他说。

“现在，斯来曼·买苏提追踪辖区内的极深、涉及49人的暴恐案件。

“现在的南疆稳定和谐，去极端化工作也取得了很大成效。你们下次来色力布亚时，一定要感受一下周四巴扎天繁荣的民间经济，稳定红利给各族群众带来了福祉。”采访结束时，斯来曼·买苏提告诉记者，战友未竟的使命，我们定会努力完成，战友用生命保护的家园，我们定要全力守卫。

新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响评价公众参与第二次信息公示

《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书》(征求意见稿)已编制完成，现向公众征求与该规划环境影响有关的意见，征求意见稿查阅方式和途径，公众提出意见的方式和途径等相关事宜项请在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站查阅(http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8441)。

中国石油新疆油田分公司开发公司

2021年12月3日

法院及其它公告

新疆法制报总第6008期

2021年12月3日

公告查询电话：2847778

1980年8月1日创刊

新闻监督电话：(0991)3532362

地址：乌鲁木齐市水磨沟区碾园北路500号 网址：www.xjfzb.com 电子信箱：xjfzbtg@163.com 发行采通部：3532360

广告部：2847778 2304144(传真) 邮发代号：57-7 订阅处：全国各地邮局 全年定价：282元 零售价：1.18元

广告经营许可证号：6500005000015 印刷：新疆日报社印务中心(乌鲁木齐经济技术开发区(头屯河区)吕梁山街959号)

图 10.3-3-2 报纸公示（12 月 3 日）截图



06 法服·公告

新经法制报

2021/12/8 星期三

责任编辑 叶滢 桂贤

变更抚养权，问问孩子答不答应

□石榴云/新疆法制报首席记者 古雪丽 通讯员 古丽努尔·如孜

典说

父母对未成年子女负有抚养、教育和保护的义务。夫妻双方解除婚姻关系后，各自的生活状况可能发生较大变化，导致取得抚养权的一方无力继续抚养孩子。为此，《中华人民共和国民法典》规定，双方可协商确定孩子的抚养权，也可以通过诉讼请求变更。

关键词：变更抚养权

身边事

麦某与艾某于2005年登记结婚，次年生下儿子玉某。后二人因性格不合于2007年离婚，经法院调解，双方约定玉某跟随母亲麦某生活，抚养费由麦某承担，艾某每个月探望孩子3次。

此后，麦某经常无故拒绝艾某探望孩子。2008年，麦某再婚，将儿子交给母亲帕某抚养，却未按时给付生活费。帕某年老体衰，经济拮据，无法照顾玉某。今年11月，帕某将艾某告上法庭，向其索要玉某的抚养费。

艾某到庭后则提出，变更抚养权，由自己抚养孩子，否则抚养费免谈。

法典说

家庭纠纷如果一判了之，难以从"根"上解决问题。巴楚县人民法院英吾斯塘人民法庭庭长米日古丽·亚森受理此案后，决定以调解的方式解决纠纷。

"子女抚养权确定的基本原则是最有利于子女成长，孩子已满14周岁，我们应当充分尊重孩子的意愿。"米日古丽从最大限度保护未成年人合法权益的角度出发，向原被告释法。

《中华人民共和国民法典》第一千零八十四条规定，"父母与子女间的关系，不因父母离婚而消除。离婚后，子女无论由父或者母直接抚养，仍是父母双方的子女。离婚后，父母对于子女仍有抚养、教育、保护的权利和义务。离婚后，不满两周岁的子女，以由母亲直接抚养为原则。已满两周岁的子女，父母双方对抚养问题协议不成的，由人民法院根据双方的具体情况，按照最有利于未成年子女的原则判决。子女已满八周岁的，应当尊重其真实意愿。"

此外，《关于人民法院审理离婚案件处理子女抚养问题的若干具体意见》规定，与子女共同生活的一方不尽抚养义务的，另一方可以要求变更子女抚养关系。

米日古丽说，根据离婚协议，麦某应妥善抚养儿子，但其再婚后并未履行应有义务，导致儿子和自己的母亲帕某陷入生活困境。而经过沟通，玉某也表示愿意跟随父亲艾某生活，应尊重他的真实意愿。

最终，在米日古丽的调解下，双方达成共识，由艾某抚养孩子并承担孩子的抚养费。

提个醒

夫妻双方决定离婚的同时，应当妥善处理子女抚养权归属问题。作为父母，即使离婚后也要依法承担各自的抚养义务，与子女共同生活的一方无权取消对方对孩子的监护权。此外，不直接抚养子女的父或者母，有探望子女的权利，另一方有协助的义务。

租客列20项维修项目清单 房东全要付吗？

租户入住一个月即给房东列出一张有20余项维修项目的清单，自行维修后，又自作主张从房租中扣除维修费用，房东不满要求其搬离，双方因此对簿公堂。近日，上海市青浦区人民法院审理了此案。

今年2月1日，江女士与房东陈大爷签订租赁合同，约定租期3年。入住1个月后，江女士便向陈大爷发送一张维修项目清单，包括阳台门锁坏了，已买，花费100元；雨篷绳子坏了，已更换，300元……

陈大爷算了算，共计20余项，立即回复："我不同意任何未经同意的维修或更换。家具或家电出现问题先联系确认，5日内未能解决方能进行维修或更换。"

3月底时，陈大爷发现，江女士少付了2000余元房租，询问后得到的回复是其自行扣除了维修费用。陈大爷回复："你不断擅自修理更换房屋相关设施，我安排上门检查维修时故意不予回复，且不按时交纳全部房租，严重违背合同……为此，我要解除租赁合同，请你在6月1日前搬离。"怎料，江女士反将陈大爷诉至法院，要求其退还押金、支付违约金并赔偿提前搬家的损失。

青浦区法院经审理认为，双方约定房屋维修、维护需提前通知，而江女士自行维修，属于未提前告知、未经确认的擅自维修，由此发生的费用应由其自行负担。陈大爷3月初便对江女士擅自维修的行为明确表示不予认可，月底时对其扣除租金的行为明确表示不同意，江女士属欠付租金，陈大爷行使合同解除权，有事实和法律依据。在违约方系江女士而非陈大爷的情况下，法院驳回江女士全部诉请。

法官指出，承租人应合理使用房屋及其附属设施。即便遇到非人为损坏的情况，亦应按合同约定提前告知出租人，而非未经提前告知便自行维修并擅自抵扣房租。

据12月6日《上海法治报》

其它公告
新疆法制报总第6011期
2021年12月8日
公告查询电话：2847778

中国长城资产管理股份有限公司新疆维吾尔自治区分公司
对新疆闽港贸易有限公司、新疆宏盛龙翔废旧物资回收有限公司两户债权的处置公告

一、项目基本情况

中国长城资产管理股份有限公司

序号	债务人名称	债权本金
1	新疆闽港贸易有限公司	10000
2	新疆宏盛龙翔废旧物资回收有限公司	4800
	合 计	14800

新疆油田公司"十四五"地面工程发展规划
环境影响评价公众参与第二次信息公示

《新疆油田公司"十四五"地面工程发展规划环境影响报告书》（征求意见稿）已编制完成，现向公众征求与该规划环境影响有关的意见，征求意见稿查阅方式和途径，公众提出意见的方式和途径等相关事宜请在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站查阅（http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8441）。

中国石油新疆油田分公司开发公司
2021年12月8日

单位：万元

抵物基本情况	备注
产置业有限公司以其所有	
城县山城镇三下村闽发路	
目区）土地使用权（面积为	
地；（2）位于福建南靖县	
面积为16,034.00平方米	
合楼；（3）位于福建南靖县	
路北侧（闽星生态项目区）	
使用权提供抵押担保。	
产开发有限公司以其拥有	
翔花园、面积3,307.97	
产、7套住宅房产及其对应	
方米的土地使用权提供抵押	
产置业有限公司以其位于	
路南侧面积为45805㎡土	
担保。	

电：0991-2305170
码：830002
址：乌鲁木齐市人民路280号长城公司
司监察审计部门联系人：王晓丽
话：0991-2834408

中国长城资产管理股份有限公司
新疆维吾尔自治区分公司
2021年12月8日

图 10.3-3-2 报纸公示（12 月 8 日）截图

10.4 公众参与调查结果

规划环评在网上第一次网上公示，第二次网上公示、报纸公示期间，公示信息处于公开状态，公示公开期间未收到公众通过现场、网络、电话及书信等方式咨询及发送公众意见表，也未收到公众提出反对和质疑的意见。

10.5 公众参与的“四性”分析

（1）合法性：本次公众参与按照《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号）、《规划环境影响评价条例》的要求，规划建设单位中国石油新疆油田分公司开发公司分别于 2021 年 5 月 17 日和 2021 年 11 月 29 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网进行了两次网络信息公示；并于第二次网上公示期间，在《新疆法制报》进行了两次报纸公示。项目在环评信息公开程序上严格按照国家相关规定依次进行了相应的环评信息公开，最大限度让尽可能多的群众和团体了解规划建设情况，从公众参与程序上来说本次规划的公众参与具有合法性。

（2）有效性：本次公众参与的形式有：网站、报纸、问卷调查。本次公众参与采取的形式有效。

（3）代表性：本次公参调查公开信息均为全疆范围，因此公众参与调查对象具有很好的代表性。

（4）真实性：本次公众参与调查采用网上公示、报纸公示相结合，是中国石油新疆油田分公司开发公司的公众参与调查小组进行调查的结果，调查结果真实可靠。

10.6 公众参与调查结论

本次环境影响评价的公众参与工作采用网络公示（包括问卷调查公示）、报纸公示的方式进行。

在网络公示、报纸公示期间均未收到公众反馈意见。中国石油新疆油田分公司开发公司承诺，在以后建设过程中将做好环境保护工作，以最大限度的减少对周围环境的影响。

11 评价结论

11.1 规划概况

《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》包含一个总报告和四个分报告，可以有效指导新疆油田“十四五”期间新油气田开发、老油气田稳产上产和系统整体优化，各项储运及公用配套系统不断完善，各项安全、环保措施落实到位，是加快推进和谐稳定、质量效益、绿色智能的现代化大油气田建设的重要保障。

《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实党的十九大精神和新发展理念，积极落实集团公司高质量稳健发展要求，突出创新引领、整体协调、绿色低碳。坚持高质量发展，突出创新引领、整体协调和绿色低碳。

到 2025 年油气当量 2007 万吨，其中，原油产量达到 1550 万吨，天然气产量达到 57.1 亿方，年均油气当量增长 81.8 万吨。地面工程以安全环保、提质增效为目标，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。

11.2 区域环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据各州市发布数据，昌吉回族自治州属于环境空气质量不达标区，阿勒泰地区、塔城地区、克拉玛依市属于环境空气质量达标区。

通过本次环评补充监测结果分析，评价区域内各监测点位各项监测因子均未出现超标现象，吉木萨尔页岩油区块、玛湖区块、腹部区块、西北缘区块、南缘区块、呼图壁储气库 H_2S 现状浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准要求，非甲烷总烃监测值均可满足《大气污染

物综合排放标准详解》中推荐值要求，评价区域现状环境空气质量良好。

（2）地下水环境质量现状

评价区域地下水环境对照评价标准：

①吉木萨尔区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求；

②玛湖区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氟化物、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求；

③西北缘区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；耗氧量、锰、砷符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅳ类标准；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求；

④腹部区块东部板块所在地地下水环境总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅴ类标准，主要是由于区域环境地质导致；氟化物、锰符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅳ类标准；其余各监测点位各因子均满足符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（3）声环境质量现状

根据现状监测结果，各区块边界均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准要求，声环境质量良好。

（4）土壤环境质量现状

根据监测结果可知，玛湖区块 1#-6#点位、东部区块 1#、3#、5#-8#点位、南缘区块 1#-6#点位、西北缘区块 1#-7#、9#、11#点位、腹部区块 1#-8#点位中各项监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值及管制值。

东部区块 2#、4#、9#、10#点位、西北缘区块 8#、10#、12#、13#点位各项

监测因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 条件下的风险筛选值及管制值。

（5）生态环境现状

①区域生态环境现状

规划区用地类型以采矿用地为主，其次为灌木林地，沙地分布面积也较广。现状调查共记录植物 21 科 53 属 63 种，其中黑果枸杞为国家二级保护植物，膜果麻黄、梭梭、白梭梭为自治区Ⅰ级保护植物；记录国家一级保护野生动物 1 种，为蒙古野驴，二级野生保护动物 11 种，分别为云雀、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼、黑腹沙鸡、狼、沙狐、原斑猫、长耳鸮。规划区土壤遭受侵蚀以风力强度侵蚀和剧烈侵蚀为主，荒漠景观生态体系较为脆弱，应保护性开发。

②生态环境敏感保护目标现状

规划涉及生态环境敏感保护目标包括卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区、新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园、魔鬼城风景名胜区、玛依格勒森林公园、艾里克湖和玛纳斯湖。

卡山保护区目前面积为 12871.44km^2，其中核心区 4619.62km^2，缓冲区 5351.51 km^2，实验区 3493.07 km^2。规划区共 4 油田区块与卡山保护区范围相交，目前相关采矿权正在逐步办理采矿权退出（变更）手续。卡山保护区的主要保护对象是蒙古野驴和鹅喉羚等野生动物资源，以及原产于此的普氏野马、赛加羚羊有蹄类动物。植物组成简单，类型单调，分布稀疏，属典型荒漠植物群落。保护区无地表水系分布，地下水储量少，水源短缺，目前采用人工设置防渗水源点的方式解决保护区内野生动物夏秋季节的饮水问题。此外，保护区在五彩湾设置了野生动物救护中心；新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园面积 150km^2，其中生态保育区面积约为 129.75km^2，宣教展示区面积约为 12km^2，沙漠体验区面积约为 7.5km^2，管理服务区面积约为 0.75km^2。规划区共 3 油田区块与沙漠公园田区块与风景名胜区范围相交，其主要保护对象是雅丹地貌及地质遗迹；玛依格勒森林公园目前面积为 164.74km^2，规划区共 3 油田区块与森林公园范围相交，保护荒漠自然景观、植被及野生动物使其不受影响和破坏；艾里克湖面积 52.4km^2，距规划区最近距离为东北侧 1.8km，保护对象为湿地、野生动物栖息生境以及鱼类使其不受影响和破坏；玛纳斯湖面积 550km^2，规划区共 3 油田

区块与湖体范围相交，保护对象为湿地、盐场使其不受影响和破坏。

11.3 环境影响评价结论

11.3.1 大气环境影响

规划运营期废气主要各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO_2 和 NO_2、非甲烷总烃。

（1）各燃气设备产生的燃烧尾气

规划各地面工程所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的 SO_2、NO_x 和烟尘均可符合《锅炉大气污染物排放标准》标准限值，对周围环境造成的影响较小。

（2）无组织废气

油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。

①油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。

②严格按照 GB39728 标准要求，对部分不符合标准的储罐、装载系统等进行改造。

通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场厂界浓度和最大落地浓度可小于《挥发性有机物无组织排放控制标准》的标准限值；各区块开发边界非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》中无组织排放监控浓度限值。

11.3.2 地表水环境影响

油田正常开采及油气集输过程中，运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》标准后，由各联合站统一调配，不外排进入环

境，不会对地表水环境产生环境影响。

11.3.3 地下水环境影响

运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层；管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔，降低管道泄漏等事故的发生；正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件，包括集输管线、油罐发生原油泄漏，若及时采取有效措施治理污染，避免对地下水污染。综上所述，规划运营期只要各二级单位严格按照拟定的环保措施进行，对生产废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

在此基础上，规划实施对地下水环境的影响可接受。

11.3.4 声环境影响

运营期噪声污染源主要为站场各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，且规划区域多位于戈壁荒漠，因此，在运营期间基本不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

11.3.5 固废影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是落地原油和油泥（砂）。落地原油要求井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至各区块联合站卸油罐，进入各区块原油处理系统进行处理；生产过程中产生的油泥（砂）在各自区块废渣场暂存，按《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。通过采取切实可行的措施，并加强管理，运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

11.3.6 土壤环境影响

油气田开发对土壤影响，呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线和井场道路等）分布，影响范围明确。该建设工程在开发期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。

11.3.7 生态影响分析

规划实施后，产生的污染物在落实生态保护措施的前提下其影响可接受；地表植被遭到破坏，植物多样性降低，可能会减少广布种和常见种数量，但不会使植物群落的种类与组成发生变化，也不会造成某一植物种的消失；对野生动物的活动产生一定阻隔，产生噪声会对周边活动和休憩的野生动物产生一定扰动影响但最终趋于稳定；对于区域的土地利用格局、植被覆盖格局、土壤侵蚀格局、景观格局不会带来明显的破坏性影响，因而生态系统结构不会被打破，能维持现有服务功能，不会朝更不稳定的方向演进。

规划实施后，在严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求以及环境监测计划的前提下，不会对各生态环境敏感保护目标内分布的珍稀动物的生境、水源、食源、迁徙通道，沙漠、森林、荒漠、湿地等景观，雅丹地貌及盐场产生不良影响，也不会引起国家重点保护野生植、动物群落及其分布格局的变化。综上，规划实施对生态环境的影响较小，在落实一系列生态保护、减缓、恢复、补偿措施后，该影响是可承受的。。

11.3.8 环境风险分析

规划的具体项目发生风险事故的类型主要为原油储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使规划在实施中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该规划的实施从环境风险的角度认为风险水平可接受。

11.4 资源环境承载力

规划各具体项目投入运营后，用水量极小，占 2025 年全疆、各区域的用水量占比亦较小，对全疆及各区域水资源利用影响较小；规划区域大气环境较好，具有一定的承载力，区域大气环境承载力能够支持规划的发展；土地资源承载力可以满足规划的开发建设规模要求；规划实施过程中产生的生产废水不会进入外环境水体，规划的实施不会增加区域水环境负荷。

11.5 规划的综合论证

新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划的基本原则和发展目标、总体部署、规划方案等均符合各项法规政策、区域“三线一单”管控要求，与上层规划、

同层规划协调。

根据环境影响预测和环境承载力分析结果，规划发展对区域大气环境、地表水环境、声环境等生态环境、土壤环境、地下水环境、环境风险等带来的影响在可接受范围内，区域土地资源、地表水资源、大气环境容量可以支撑规划的实施。

综上，规划的发展结构、能源结构等均具备环境合理性。

11.6 优化调整建议

（1）优化规划发展目标

在发展目标中明确加大生态保护和建设力度，从源头上预防新疆油田发展可能带来的环境污染与生态破坏，建设生态低碳、可持续发展的绿色油田基地，坚持生态优先、绿色发展，把生态环境保护摆在优先地位。

（2）在总体部署中补充明确生态敏感性

生态保护红线是生态安全环境的底线，随着生态保护红线和自然保护地的划定明确，新疆油田即使获得了采矿权的项目，选址和用地都需要详细核实，首选避让，在严格保障生态环境安全的前提下合理界定新疆油田的各项开发活动，需要深度细致的分析和沟通，确保生态保护与资源开发活动的协调发展。

（3）明确依托供热锅炉情况

在规划中明确注汽锅炉的燃料和吨位，严格按照国家和自治区的“气十条”要求和开发地块所处各地州大气联防联控的要求，拆除不符合吨位要求的燃煤锅炉，允许保留的燃煤锅炉必须保证脱硫、脱销和除尘设施的运行，确保废气达标排放。

注汽锅炉首选天然气，气源无法满足要求的情况下使用电锅炉。

（4）优化总体技术经济指标和主要安全环保指标目标

高于同行业一般值的指标要给出明确的解释，比如含稠油油田的单位油田原油生产综合能耗和单位油田原油生产气耗；采出水处理站综合水质达标率和井口综合水质达标率必须做到 100%；进一步加大节电节能措施，将单位注水量电耗控制在 5.98kW·h/m^3 以下；伴生气处理率目标值定为 99%。

（5）补充环境风险防范体系建设

在规划中补充环境风险防范体系的建设。环境突发事件应急预案要具有可

操作性，做到持续改进，至少每三年修订一次。

（6）完善供水系统规划

规划中现有供水系统只有玛湖压裂水源优化工程，没有按照区域的水资源概况，对新疆油田地面工程“十四五”规划发展期间所需水资源情况进行整体的规划，建议按照本次规划环评 5.9.1 节中各区块的水资源概况和开发过程中的需水情况，分生产系统内部回用水系统、生产需要补充的新鲜水系统、生活供水系统等方面完善整个供水系统规划内容。

（7）完善路网系统规划

规划中只有新疆油田内部需要进行大修的计划，没有对新疆油田规划发展所需要的对内、对外路网进行整体规划。

需要补充完善规划区内外交通规划内容，并明确区块道路和外运所依托的地方路网情况。

（8）完善生态环境保护规划

在现有规划的环保工程基础上，按照本次规划环评所提出的污染防治规划内容，进一步细化完善新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划中的生态环境保护规划内容，重点关注各类固体废物的综合利用规划和采出水合法合规的有效处置方式，确保各项污染防治措施落实到位，实现规划发展与生态环境保护的协调共赢。

（9）补充碳减排相关内容

根据 7.4 节初步拟定的碳减排路径，结合新疆油田实际情况，建议在规划中进行碳减排专题研究。

（10）补充与相关国土空间规划的衔接性分析

本规划实时加强与新疆自治区及各地州的国土空间总体规划的沟通和衔接，确保规划在用地规划方面与相关国土空间总体规划相协调。坚持最严格的节约用地制度，推动新疆油田集约高效用地。不断提高新疆油田的集约用地水平。

11.7 综合评价结论

新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划的发展思路清晰，发展目标明确，油气开发总体部署和规划方案结合新疆油田的开发现状和勘探开发规划进行合理布局，并对老油气田地面系统进行全面优化升级，与国家国民经济与社

会发展 “十四五”规划纲要等相符，与新疆自治区国民经济与社会发展“十四五”规划及行业规划等相符、符合相关环境保护规划及污染防治行动计划中的相关要求。在落实本评价提出规划优化调整建议、环境管理及污染防治减缓措施的前提下，规划实施过程对区域大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态环境等产生的不利影响可以得到有效减缓或控制，环境风险可以接受。从环境保护角度分析，新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划总体可行。